

**MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA: HERRAMIENTA
DE AYUDA PARA LA TOMA DE DECISIONES**

**DIANA MARCELA CANDIA GENTIL
OLGA LUCIA MESA PÉREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA ELTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES BUCARAMANGA
2015**

**MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA: HERRAMIENTA
DE AYUDA PARA LA TOMA DE DECISIONES**

**DIANA MARCELA CANDIA GENTIL
OLGA LUCIA MESA PÉREZ**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Director

Dr. GERARDO LATORRE BAYONA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

A Dios, porque “un hombre no puede recibir nada si no le es dado del cielo.
Juan3:27”.

A mis padres por colocar todo su esfuerzo, apoyo y palabras de aliento. A ellos
dos no solo este trabajo de grado sino les dedico el resto de mi vida.

A mis hermanos que han sido mi inspiración, mi ejemplo y mi orgullo.

A mi gran amor que ha sido mi gran apoyo en todo este proceso.

Diana Marcela Candia Gentil

En primera instancia dedico esta monografía a Dios quien me acompaño durante
todo este proceso de formación y me dio la fortaleza necesaria en los momentos
más difíciles, a mis padres por su incondicional apoyo y en especial a mi hijo
quien es el motivo de mi esfuerzo.

Olga Lucia Mesa Pérez

AGRADECIMIENTOS

A Dios, porque sin él no sería posible cada sueño cumplido, más fiel que El ninguno en el mundo.

A mis padres quienes no dudaron de mis capacidades y esfuerzos, motivando de una u otra forma la culminación de este trabajo.

A Jorge Jácome Pérez, por su amor, apoyo y colaboración, sin el todo hubiera sido más difícil.

Universidad Industrial de Santander, por los conocimientos brindados, a todos los profesores y personal de trabajo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de telecomunicaciones porque siempre tendían su mano amiga.

Al Dr. Gerardo Latorre Bayona nuestro director de proyecto por toda su disposición para ayudarnos durante esta etapa.

Diana Marcela Candia Gentil

A Dios por darme el don de la perseverancia y haberme permitido llegar hasta este punto.

A mis padres por apoyarme con mi hijo, a mi familia, amigos y compañeros de estudio quienes de alguna o de otra forma aportaron a la realización de este trabajo de grado. En especial agradezco la asesoría y permanente apoyo del doctor Gerardo Latorre Bayona director de este proyecto.

A la universidad que me abrió las puertas para ser mejor persona y un buen profesional, a los profesores que con el pasar de los años se convirtieron en el ejemplo a seguir.

Olga Lucia Mesa Pérez

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	17
2. SISTEMA DE AISLAMIENTO Y VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	20
2.1 ACEITE AISLANTE	20
2.2 PAPEL AISLANTE	22
2.3 ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR	24
3. PRUEBAS FÍSICO-QUÍMICAS ASTM PARA ACEITES AISLANTES EN OPERACIÓN	29
3.1 RIGIDEZ DIELECTRICA – NORMA ASTM D-877/1816	29
3.2 CONTENIDO DE AGUA – NORMA ASTM D-1533	30
3.3 NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN – NORMA ASTM D-974	31
3.4 TENSIÓN INTERFACIAL – NORMA ASTM D-971	31
3.5 COLOR – NORMA ASTM D-1500	34
3.6 GRAVEDAD ESPECÍFICA – NORMA ASTM D-1298	35
3.7 FACTOR DE POTENCIA – NORMA ASTM D-924	36
3.8 CONTENIDO DE INHIBIDOR – NORMA ASTM D – 4768	36
4. MEDIDAS ELÉCTRICAS DE CAMPO	38
4.1 PRUEBA PARA MEDIR LA CALIDAD DE AISLAMIENTO	38
4.2 PRUEBA PARA MEDIR EL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO	43
5. PRUEBA CROMATOGRÁFICA DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE ..	46
5.1 MÉTODO DESCRITO EN LA NORMA IEEE 104-1991	47
5.2 MÉTODO DEL GAS CARACTERÍSTICO	48
5.3 MÉTODO DE LAS RELACIONES DE DORNEMBURG	52
5.4 CRITERIO DE LA CEGB (CENTRAL ELECTRICITY GENERATING BOARD AF GREAT BRITAIN)	53
5.5 MÉTODO DE LAS RELACIONES DE ROGERS	54
5.6 MÉTODO C.S.U.S.	57
6. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA	58
7. CONCLUSIONES	90
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	91
BIBLIOGRAFÍA	94
ANEXOS	97

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. CURVA DE EXPECTATIVA DE VIDA	26
FIGURA 2. COLORES PATRÓN PARA EL ACEITE POR LA NORMA ASTM.....	35
FIGURA 3. PANEL DE CONTROL PRINCIPAL	59
FIGURA 4. PANEL Y DATOS DEL TRANSFORMADOR	60
FIGURA 5. FORMULARIO DATOS DEL TRANSFORMADOR	61
FIGURA 6. EJEMPLO DATOS DEL TRANSFORMADOR.....	62
FIGURA 7. PANEL Y CONDICIÓN DE PRUEBA	63
FIGURA 8. FORMULARIO CONDICIONES DE PRUEBA.....	64
FIGURA 9. EJEMPLO CONDICIONES DE PRUEBA.....	65
FIGURA 10. PANEL Y PRUEBA CROMATOGRÁFICA	66
FIGURA 11. FORMULARIO PRUEBA CROMATOGRÁFICA.....	67
FIGURA 12. EJEMPLO PRUEBA CROMATOGRÁFICA.....	68
FIGURA 13. PANEL Y PRUEBA FÍSICO-QUÍMICA	69
FIGURA 14. FORMULARIO PRUEBA FÍSICO-QUÍMICA	70
FIGURA 15. EJEMPLO PRUEBA FÍSICO - QUÍMICA.....	71
FIGURA 16. PANEL Y PRUEBAS ELÉCTRICAS	72
FIGURA 17. FORMULARIO PRUEBAS ELÉCTRICAS	73
FIGURA 18. . EJEMPLO PRUEBAS ELÉCTRICAS	74
FIGURA 19. PANEL Y VIDA ÚTIL	75
FIGURA 20. FORMULARIO VIDA ÚTIL	76
FIGURA 21. EJEMPLO VIDA ÚTIL.....	76
FIGURA 22. PANEL E INFORME FINAL.....	77
FIGURA 23. FORMATO INFORME FINAL.....	78
FIGURA 24. DATOS HISTÓRICOS.....	79
FIGURA 25. INTRODUCIR FECHA DE MUESTREO.....	79
FIGURA 26. RESULTADOS PRUEBAS FÍSICO-QUÍMICAS	80
FIGURA 27. RESULTADO DE LAS PRUEBAS FÍSICO-QUÍMICAS, DATOS DEL TRANSFORMADOR Y CONDICIÓN DE PRUEBA	81
FIGURA 28. ACEPTABILIDAD DE LA PRUEBA Y ACCIONES A TOMAR.....	82
FIGURA 29. COLOR PATRÓN PARA EL ACEITE	82
FIGURA 30. CALIDAD DEL ACEITE	82
FIGURA 31. RESULTADOS PRUEBA CROMATOGRÁFICA	83
FIGURA 32. RESULTADO MÉTODO DESCRITO POR LA NORMA IEEE 104- 1991	84
FIGURA 33. RESULTADO MÉTODO DORNEMBURG.....	85
FIGURA 34. RESULTADO MÉTODO DE ROGERS	85
FIGURA 35. RESULTADO PRUEBAS ELÉCTRICAS	86
FIGURA 36. RESULTADO DE PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS...	87

FIGURA 37.RESULTADO PRUEBA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	87
FIGURA 38.RESULTADO PRUEBA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN ALTA- BAJA.....	88
FIGURA 39. RESULTADOS VIDA ÚTIL.....	88
FIGURA 40. VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR CALCULADA POR VARIOS MÉTODOS.....	89

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. ANORMALIDADES EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA..	17
TABLA 2. TÉCNICA DE DIAGNÓSTICO USADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	18
TABLA 3. PARÁMETRO QUE AFECTAN LA DEGRADACIÓN DEL ACEITE	21
TABLA 4. EFECTO QUE CAUSA LOS PRINCIPALES FACTORES QUE INCLUYEN EN EL ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE	23
TABLA 5. ESPECIFICACIONES PARA FINAL DE VIDA EN LOS TRANSFORMADORES	24
TABLA 6. PRUEBA ASTM	30
TABLA 7. PRUEBA ASTM	30
TABLA 8. PRUEBA ASTM	31
TABLA 9. PRUEBA ASTM	32
TABLA 10. CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES SEGÚN EL ÍNDICE DE CALIDAD	32
TABLA 11. PRUEBA ASTM	34
TABLA 12. PRUEBA ASTM	35
TABLA 13. PRUEBA ASTM	36
TABLA 14. PRUEBA ASTM	37
TABLA 15. CLASIFICACIÓN DE LOS ÍNDICES DE ABSORCIÓN Y POLARIZACIÓN	40
TABLA 16. FACTOR DE CORRECCIÓN PARA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, PARA REFERIRLA A 20 °C	41
TABLA 17. LÍMITES CLAVE DE CONCENTRACIÓN DE GASES DISUELTOS	48
TABLA 18. CRITERIO DE DIAGNÓSTICO DE LA TÉCNICA DE GASES CLAVES	50
TABLA 19. LÍMITE DE LAS RELACIONES DE DORNEMBURG	52
TABLA 20. DIAGNÓSTICO DEL TIPO DE FALLA - CEGB	53
TABLA 21. RELACIÓN DE CONCENTRACIONES DE GASES SEGÚN ROGERS	55
TABLA 22. INTERPRETACIÓN DE CÓDIGOS DADOS POR LAS RELACIONES DE ROGERS	55
TABLA 23. NIVELES MÍNIMO DE DETECCIÓN, MÉTODO DE ROGERS	56
TABLA 24. RELACIÓN PARA EL DIAGNÓSTICO, MÉTODO CSUS	57

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Formato y resultados de laboratorio para pruebas Físico-Químicas.....	97
ANEXO B. Formato y resultados para pruebas Cromatográficas.....	100

RESUMEN

TÍTULO: MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA: HERRAMIENTA DE AYUDA PARA LA TOMA DE DECISIONES*

AUTORES: DIANA MARCELA CANDIA GENTIL

OLGA LUCIA MESA PÉREZ**

PALABRAS CLAVE: Transformadores de potencia, mantenimiento preventivo y predictivo, pruebas, diagnostico de fallas, Excel.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de grado se fundamenta en el desarrollo de una herramienta que ayude a determinar el estado de los Transformadores de potencia desde el punto de vista del mantenimiento. La herramienta permite la toma de decisiones rápidas, la evaluación del estado del transformador y sugiere los correctivos a tomar de una forma sencilla y al alcance de cualquier usuario, basado en una serie de pruebas que permiten detectar la falla en el transformador de potencia antes de que sucedan.

La información referente a los procedimientos que se utiliza para el mantenimiento preventivo y predictivo en los transformadores de potencia, basados en las pruebas físico-químicas, pruebas eléctricas y pruebas cromatográficas de gases disueltos en aceite en transformadores de potencia incluida en el proyecto, comprende los aspectos importantes que se deben saber para que las pruebas sean analizadas apropiadamente, de forma que se pueda determinar con éxito el diagnóstico de la falla del transformador de potencia.

Para la elaboración de esta herramienta se hizo uso del software Excel que mediante la comparación en conjunto de los resultados obtenidos en las pruebas y la información de ella, emite una posible valoración de las condiciones del transformador de potencia que se está analizando.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gerardo Latorre Bayona, Ingeniero electricista.

SUMMARY

TITLE: MAINTENANCE OF POWER TRANSFORMERS: HELPFUL TOOL IN DECISION MAKING[†]

AUTHORS: DIANA MARCELA CANDIA GENTIL

OLGA LUCIA MESA PÉREZ**

KEY WORDS: Power transformers, preventive and predictive maintenance, testing, failure diagnostics, Excel.

DESCRIPTION:

The present degree work is based on developing a tool to help determine the status of the power transformers from the viewpoint of maintenance. The tool allows fast decision making, the status evaluation of the power transformer and suggests corrective measures to be taken in a simple way that is accessible to any user, based on a series of tests to detect the fault in the power transformer before it actually happens.

The information regarding the procedures to be used for preventive and predictive maintenance in power transformers, based on the physicochemical tests, electrical tests and chromatographic tests of dissolved gases in oil in power transformers included in the project, includes the important aspects that should be known for the tests to be properly analyzed, so that you can successfully determine the diagnosis of the power transformer failure.

For the development of this tool Excel Software was used comparing the results obtained in testing and training and together it emits a possible assessment of the conditions of the power transformer being analyzed.

* Graduation Project

**Faculty of Physics-Mechanical Engineering, School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Director: Gerardo Latorre Bayona, Electric Engineer.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de grado es un informe técnico sobre el mantenimiento de transformadores de potencia; acompañado de una herramienta elaborada en Excel que sirve como ayuda para realizar un diagnóstico rápido y práctico, a partir de resultados de pruebas fisicoquímicas, cromatográficas y eléctricas.

El trabajo ha sido dividido en cinco capítulos que presentan lo relevante sobre el sistema de aislamiento y vida útil del transformador de potencia; las pruebas que se realizan basadas en las normas ASTM, NTC e IEE; el mantenimiento preventivo y predictivo; y la implementación de la herramienta en Excel.

Se hace referencia al mantenimiento preventivo y predictivo en transformadores de potencia, destacando cómo implementar estos tipos de mantenimiento y cómo realizarlos de acuerdo con los tipos de prueba que se exponen en este trabajo de grado. Para más información se recomienda revisar las referencias: [1], [2], [11], [16], [17], [18], [21], [22] y [24].

Con respecto al sistema de aislamiento y la vida útil del transformador de potencia, se da a conocer cómo está constituido el sistema de aislamiento del transformador de potencia y qué factores contribuyen a su degradación y envejecimiento. Se presenta también lo referente a la vida útil del transformador de potencia, así como a los métodos que se utilizan para su cálculo. Para más información se recomienda revisar las referencias: [2], [19], [20], [21], [22] y [23].

Con referencia a las pruebas que se realizan con base en las normas ASTM, NTC e IEEE, primero se menciona la información que ofrece cada prueba y se destacan los rangos permitidos para tener un diagnóstico acertado. Además, se identifican los tipos de fallas que se pueden presentar según los resultados de la prueba aplicada y qué se debe hacer en caso de tener datos desfavorables. Para más información se recomienda revisar las referencias: [1], [11], [12], [13], [14], [15], [21] y [22].

Por último se procede a explicar la implementación de la herramienta en Excel, para apoyar el registro de la evolución y diagnóstico de los transformadores de

potencia - de acuerdo con las pruebas que se describen en este proyecto de grado. El objetivo es lograr que a partir de los resultados de las pruebas la herramienta presente el diagnóstico acerca de las fallas más probables que el transformador pueda tener y la acción de mantenimiento sugerida para solucionarlo.

1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El crecimiento acelerado de los mercados de energía eléctrica durante los últimos años ha generado que las empresas encargadas de distribuirla, transmitirla y generarla estén interesadas en mejorar la calidad de sus servicios, evitando un impacto de ámbito social, medio ambiental y económico. Debido a estos intereses y teniendo en cuenta que la población mundial de transformadores está envejeciendo, las empresas se han encargado de efectuar un programa de mantenimiento preventivo que permita localizar situaciones de peligro para efectuar acciones predictivas o correctivas, y garantizar que los parámetros de operación de dichos equipos se mantengan en valores aceptables - que aseguren la prestación del servicio y a su vez que alcancen su vida útil.

El programa de mantenimiento preventivo es determinante para prevenir fallas a medio plazo, interrupciones en el suministro y paradas no programadas. Para la elaboración del mantenimiento preventivo se deberá tener en cuenta las políticas de mantenimiento de las empresas.

En los transformadores de potencia la mayoría de las fallas se pueden evitar si existe una inspección periódica en el mantenimiento preventivo. Con planes de mantenimiento preventivo adecuados y técnicas de ensayo lo más avanzadas posible, es posible determinar con la mayor certeza el estado de los equipos de una subestación [1], [16] [18].

Además de lo anterior, en relación con el mantenimiento preventivo se deben tener en cuenta las anomalías presentadas en la tabla 1.

Tabla 1. Anomalías en los transformadores de potencia

Anomalías	Descripción
Temperatura del transformador	Se relaciona directamente con el aislamiento papel-aceite. Temperatura máxima para el aceite 90°C y temperatura máxima para el punto más caliente 110°C.
Volumen de aceite	Cuando el nivel de aceite cambie notoriamente con respecto a la temperatura, se debe detectar la causa para su arreglo oportuno.
Ruido	Cambio de frecuencia de la fuente de corriente, ruido en la caja y en los radiadores por resonancia.

Anomalías	Descripción
	Ruido anormal por descarga estática, debido a partes metálicas carentes de tierra o imperfección de la puesta a tierra. Ruido por desajuste en el núcleo, al presentarse un defecto en la estructura central.
Aflojamiento de las piezas de fijación y de las válvulas	Posible desplazamiento del transformador por falta de apretar firmemente los tornillos de los cimientos.
Fugas de aceite	Las fugas de aceite pueden ser causadas por el deterioro de algún empaque o por mal posicionamiento.

De acuerdo con la Norma IEEE std. 62-1995: "IEEE, Guía de campo de diagnóstico Prueba de energía eléctrica –aparatos Parte 1: Transformadores en aceite, reguladores y reactores", Las pruebas que permiten diagnosticar el estado operativo de los transformadores de potencia se pueden clasificar en pruebas eléctricas, pruebas de aceites dieléctricos y pruebas de funcionamiento de sus protecciones eléctricas y mecánicas. Estas pruebas de diagnóstico están descritas con referencia a las categorías de sistemas y componentes que constituyen el transformador tales como: Devanados o bobinas, Aislador pasatapas, aceite aislante, conmutador de carga o cambiador de tomas, el núcleo, tanque o cuba, y los dispositivos asociados.

Para mejorar la vida útil del transformador de potencia se ejecutan los planes de mantenimiento preventivo y diagnóstico que se recogen en la tabla 2.

Tabla 2. Técnica de diagnóstico usado en transformadores de potencia

PROBLEMAS	TECNICA DE DIAGNOSTICO
MECÁNICOS	<ol style="list-style-type: none"> 1. Corriente de excitación 2. Análisis de respuesta en frecuencia 3. Impedancia de corto circuito 4. Capacitancia 5. Relación de transformación, polaridad, grupo de conexión 6. Resistencia de devanados
TÉRMICOS	<p>ANALISIS DE GASES EN EL ACEITE</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cromatografías de gases disueltos 2. Método de equivalencia del hidrogeno

PROBLEMAS	TECNICA DE DIAGNOSTICO
	DEGRADACIÓN DEL PAPEL-ACEITE 1. Análisis de Furánicos
	DETENCION DE PUNTOS CALIENTES 1. Termografías infrarrojos
DIELÉCTRICOS	ANALISIS DE ACEITE 1. Pruebas físico-químicas
	ENSAYOS ELÉCTRICOS 1. Resistencia de aislamiento 2. Capacitancia y factor de potencia 3. Respuesta de frecuencia dieléctrica
	MEDIDA DE DESCARGAS PARCIALES (PD) 1. Método ultrasónico 2. Método eléctrico

Fuente: Página de internet <http://www2.alkargo.com/alargar-la-vida-del-transformador-la-importancia-del-mantenimiento-preventivo>

Es necesario destacar que generalmente no es suficiente realizar un único ensayo o prueba, sino que la combinación de todos ellos es la que determina la certeza en la elaboración de un diagnóstico.

2. SISTEMA DE AISLAMIENTO Y VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El sistema de aislamiento en los transformadores de potencia está conformado por aisladores líquidos y aisladores sólidos; aceite y celulosa respectivamente. Esos componentes, aceite y papel, con el tiempo se degradan debido a la presencia de agua y oxígeno; así como por condiciones térmicas desfavorables que se pueden presentar en los transformadores de potencia. A continuación se presentará lo más relevante del sistema de aislamiento aceite-papel, y al final del capítulo se hablará sobre la vida útil del transformador; tema que guarda estrecha relación con el deterioro del papel aislante.

2.1 ACEITE AISLANTE

El aceite aislante es una mezcla de hidrocarburos isoparafínicos, nafténicos y aromáticos con moléculas de 16 a 22 átomos de carbono - lograda a través de destilación y refinación especializada. Para calificar un aceite como bueno debe poseer las siguientes funciones:

- ✓ Ser buen aislante eléctrico, para evitar el paso de la corriente a través de él.
- ✓ Poseer baja viscosidad, suficiente para circular y refrigerar adecuadamente el transformador; disipando el calor natural que se produce por efecto de las pérdidas en el hierro y en el cobre.
- ✓ Presentar adecuado punto de fluidez y viscosidad a bajas temperaturas; menores que la temperatura de servicio, de acuerdo con los sitios de instalación.
- ✓ Tener una buena estabilidad a la oxidación, con contenido apropiado de inhibidor natural o sintético; que logre hacer más lenta la formación de poliésteres pesados - conocidos como lodos.

El aceite tiene tres principales enemigos: el agua, el oxígeno y el calor; debido a que ellos aceleran su degradación química. El agua disminuye la rigidez dieléctrica y aumenta el factor de disipación dieléctrica; el oxígeno produce la oxidación del aceite, dando paso a la formación de lodos; y el calor acelera el proceso de oxidación. El agua en el aceite se puede presentar por la degradación de la celulosa o por reacción química con el aire de la atmósfera. Por su parte, el aceite aislante cuando se encuentra en contacto con el oxígeno se oxida; este proceso se acelera

con el aumento de la temperatura y por contacto con metales tales como el cobre y el hierro. En la tabla 3 se encuentran algunos efectos sobre el aceite, causados por los parámetros de degradación.

La degradación del aceite se incrementa con el paso de los años, de tal manera que con el envejecimiento el aceite no trabaja de la misma manera; cambiando sus características de aislamiento y refrigeración. Para retardar el efecto de degradación del aceite por oxidación y aumentar la vida útil del transformador se utilizan productos químicos sintéticos llamados inhibidores; éstos desaceleran de manera notable el proceso de oxidación, disminuyendo el deterioro del aislamiento eléctrico y la formación de lodos. La utilización del inhibidor tiene un ligero efecto negativo en cuanto al factor de potencia y la rigidez dieléctrica del aceite aislante, que se mencionarán en el siguiente capítulo; por esta razón se limita el uso del inhibidor a un máximo porcentaje por masa del 0.3%.

Tabla 3. Parámetro que afectan la degradación del aceite

Alta Temperatura	Oxígeno	Agua	Oxidación
<p>Causada por: aumento de carga; fallas eléctricas o térmicas; temperaturas externas elevadas; pérdida de enfriamiento.</p> <p>Las altas temperaturas afectan al papel aislante y favorecen el deterioro del aceite.</p>	<p>Contribuye a la oxidación del aceite aislante.</p> <p>Es un gas que tiene mayor solubilidad con el aceite.</p> <p>Los inhibidores naturales del oxígeno gradualmente se acaban con el tiempo, permitiendo la oxidación del aceite.</p>	<p>Afecta al papel, disminuyendo su resistencia mecánica a la tracción.</p> <p>Contribuye al deterioro de las propiedades dieléctricas del aislamiento principal.</p> <p>Aumenta el riesgo de formación de burbujas.</p>	<p>Responsable del deterioro del aislamiento eléctrico.</p> <p>Cuando hay un alto nivel de oxidación se presentan lodos en el aceite aislante.</p> <p>Los lodos son sustancias resinosas, parcialmente conductoras y mesuradamente solubles en el aceite. Causan en el transformador disminución del aislamiento y pérdida de la capacidad de sobrecarga. Se precipitan primero en las partes frías del transformador y luego en las partes calientes</p>

La vida útil del aceite aislante es algo que preocupa a los ingenieros encargados del mantenimiento de los transformadores de potencia; sin embargo, no se puede

establecer con precisión porque depende principalmente de las condiciones de operación, del contenido de inhibidos y del diseño. No obstante, se acepta que la vida útil del aceite aislante se puede evaluar por el punto de saturación de sus productos de oxidación, condición que de manera general se considera alcanzada cuando la acidez del aceite - medida mediante la prueba ASTM D-974 del número de neutralización - alcance el valor 0.1 mg KOH/g y la tensión interfacial - medida mediante la prueba ASTM D-971 - alcance un valor de 28 dinas/cm [1]; de estas dos pruebas se hablará con más detalle en el próximo capítulo.

2.2 PAPEL AISLANTE

Los materiales que se utilizan para la elaboración del papel aislante son extraídos principalmente de las pulpas de madera, mediante un proceso llamado Kraft. El papel aislante tipo kraft posee adecuada resistencia mecánica, resistencia a la tracción y resistencia dieléctrica; además, al combinarlo con el aceite aislante se obtiene un excelente sistema de aislamiento. La razón para ello es que el papel Kraft actúa como un regenerador del aceite aislante, debido a que es muy poroso y puede absorber los productos de degradación del aceite. Simultáneamente, el papel kraft se comporta como un catalizador que retarda el proceso de oxidación de los hidrocarburos del aceite. En síntesis, cuatro son las características básicas que debe tener un buen papel aislante dentro del transformador:

- ✓ Resistencia eléctrica: Debe soportar altas tensiones incluidos esfuerzos de impulso y transitorios por sobre-carga o sobretensiones.
- ✓ Resistencia mecánica a la tracción: La unidad debe soportar adecuadamente los esfuerzos axiales originados en cortocircuito.
- ✓ Resistencia térmica y buena transferencia de calor. Debe soportar altas temperaturas, y transferir el calor del devanado al aceite
- ✓ Capacidad para mantener sus características deseables de regeneración y catalizador: El tiempo de vida útil debe ser de razonable, contando con un apropiado mantenimiento.

Partiendo de la premisa normalmente aceptada, que dice: “la vida útil del transformador de potencia es la vida útil del papel aislante” [1] [2], es muy importante tener en cuenta el proceso de envejecimiento del papel aislante. Los principales factores que influyen en el envejecimiento de la celulosa en los transformadores de potencia son: la temperatura, la humedad y el oxígeno; en la tabla 4 aparecen los

efectos que causan estos factores. Las fallas externas y las sobretensiones también tienen un efecto negativo sobre el papel aislante, y se convierten en elementos a considerar cuando el papel presenta muestras de envejecimiento.

Cuando se incrementa la temperatura de operación del transformador se reduce la resistencia a la tracción del papel y disminuye el grado de polimerización (GP), produciendo monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y furanos. El grado de polimerización representa el número de monómeros de glucosa presentes por molécula de celulosa del papel; y está críticamente relacionado con la rigidez mecánica del papel. El valor estimado del GP para el papel nuevo oscila entre 1000 y 1300; disminuyendo a valores entre 900 y 950 debido a los procesos preliminares de secado del transformador en fábrica [3]. Cuando el transformador entra en operación la reducción del GP es aún mayor, alcanzando valores del orden de 500. Con valores de GP entre 950 y 500 la rigidez mecánica del papel es constante, pero en el rango de 500 a 200 la rigidez mecánica decrece en proporción directa al GP. Para un GP de 150 la rigidez mecánica se reduce al 20% de su valor inicial y debajo de este valor el papel no tiene rigidez mecánica alguna. Entonces, en la industria se considera que para un GP por debajo de 200, el papel pierde todas sus propiedades mecánicas y el equipo es susceptible a daños severos o fallas francas [4] [5].

Tabla 4. Efecto que causa los principales factores que incluyen en el envejecimiento del papel aislante

Temperatura	Humedad	Oxígeno
<p>Causada por las pérdidas que se presentan en el núcleo, en los devanados y en los puntos más calientes del transformador de potencia, y afecta la vida de los aislamientos.</p> <p>Altas temperaturas en el transformador disminuyen en forma directa la resistencia a la tracción del papel; lo que se manifiesta por la reducción del grado de polimerización debido a la degradación de la celulosa.</p>	<p>Deteriora las propiedades dieléctricas del aislamiento principal.</p> <p>Aumenta la formación de burbujas.</p> <p>Reduce la resistencia mecánica a la tracción.</p> <p>Acelera la degradación del aislamiento sólido.</p> <p>Con un porcentaje de agua del 3,3% el papel comenzará a liberar fibras al aceite.</p>	<p>Se manifiesta esencialmente como una combustión lenta, y sus productos finales son agua y dióxido de carbono; disminuyendo notablemente el buen funcionamiento del papel aislante.</p> <p>Favorece la formación de ácidos pesados y lodos, afectando la resistencia a la tracción mecánica.</p>

Temperatura	Humedad	Oxígeno
<p>La expectativa de vida del transformador es tanto una función de la temperatura como del tiempo en que el aislamiento soporta dicha temperatura [1].</p> <p>La mayor temperatura se presenta en la parte superior del transformador y en el devanado de baja tensión.</p>	<p>Para mantener las propiedades mecánicas del papel se acepta un porcentaje de agua entre 0,5% y 2%.</p>	<p>Por la formación de lodos se crean puentes de camino de electrones, que en cualquier momento pueden ser fatales para el transformador.</p> <p>Los lodos obstruyen los ductos de enfriamiento por convección que tienen las bobinas, obligando al transformador a trabajar a temperaturas más altas.</p>

2.3 ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores se construyen con una expectativa de vida útil entre los 25 y 35 años; para temperaturas de operación que oscilen entre 65°C y 95°C. Con un mantenimiento adecuado la vida útil del transformador puede extenderse hasta los 60 años; pero también se han encontrado casos de transformadores cuya vida útil sólo se aproximó a los 15 años [6]. En la tabla 5 se presentan las especificaciones para el diagnóstico del final de vida útil en los transformadores, desde diferentes puntos de vista.

Tabla 5. Especificaciones para final de vida en los transformadores

Final de vida	Clasificación
Técnico	Ocurre cuando el transformador podría o debería ser puesto fuera de servicio debido a razones técnicas, físicas o a un cierto debilitamiento de la integridad técnica del transformador.
Estratégico	Originado por cambios en la red; en la cargabilidad y tensión de servicio; o en la variación de la capacidad de cortocircuito de transformadores viejos.

Final de vida	Clasificación
Económico	Ocurre debido a condiciones económicas de la empresa a cargo del equipo. Gestión de las pérdidas y costos de mantenimiento.

Fuente: W. Flores, E. Mombello, Senior Member, IEEE, G. Rattá, Senior Member, IEEE, José Antonio Jardini, Fellow IEEE

Es difícil estimar de forma absoluta en años la vida remanente del transformador debido a que implica muchas suposiciones. No obstante, la industria ha desarrollado dos métodos para obtener un valor aproximado de la vida del transformador, y por tanto de la vida útil del papel aislante. Estos métodos son conocidos como: 1) las guías de carga desarrolladas con base en el modelo de Arrhenius-Dakin y 2) la obtención del grado de polimerización - GP.

- **El Modelo de Arrhenius-Dakin:**

Utilizando el teorema de Arrhenius-Dakin se puede cuantificar, aproximadamente, el tiempo de vida remanente del transformador. Este teorema establece que el logaritmo de la vida del aislamiento es una función inversa de la temperatura absoluta, como se indica en la ecuación (1).

$$\log(\text{vida en horas}) = -A + B/T \quad (1)$$

De (1) se deduce la ecuación (2)

$$Vida\ Util_{Años} = \left(10^{-A + \frac{B}{T}}\right) * \left(\frac{1}{8760}\right) \quad (2)$$

Dónde,

T = temperatura absoluta en grados Kelvin [(Tpe – Tamb)+ 273 °K]

Tep = temperatura del punto más caliente de los devanados, en °C

Tamb = temperatura ambiente, en °C

A y B = constantes de la curva de la expectativa de vida

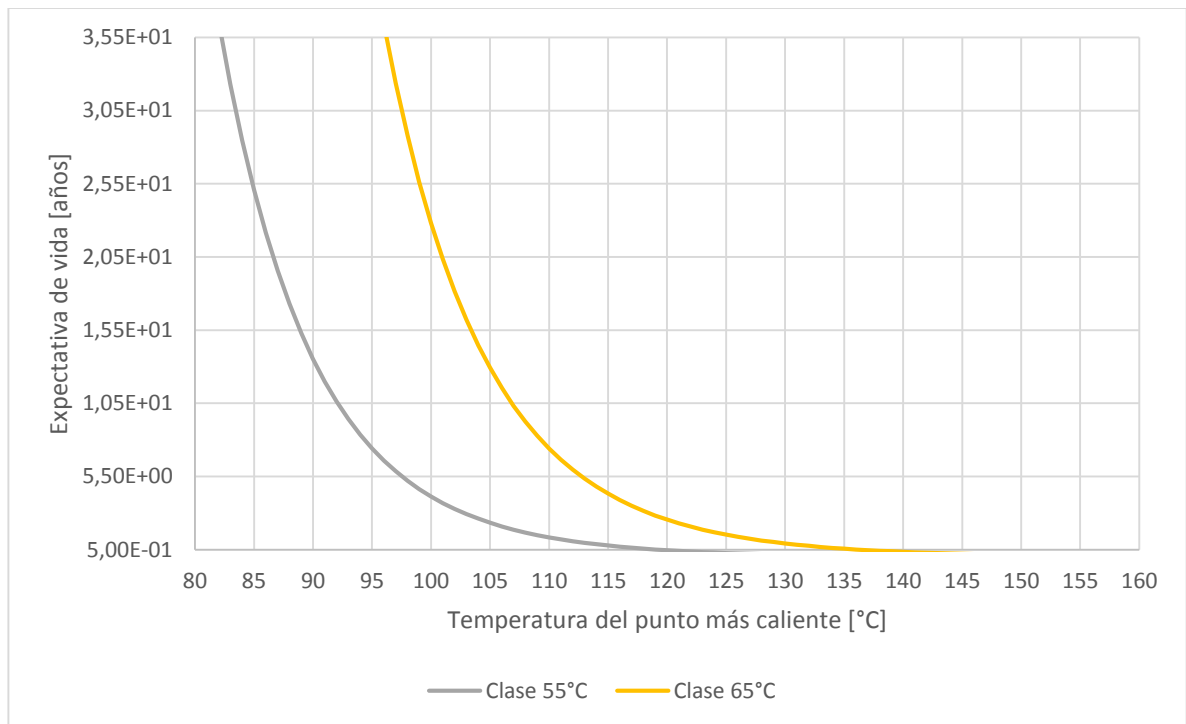
A = 14.133 (papel Clase 55 ° C)

A = 13.391 (papel Clase 65 ° C – enriquecido térmicamente)

B = 6 972.15

En la figura 1 se presenta la curva de expectativa de vida, en función de la temperatura del punto más caliente en el transformador; para las dos clases de papel aislante.

Figura 1. Curva de expectativa de vida



El modelo de Arrhenius-Dakin se fundamenta en la tasa de reacción química de Arrhenius y no tiene en cuenta el impacto en la vida del aislamiento, en condiciones normales de operación, del envejecimiento debido a las fatigas eléctrica, mecánica y del medioambiente. Sin embargo, a pesar de ser considerado de fatiga simple, es el más utilizado para el análisis de fatiga por temperatura en el aislamiento eléctrico.

- **Grado de polimerización - GP:**

Teniendo en cuenta que la presencia de compuestos furánicos en el aceite es debida a sobre temperatura en los devanados del transformador, ya sea por sobrecargas o por fallas resientes, en la práctica se ha relacionado el contenido de furanos en el aceite con la vida útil del transformador. La temperatura a la cual ocurre el proceso de degradación de la celulosa y la presencia de niveles anormales

de oxígeno y humedad, determina los compuestos furánicos que aparecen en el aceite. Los furanos son dominantes por la concentración de 2FAL (2-furfuraldeido) durante la hidrólisis oxidativa o degradación de la celulosa de los transformadores en operación.

A continuación se presentan métodos alternativos para en el cálculo de vida útil del transformador mediante la obtención del GP (grado de polimerización).

- Para transformadores sin papel enriquecido térmicamente la mejor estimación del GP se realiza a partir del contenido del furano tipo 2-FAL (2-furfuraldeido) en partes por millón (ppm), debido a que en las pruebas experimentales éste presenta la mayor concentración [8]. La expresión utilizada se presenta en la ecuación (2)

$$GP_{(1)} = \frac{\text{Log}[(2FAL*1000*0,88)-4,51]}{(-0,0035)} \quad (\text{Ecuación 2})$$

- Para transformadores con papel enriquecido térmicamente el cálculo se realiza con base en el contenido total de furanos, en partes por millón (ppm) [8]; utilizando la ecuación (3)

$$GP_{(2)} = \frac{[\text{Log}(\text{Total Furanos}*1000)-4,0355]}{(-0,002908)} \quad (\text{Ecuación 3})$$

- De Pablo [3] obtuvo una relación entre 2FAL y GP; donde 2FAL en partes por millón (ppm) se refiere a la concentración de furaldeido expresado en mg/kg de aceite. La relación está dada en la ecuación (4).

$$GP_{(3)} = \frac{(8,88*GP_0)}{(8,88+2FAL)} = \frac{7100}{(8,88+2FAL)} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde, $GP_0 = 800$ (grado de polimerización inicial)

- Teniendo en cuenta la relación lineal entre el GP en partes por millón (ppm) y el logaritmo del contenido total de furanos [10] , también – dentro de la literatura técnica - se ha propuesto la ecuación (5):

$$GP_{(4)} = 402,47 - 220,87 \text{Log} (2FAL) \quad (\text{Ecuación 5})$$

- Utilizando los valores de GP hallados en las ecuaciones (2), (3), (4) y (5), se realiza el cálculo de la vida útil promedio del transformador utilizando la ecuación (6).

$$\%Vida\ Util = \frac{[\text{Log}(GP)-2,903]}{(-0,006021)} \quad (\text{Ecuación 6})$$

3. PRUEBAS FÍSICO-QUÍMICAS ASTM PARA ACEITES AISLANTES EN OPERACIÓN

Para el diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia, se utilizan principalmente las siguientes pruebas: rigidez dieléctrica ASTM D- 877/1816, número de neutralización ASTM D-974, tensión interfacial ASTM D-971, color ASTM D-1500, contenido de agua ASTM D-1533 y gravedad específica ASTM D-1298. Estas pruebas permiten medir la degradación, la contaminación en el aceite y en especial el porcentaje de agua en el papel. Adicional a estas pruebas se utiliza la prueba del factor de potencia ASTM D-924 y del contenido de inhibidor ASTM D-4768, que permiten complementar las anteriores pruebas para un diagnóstico más claro. La ventaja en este tipo de pruebas es que, de acuerdo con los resultados obtenidos, permiten evaluar las condiciones del aceite para poder tomar decisiones acertadas y realizar un mantenimiento preventivo adecuado al transformador de potencia.

Es importante aclarar que ninguna de las anteriores pruebas por sí sola muestra las condiciones en que se encuentra el aceite; por esa razón, estas pruebas se realizan en conjunto y con periodicidad anual - si el transformador se encuentra en condiciones adecuadas de operación. Si se presentan anomalías en las condiciones de operación del transformador, se recomienda realizar las pruebas cada seis meses.

3.1 RIGIDEZ DIELECTRICA – NORMA ASTM D-877/1816

La prueba de rigidez dieléctrica ofrece información sobre la capacidad de aislamiento del aceite y determina la tensión en kilovolts a la que se presenta la ruptura dieléctrica del aceite entre los electrodos de prueba. Un valor elevado de la rigidez dieléctrica no necesariamente indica ausencia de contaminantes; lo que puede suceder es que haya contaminantes que no afectan la rigidez dieléctrica del aceite. Cuando la rigidez dieléctrica es baja es evidente la presencia de agentes contaminantes como agua, fibras de celulosa y partículas conductoras; las cuales disminuye el aislamiento del transformador. También es necesario aclarar que la prueba no indica el envejecimiento del aceite, ya que pueden existir aceites viejos con un alto valor de rigidez dieléctrica.

En la tabla 6 se muestran los criterios de evaluación establecidos para la rigidez dieléctrica.

Tabla 6. Prueba ASTM

Método de prueba ASTM	Criterios de evaluación	Información suministrada	Acción a tomar (resultados inaceptables)
Rigidez Dieléctrica D-877	Aceptable: ≥ 30 kV	Contenido de impurezas y agua	Filtrado y deshidratación con vacío.
	Cuestionable: de 25 a 30 kV		
	Inaceptable: < 25 kV		

Fuente: Compañía S.D. Myers de USA

3.2 CONTENIDO DE AGUA – NORMA ASTM D-1533

La prueba de contenido de agua ofrece información en cuanto a la cantidad de agua - en partes por millón - presentes en la muestra de aceite. Cuando el contenido de agua es superior a 35 ppm, indica la necesidad de realizar un tratamiento al aceite que permita remover en altas proporciones la humedad y disminuir la absorción de agua en la parte activa del transformador. Como consecuencia de tener un contenido de agua significativo en el aceite se tiene: disminución de la rigidez dieléctrica, afectación al aislamiento sólido del transformador, y tendencia al envejecimiento del aislamiento líquido y sólido. En la tabla 7 se observan los criterios de evaluación permitidos para el análisis del agua en el aceite dieléctrico, según la norma ASTM D-1533.

Tabla 7. Prueba ASTM

Método de prueba ASTM	Criterios de evaluación	Información suministrada	Acción a tomar (resultados inaceptables)
Contenido de agua D-1533	Aceptable: < 30 ppm	Contenido de agua en el aceite.	Deshidratación con vacío
	Cuestionable: de 30 a 35 ppm		
	Inaceptable: ≥ 35 ppm		

Fuente: Compañía S.D. Myers de USA

3.3 NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN – NORMA ASTM D-974

Esta prueba permite medir el contenido de ácidos por la degradación del aceite aislante, causada por el agua, el oxígeno y la temperatura. Para ello, con la prueba se determina el número de neutralización, también conocido como número de acidez, que es el número de miligramos (mg) de Hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar el ácido presente en un gramo de aceite aislante. En consecuencia, un valor elevado del número de neutralización implica un alto contenido de ácidos, presencia de lodos y envejecimiento del aceite; esto permite determinar el momento para reemplazar el aceite o regenerarlo. En la tabla 8 se muestran los criterios de evaluación permitidos para el número de neutralización.

Tabla 8. Prueba ASTM

Método de prueba ASTM	Criterios de evaluación	Información suministrada	Acción a tomar (resultados inaceptables)
Numero de neutralización D-974	Aceptable: \leq 0.05 (mg KOH/g)	Contenido de ácidos y lodos.	Recuperación del aceite con tierra fuller y limpieza con aceite caliente
	Cuestionable: de 0.05 a 0.1 (mg KOH/g)		
	Inaceptable: $>$ 0.1 (mg KOH/g)		

Fuente: Compañía S.D. Myers de USA

3.4 TENSIÓN INTERFACIAL – NORMA ASTM D-971

La prueba de tensión interfacial permite medir la afinidad del aceite con el agua, debido a la presencia de sustancias polares, y por tanto la capacidad aislante del aceite. Estas sustancias polares son el producto del proceso de oxidación que se desarrolla en el aceite. Con esta prueba se puede detectar el inicio del proceso de oxidación y su evolución, antes que el aceite llegue a degradaciones críticas. La tensión interfacial se mide en din/cm y para que el aceite se encuentre en condición aceptable el valor de la tensión interfacial deber ser mayor o igual a 32 din/cm; pero si se encuentra por debajo de 22 din/cm indica la precipitación de lodos en el aceite.

En la tabla 9 se muestran los criterios de evaluación para la prueba de tensión interfacial.

Tabla 9. Prueba ASTM

Método de prueba ASTM	Criterios de evaluación	Información suministrada	Acción a tomar (resultados inaceptables)
Tensión interfacial D-971	Aceptable: \geq 32 (dinas/cm)	Contenido de contaminantes polares ácidos.	Recuperación del aceite con tierra fuller y limpieza con aceite caliente
	Cuestionable: de 28 a 32 (dinas/cm)		
	Inaceptable: $<$ 28 (dinas/cm)		

Fuente: Compañía S.D. Myers de USA

Asociado a la tensión interfacial y al número de neutralización se encuentra el índice de calidad, conocido también como el índice de Myers, que se obtiene como el cociente entre la tensión interfacial y el número de neutralización. Para que el aceite se encuentre en condiciones aceptables el valor del índice de calidad (IC) debe ser lo más alto posible, teniendo en cuenta que la tensión interfacial debe ser lo más alta posible y el número de neutralización lo más bajo posible.

La tabla 10 es una guía para la interpretación de la clasificación del aceite según el índice de calidad; los efectos que causa en el transformador y acciones a tomar.

Tabla 10. Clasificación de los aceites según el índice de calidad

CLASIFICACION DE LOS ACEITES			
Índice de calidad	Clasificación	Efectos del aceite en el transformador	Acciones a tomar
300 a 1.500 o más	Aceite bueno	-Enfriamiento eficiente. -Preserva el aislamiento	Análisis anual del aceite con el fin de evaluar funcionamiento y establecer tendencia.

CLASIFICACION DE LOS ACEITES			
271 a 600	Aceite a ser tenido en observación	-lodos producto de la oxidación del aceite causan bajas en la tensión interfacial.	Análisis anual del aceite. Establecer programa de mantenimiento preventivo.
160 a 318	Aceite marginal	-alta probabilidad de lodos en las fisuras del aislamiento sólido. -Ácidos grasos cubren los devanados. -lodos en suspensión listos a iniciar concentraciones.	Análisis anual del aceite. Aceite requiere tratamiento con filtro de prensa especial, para detener el deterioro rápido del aislamiento.
45 a 159	Aceite malo	-Depósitos de lodos en los devanados y núcleo.	Análisis anual del aceite. Des-encubada del transformador. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Filtrado de aceite.
22 a 44	Aceite muy malo	-Sedimentos depositados continúan oxidándose y endureciéndose. -El aislamiento se está contrayendo. -Alta probabilidad de fallas prematuras.	Análisis anual del aceite. Des-encubada del transformador. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Filtrado y regeneración de aceite con unidad especial y tierras Fuller.
6 a 21	Aceite extremadamente malo	-Sedimentos aíslan área de refrigeración y ductos, causando incremento de temperatura en operación.	Análisis anual del aceite. Des-encubada del transformador. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Filtrado y regeneración de aceite con unidad especial tierras Fuller o reemplazo dotación de aceite

CLASIFICACION DE LOS ACEITES			
< 6	Aceite en condiciones pésimas	-Gran cantidad de sedimentación que requiere otros métodos de remoción diferentes al purgado de los mismos.	Desencubada del transformador. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Cambio de aislamiento. Reemplazo dotación de aceite con filtrado aceite. Se recomienda planificar en un futuro cercano cambio del transformador.

Fuente: TRANSFORMADORES CH “Programa mantenencias equipos eléctricos –sector minero”

3.5 COLOR – NORMA ASTM D-1500

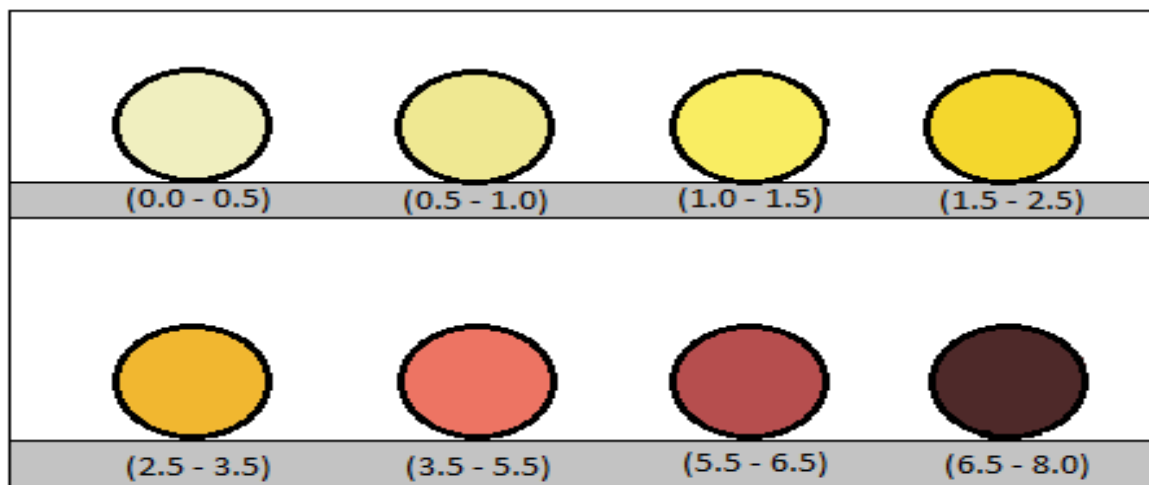
Esta prueba consiste en la comparación del color de la muestra de aceite con los patrones de color que indica la ASTM. Estos patrones se representan por números que van del 0.5 hasta 8.0, siendo 0.5 el color más claro y 8.0 el color más oscuro con el que puede compararse el aceite bajo prueba. El color en el aceite aislante normalmente cambia en periodos largos de tiempo, por lo que es necesario complementar esta prueba con la información que ofrece la prueba de tensión interfacial y la prueba del número de neutralización. En la figura 2 se presenta una guía para interpretar los rangos que determinan cada color del aceite aislante; además en la tabla 11 se encuentran los criterios de evaluación dados por la norma ASTM.

Tabla 11. Prueba ASTM

Método de prueba ASTM	Criterios de evaluación	Información suministrada	Acción a tomar (resultados inaceptables)
Color D-1500	Aceptable ≤ 3.5	Cambio marcado en un año indica anomalías	Recuperación del aceite con tierra fuller y limpieza con aceite caliente
	Inaceptable > 3.5		

Fuente: Compañía S.D. Myers de USA

Figura 2. Colores patrón para el aceite por la norma ASTM



3.6 GRAVEDAD ESPECÍFICA – NORMA ASTM D-1298

La gravedad específica se define como la razón entre la masa de un volumen dado de aceite y la masa de agua para el mismo volumen a una temperatura determinada. Esta prueba permite detectar de forma rápida si existen contaminantes en el aceite. Adicional a esto, determina el origen del aceite; por ejemplo, si un aceite tiene una gravedad específica por debajo de 0,84 se trata de un aceite con base parafínica. Cuando la gravedad específica es cercana a 1.0 el aceite presenta indicios de PCBs.

Una guía general para saber en qué criterio de evaluación se encuentra el aceite con base en la prueba de gravedad específica se encuentra en la tabla 12.

Tabla 12. Prueba ASTM

Método de prueba ASTM	Criterios de evaluación	Información suministrada	Acción a tomar (resultados inaceptables)
Gravedad específica D-1298	Aceptable: 0.84 a 0.91	Necesidad de revisar contaminantes	Investigar
	Cuestionable: < 0.84		
	Inaceptable: > 0.91		

Fuente: Compañía S.D. Myers de USA

3.7 FACTOR DE POTENCIA – NORMA ASTM D-924

Esta prueba se realiza a 25°C y a 100°C; cuando se mide el factor de potencia a 25°C éste no debe exceder de 0,05% y a 100°C no debe exceder de 0,3% para aceites nuevos. Cuando el factor de potencia es alto indica que hay contaminantes o deterioro del aceite por causa de la humedad, carbón u otras partículas conductoras y se debe regenerar con tratamiento de termovacío o con el reemplazo de aceite.

Los criterios de evaluación para la prueba del factor de potencia se encuentran en la tabla 13.

Tabla 13. Prueba ASTM

Método de prueba ASTM	Criterios de evaluación	Información suministrada	Acción a tomar (resultados inaceptables)
Factor de potencia D-924	Aceptable < 3%	Presencia de agua, ácidos, contaminantes.	Mantenimiento completo del aceite
	Cuestionable: 3% a 4%		
	Inaceptable: > 4%		

Fuente: Compañía S.D. Myers de USA

3.8 CONTENIDO DE INHIBIDOR – NORMA ASTM D – 4768

Cuando el contenido de inhibidor es suficiente en el aceite, éste retrasa el proceso de envejecimiento por acción de la oxidación y previene la formación de lodos. Cuando el aceite presenta un contenido mínimo de inhibidor es porque está siendo atacado por el oxígeno; si los valores del inhibidor son menores que los recomendados por la norma, el aceite requiere mantenimiento. Los criterios de evaluación para la prueba de contenido de inhibidor están en la tabla 14.

Existen dos clases de inhibidores: los naturales y los sintéticos; los inhibidores naturales con el tiempo se van acabando y es necesario añadir inhibidores sintéticos - esta adición se realiza al final de algún tipo de tratamiento al que pueda ser sometido el aceite del transformador de potencia.

Tabla 14. Prueba ASTM

Método de prueba ASTM	Criterios de evaluación	Información suministrada	Acción a tomar (resultados inaceptables)
Contenido de inhibidor D-4768	Acceptable $\geq 0.2\%$	Nivel de defensa contra productos de oxidación.	Reinhibición del aceite
	Cuestionable: 0.1% a 0.2%		
	Inaceptable: $< 0.1\%$		

Fuente: Compañía S.D. Myers de USA

4. MEDIDAS ELÉCTRICAS DE CAMPO

Las mediciones eléctricas que se realizan a un transformador en campo permiten conocer el estado del aislamiento y de los devanados del transformador. En consecuencia, estas medidas se pueden dividir en dos grupos:

- Pruebas que miden la calidad de aislamiento:
 - ✓ Medición del factor de potencia de aislamiento total.
 - ✓ Medición de la resistencia de aislamiento.

- Pruebas que miden el comportamiento eléctrico:
 - ✓ Medición de la corriente de excitación.
 - ✓ Medición de la relación de transformación (TTR).
 - ✓ Medición de la resistencia de los devanados.

4.1 PRUEBA PARA MEDIR LA CALIDAD DE AISLAMIENTO

- Medición del factor de potencia de aislamiento total

Midiendo el factor de potencia del aislamiento es posible evaluar las condiciones de aislamiento de los devanados del transformador de potencia. Esta prueba es recomendable para detectar contaminación (agentes destructivos, suciedad y humedad), deterioro (envejecimiento del aislamiento, ionización) y deformaciones mecánicas (cambios físicos en el aislamiento).

La medición del factor de potencia de aislamiento total es muy sensible si el aceite contiene agua y productos de oxidación, ya que esto facilita caminos a las corrientes de fuga, aumentando los watts de disipación y generando calor y pérdidas dieléctricas.

El factor de potencia del aislamiento se puede definir así:

$$\%fp = \frac{P}{E * I_t} * 100 \quad (\text{Ecuación 7})$$

En donde,

%fp: Factor de potencia en porcentaje.

P: Potencia real expresada en watts.

E: Tensión de prueba expresada en volts.

I_t: Corriente de prueba expresada en ampers.

- Medición de la resistencia de aislamiento

Consiste en medir la resistencia de aislamiento entre devanados y entre cada devanado con tierra; aplicando una tensión DC que puede ser de diferentes valores - los más usados son 500, 1000, 2500 y 5000 volts – durante 10 minutos.

El desarrollo de esta prueba se realiza tomando las lecturas de resistencias de aislamiento medidas en megaohms (MΩ) y en diferentes intervalos de tiempo; es decir, se mide la resistencia de aislamiento a los 15 segundos, 30 segundos, un minuto, dos minutos, tres minutos y así sucesivamente hasta completar los 10 minutos determinados para la prueba. Con los datos obtenidos se realiza una gráfica resistencia vs tiempo, si se obtiene una línea recta con pendiente positiva en el tiempo, el aislamiento está en buenas condiciones, de lo contrario indica una falla en el aislamiento.

Aparte de la prueba de resistencia de aislamiento, existen dos métodos que aportan más información e incrementan la exactitud de dicha prueba. Estos son:

- Índice de absorción:

El índice de absorción se basa en la relación de las lecturas de la resistencia de aislamiento a 60 segundos y 30 segundos.

$$\text{Índice de absorción} = \frac{R_{\text{aislamiento a 60 segundos}}}{R_{\text{aislamiento a 30 segundos}}} \quad (\text{Ecuación 8})$$

En esta prueba se toma en cuenta la corriente de absorción, puesto que esta corriente posee un valor relativamente alto en el momento que se aplica la tensión DC, luego decrece lentamente hasta llegar a cero en un tiempo de 10 minutos; provocando que la resistencia de aislamiento vaya aumentando, como una simple aplicación de la ley de Ohm. El índice de absorción debe ser mayor que 1 para poder garantizar un buen aislamiento.

➤ Índice de polarización

El índice de polarización se basa en la relación de las lecturas de la resistencia de aislamiento a 10 minutos y 1 minuto. De igual forma que el índice de absorción, el índice de polarización debe ser mayor que la unidad para poder garantizar un buen aislamiento.

$$\text{Índice de polarización} = \frac{R_{\text{aislamiento a 10 minutos}}}{R_{\text{aislamiento a 1 minuto}}} \quad (\text{Ecuación 9})$$

En la tabla 15 se pueden observar los rangos de valores del índice de absorción y del índice de polarización, de acuerdo con la condición en la que puede estar el aislamiento del transformador.

Tabla 15. Clasificación de los índices de absorción y polarización

Condición del aislamiento	Relación	
	60/30 s	10/1 min
Riesgosa	-----	Menor que 1
Pobre	Menor que 1.1	Menor que 1.5
Cuestionable	De 1.1 a 1.25	De 1,5 a 2,0
Dudosa	De 1.25 a 1.4	De 2.0 a 3.0
Buena	De 1.4 a 1.6	De 3.0 a 4.0
Excelente	Por encima de 1.6	Por encima de 4.0

Fuente: GALLO, Ernesto “Diagnostico de mantenimiento de transformadores en campo”

➤ Resistencia de aislamiento mínima

El siguiente criterio para calcular la resistencia de aislamiento mínima fue creado por los fabricantes de equipos de medición de resistencia de aislamiento, para casos en que no existen resultados comparativos como los índices de absorción y de polarización. El criterio se basa en la experiencia del fabricante del MEGGER (James Biddle) y está dado por la siguiente fórmula:

$$R_{\text{minima}} = \frac{C * E}{\sqrt{kVA}} [M\Omega] \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde:

R= Resistencia de aislamiento en megaohms.

C= constante para medidas a 20 °C

1.5 para transformadores en aceite a 20 °C.

30 para transformadores secos o llenos de compuestos.

E= Tensión nominal de uno de los devanados (fase-fase conexión en delta y fase-neutro para conexión en estrella)

kVA = Potencia nominal del devanado trifásico completo en prueba.

Es conveniente que cuando se haga la medición de la resistencia de aislamiento, la temperatura de los devanados sea igual a la temperatura ambiente. Si esto no se presenta, la resistencia medida debe ser referida a 20°C; tomando para la conversión los factores de corrección mostrados en la tabla 16.

Tabla 16. Factor de corrección para resistencia de aislamiento, para referirla a 20 °C

°C	Factor de corrección	°C	Factor de corrección
0	0.25	38	3.4601
1	0.258	39	3.7007
2	0.2579	40	3.95

°C	Factor de corrección	°C	Factor de corrección
3	0.3095	41	4.2566
4	0.3306	42	4.5610
5	0.36	43	4.9871
6	0.3796	44	5.2365
7	0.4067	45	5.60
8	0.4358	46	6.0121
9	0.4670	47	6.4420
10	0.5	48	6.9025
11	0.5361	49	7.3961
12	0.5745	50	7.85
13	0.6156	51	8.4916
14	0.6596	52	9.0987
15	0.7067	53	9.7492
15.6	0.74	54	10.4463
16	0.7573	55	11.20
17	0.8114	56	11.9935
18	0.8694	57	12.8511
19	0.9316	58	13.7699
20	1.0	59	14.7544
21	1.059	60	15.85
22	1.1461	61	16.9397
23	1.2280	62	18.1509
24	1.3158	63	19.4487
25	1.40	64	20.8392

°C	Factor de corrección	°C	Factor de corrección
26	1.5107	65	22.40
27	1.6187	66	23.9258
28	1.7345	67	25.6364
29	1.8585	68	27.4694
30	1.98	69	29.4335
31	2.1337	70	31.75
32	2.2863	71	33.7929
33	2.4498	72	36.2090
34	2.6249	73	38.7979
35	2.80	74	41.5720
36	3.0137	75	44.70
37	3.2292		

Fuente: "A STITCH IN TIME"... Manual on Electrical Insulation Testing for the Practical Man, using Megger Test Instruments 2ª Edición 1978. James G. Biddle Co.

4.2 PRUEBA PARA MEDIR EL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO

- Medición de la corriente de excitación

Esta prueba tiene como fin detectar defectos en la estructura del núcleo magnético o fallas en el aislamiento de las espiras de los devanados. Estas fallas pueden ser reconocidas por el requerimiento de una corriente de excitación alta, para forzar un flujo dado a través del núcleo. Otras fallas que se pueden detectar mediante esta prueba son: conexión incorrecta de los devanados, deterioro en el aislamiento de las laminaciones del núcleo y espiras en cortocircuito.

El procedimiento de esta prueba está basado en la norma técnica colombiana NTC 1031 y se recomienda hacerla antes de ejecutar cualquier prueba con tensión DC; debido a que el magnetismo residual del núcleo – producido por la corriente DC - altera los resultados de la prueba.

También se recomienda que los resultados que arroja esta prueba se comparen con datos de pruebas anteriores o de alguna estadística sobre el equipo bajo prueba; debido a que si la corriente de excitación va en aumento comparada con los datos del historial del equipo, puede ser por causa de un cortocircuito entre espiras del devanado o defectos dentro del circuito magnético.

- Medición de la relación de transformación

La relación de transformación de un transformador es la relación entre el número de espiras del devanado primario con el número de espiras del devanado secundario. Esta relación puede variar por aislamientos deteriorados, contaminación y averías durante el transporte.

El procedimiento para la elaboración de esta prueba se encuentra en la norma técnica colombiana NTC 471 y para el análisis de los resultados aplica la norma técnica colombiana NTC 380.

Los datos en este tipo de pruebas no pueden superar un error de $\pm 0.5\%$. Este valor es calculado con la siguiente fórmula:

$$\%Desv = \frac{V_{teó} - V_{med}}{V_{teó}} * 100 \quad (Ecuación 11)$$

Donde,

$\%Desv$: Desviación de la medición en porcentaje.

$V_{teó}$: Valor teórico de la placa.

V_{med} : Valor medido en la prueba.

Un porcentaje mayor al ya mencionado puede indicar deterioro de las características magnéticas del núcleo y de las bobinas del transformador. También la relación de transformación no resulta similar en los tres devanados; debido a la existencia de cortocircuito entre espiras o un circuito abierto en los devanados.

- *Medición de la resistencia de los devanados*

La medida de esta prueba se realiza con base en la norma técnica colombiana NTC 375 y se efectúa para verificar que las conexiones internas del transformador estén correctas; por ejemplo, puede haber espiras en cortocircuito o en circuito abierto. También se utiliza para medir la resistencia de cada devanado o simplemente comparar los valores obtenidos con los valores del fabricante.

Las medidas tomadas en esta prueba deben ser corregidas debido a que la resistencia en el cobre varía con la temperatura; por tanto, se debe tomar una temperatura de referencia. Para esta corrección se utiliza la siguiente fórmula:

$$R_{T_{\text{corregida}}} = R_{\text{prueba}} * \frac{C + T_{\text{corregida}}}{C + T_{\text{dev}}^{\circ}\text{C}} \quad (\text{Ecuación 12})$$

Donde:

$R_{T_{\text{corregida}}}$ = Valor de resistencia deseada corregida a $T_{\text{corregida}}$.

R_{prueba} = Valor de la resistencia medida a la temperatura $T_{\text{dev}}^{\circ}\text{C}$.

$T_{\text{dev}}^{\circ}\text{C}$ = Temperatura de los devanados a la cual se midió R_{prueba} en $^{\circ}\text{C}$.

C = constante del material (en la norma IEC es 235 para el cobre y 225 para el aluminio).

5. PRUEBA CROMATOGRÁFICA DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE

La cromatografía de gases se define como la prueba que se realiza al sistema de aislamiento aceite-papel con el fin de estudiar los gases presentes en el transformador. Estos gases aparecen por el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos, a causa de las fallas eléctricas y térmicas que pueden surgir en el transformador. En ese sentido, el estudio de gases disueltos en el aceite permite detectar fenómenos internos del transformador como: Arcos, efecto corona, sobrecalentamiento del aislamiento, puntos calientes y descargas parciales. Sin embargo, es recomendable tener cuidado con los resultados de esta prueba, ya que si alguna concentración de gas excede el valor límite no necesariamente indica que algo puede estar mal; por esta razón, es necesario analizar y complementar esta prueba con otros tipos de prueba para dar un diagnóstico más acertado.

Cuando se hace un estudio cromatográfico se tiene en cuenta principalmente los siguientes gases - llamados gases de falla:

Hidrogeno (H_2): Se produce en cualquier inicio de falla. Aparece a partir de los 100 °C.

Metano (CH_4): Se produce por descargas parciales o descomposición térmica del aceite, no es común en transformadores con corrientes altas. Aparece a partir de los 150 °C.

Etileno (C_2H_4): Se genera por descomposición térmica del aceite o del papel. Aparece a partir de los 350°C.

Etano (C_2H_6): Se produce por descomposición térmica del aceite. Aparece a partir de los 250°C y su mayor concentración se da a partir de los 280°C.

Acetileno (C_2H_2): Se produce por fallas eléctricas con presencia de arco. Aparece a partir de los 500°C

Monóxido de Carbono (CO): La presencia de este gas indica envejecimiento térmico o descargas en partículas de la celulosa.

Dióxido de Carbono (CO_2): Se produce por envejecimiento térmico o descargas en las partículas del material aislante. Si la relación del dióxido de carbono con el monóxido de carbono es mayor que 7, existe sobrecalentamiento que afecta al papel aislante.

Los gases anteriormente mencionados pueden ser analizados por los siguientes métodos:

- ✓ Método descrito en la norma IEEE 104-1991
- ✓ Método del gas característico
- ✓ Método de Dornenburg
- ✓ Criterio de la CEBG (Central electricity Generating Board of Great Britian)
- ✓ Método de Rogers
- ✓ Método C.S.U.S.

5.1 MÉTODO DESCRITO EN LA NORMA IEEE 104-1991

Para comprender en qué consiste este método se empezará por explicar la tabla 17, que es recomendada para aceites de transformadores que estén nuevos o recién reparados. Para su uso se comparan los resultados encontrados en el laboratorio para la totalidad de gases disueltos (TDCG), con los valores presentados en la tabla; si el valor está dentro de los rangos ahí planteados, se asume que el aceite se encuentra en las condiciones referidas a dicho valor. Por ejemplo, si una prueba de cromatografía arroja que la TDCG está por debajo de 720 ppm el aceite se encuentra en la condición 1; entonces, el aceite se encuentra en condiciones satisfactorias. Cuando se termina con el análisis del TDCG, procede el análisis individual de la concentración de cada gas. La condición se vuelve dudosa cuando alguno de los gases individuales excede el límite de concentración que le corresponde; en ese caso es necesario realizar investigaciones adicionales.

Tabla 17. Límites clave de concentración de gases disueltos

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

CONDICIÓN 1: El total de gases combustibles (TDGC) por debajo de este nivel indican que el transformador está operando satisfactoriamente. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados deberá ser sometido a investigación adicional.

CONDICIÓN 2: El total de gases combustibles (TDGC) dentro de este rango indica nivel de gases combustibles mayor que el normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados deberá ser objeto de investigación adicional.

CONDICIÓN 3: El total de gases combustibles (TDGC) dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición de la celulosa y/o aceite. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados debe ser objeto de investigación adicional. Probablemente se está en presencia de una o varias fallas.

CONDICIÓN 4: El total de gases combustibles (TDGC) dentro de este rango indican descomposición excesiva de celulosa y/o aceite. La operación continua del transformador puede resultar en una falla del mismo. Proceda inmediatamente y con precaución.

*Total de gases combustible disueltos.

Fuente: IEEE Std C57.104-2008 publicada en febrero 9 de 2009

5.2 MÉTODO DEL GAS CARACTERÍSTICO

La técnica del gas característico consiste en detectar las fallas del transformador mediante la medición individual de sus gases; en ese caso habrá un gas predominante, que será llamado gas clave, que va acompañado de los otros gases en menor proporción. Las proporciones identificadas como condición de falla se pueden apreciar en la tabla 18; de esa forma, cuando se determina el gas clave se

puede saber cuál de las cuatro fallas se presenta en el transformador. A continuación se presenta una breve síntesis de cada tipo de falla:

➤ *Sobrecalentamiento del aceite:*

Se detecta este tipo de falla cuando hay gran cantidad de etileno (C_2H_4) (sin acetileno (C_2H_2)) en los productos de degradación acompañados de hidrogeno (H_2), etano (C_2H_6) y metano (CH_4) en proporciones más pequeñas. Puede encontrarse vestigios de acetileno, si la falla es grave o incluye contactos eléctricos.

➤ *Sobrecalentamiento del papel:*

Se detecta este tipo de falla cuando hay presencia en gran cantidad de monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). Cuando se involucra una estructura impregnada de aceite hay presencia de etileno (C_2H_4) y de metano (CH_4). Para diagnosticar con acierto una falla que esté comprometiendo al papel, se deben tener niveles de CO y CO_2 muy altos.

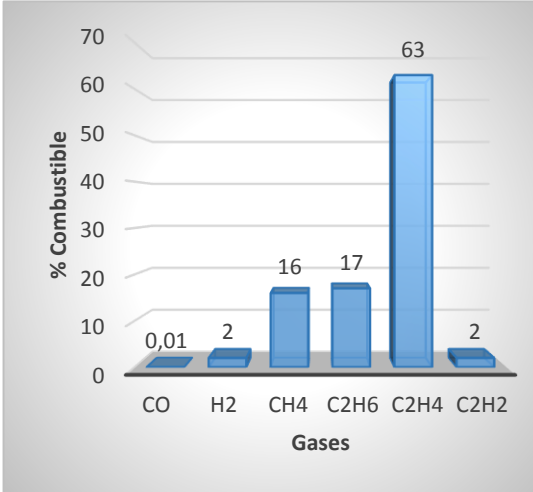
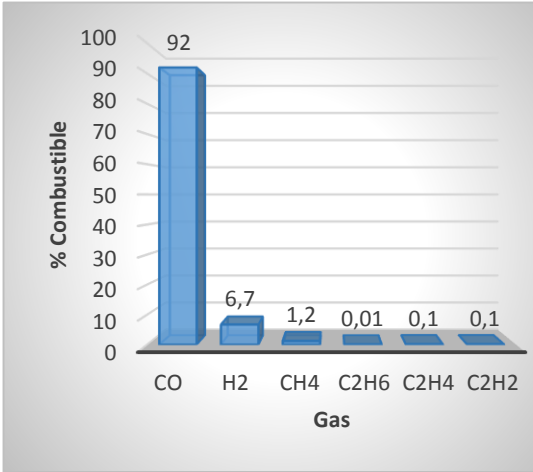
➤ *Arcos internos:*

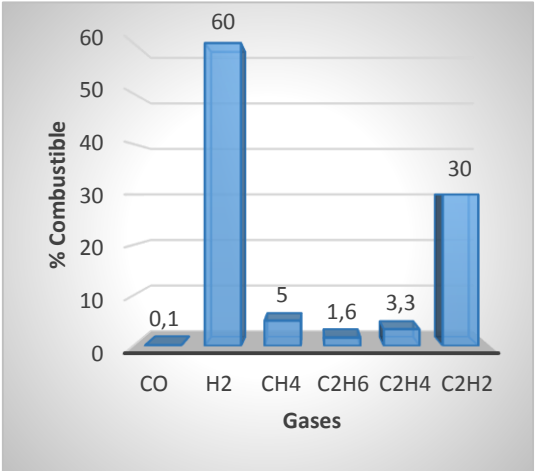
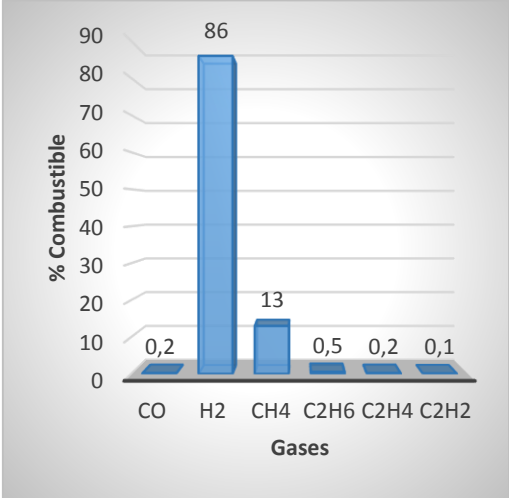
Se detecta este tipo de falla cuando hay presencia en gran cantidad de hidrogeno (H_2) y acetileno (C_2H_2), y en menor cantidad de etileno (C_2H_4) y de metano (CH_4). Si el papel aislante se encuentra comprometido dentro de esta falla se presentarán cantidades de monóxido y dióxido de carbono CO y CO_2 .

➤ *Efecto corona*

Se produce este tipo de falla cuando hay presencia en gran cantidad de hidrogeno (H_2) y de metano (CH_4) por descargas eléctricas de baja energía, con cantidades pequeñas de etileno (C_2H_4) y de etano (C_2H_6). Cuando hay presencia de monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2) se han presentado descargas en la celulosa.

Tabla 18. Criterio de diagnóstico de la técnica de gases claves

Origen de la falla	Gas clave	Porcentaje de gas presente	Gráfica														
Sobrecalentamiento del aceite	Etileno (C ₂ H ₄)	CO <0.01 % H ₂ =2% CH ₄ =16% C ₂ H ₆ =17% C ₂ H ₄ =63% C ₂ H ₂ =2%	 <table border="1"> <caption>Data for Oil Overheating Gas Chart</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	0,01	H ₂	2	CH ₄	16	C ₂ H ₆	17	C ₂ H ₄	63	C ₂ H ₂	2
Gas	% Combustible																
CO	0,01																
H ₂	2																
CH ₄	16																
C ₂ H ₆	17																
C ₂ H ₄	63																
C ₂ H ₂	2																
Sobrecalentamiento del papel	Monóxido de carbono (CO)	CO = 92 % H ₂ =6.7% CH ₄ =1.2% C ₂ H ₆ <0.01 % C ₂ H ₄ <0.1% C ₂ H ₂ <0.1%	 <table border="1"> <caption>Data for Paper Overheating Gas Chart</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>92</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>6,7</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>1,2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0,1</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0,1</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	92	H ₂	6,7	CH ₄	1,2	C ₂ H ₆	0,01	C ₂ H ₄	0,1	C ₂ H ₂	0,1
Gas	% Combustible																
CO	92																
H ₂	6,7																
CH ₄	1,2																
C ₂ H ₆	0,01																
C ₂ H ₄	0,1																
C ₂ H ₂	0,1																

origen de la falla	gas clave	porcentaje de gas presente	Gráfica														
Arco	Acetileno (C ₂ H ₂)	CO < 0.1 % H ₂ =60% CH ₄ =5% C ₂ H ₆ =1.6% C ₂ H ₄ =3.3% C ₂ H ₂ =30%	 <table border="1"> <caption>Data for Arc Fault Gas Composition</caption> <thead> <tr> <th>Gases</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,1</td> </tr> <tr> <td>H2</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>CH4</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C2H6</td> <td>1,6</td> </tr> <tr> <td>C2H4</td> <td>3,3</td> </tr> <tr> <td>C2H2</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table>	Gases	% Combustible	CO	0,1	H2	60	CH4	5	C2H6	1,6	C2H4	3,3	C2H2	30
Gases	% Combustible																
CO	0,1																
H2	60																
CH4	5																
C2H6	1,6																
C2H4	3,3																
C2H2	30																
Efecto corona (descargas parciales)	Hidrogeno (H ₂)	CO = 0.2 % H ₂ =86% CH ₄ =13% C ₂ H ₆ =0.5% C ₂ H ₄ =0.2% C ₂ H ₂ =0.1%	 <table border="1"> <caption>Data for Corona Effect Gas Composition</caption> <thead> <tr> <th>Gases</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>H2</td> <td>86</td> </tr> <tr> <td>CH4</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>C2H6</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>C2H4</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>C2H2</td> <td>0,1</td> </tr> </tbody> </table>	Gases	% Combustible	CO	0,2	H2	86	CH4	13	C2H6	0,5	C2H4	0,2	C2H2	0,1
Gases	% Combustible																
CO	0,2																
H2	86																
CH4	13																
C2H6	0,5																
C2H4	0,2																
C2H2	0,1																

Fuente: Sarria Arias J. T, Guerrero Bello N. A, Rivas Trujillo E: "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia" Enero 2014

5.3 MÉTODO DE LAS RELACIONES DE DORNEMBURG

Este método consiste en hallar la relación entre dos gases, para compararla con los rangos que se muestran en la tabla 19 y determinar cuál de las tres fallas presenta el transformador. Estas relaciones deben cumplirse para cada falla; si alguna relación no coincide el método no es aplicable, siendo necesario hacer otras pruebas. Dornenburg utiliza las siguientes relaciones:

$$R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2 = \text{metano/hidrogeno}$$

$$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = \text{acetileno/etileno}$$

$$R_3 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4 = \text{acetileno/metano}$$

$$R_4 = \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2 = \text{etano/acetileno}$$

Tabla 19. Límite de las relaciones de Dornenburg

Tipo de falla	Relación			
	$R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2$ metano/hidrogeno	$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ acetileno/etileno	$R_3 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$ acetileno/metano	$R_4 = \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$ etano/acetileno
Descomposición térmica (punto caliente)	>1.0	<0.75	<0.30	>0.40
Falla eléctrica (descargas de baja intensidad)	>0.10 <1.00	>0.75	>0.30	<0.40
Falla eléctrica (arcos de alta intensidad)	<0.1	No significativo	<0.30	>0.40

Fuente: IEEE Std C57.104-2008 publicada en febrero 9 de 2009

5.4 CRITERIO DE LA CEGB (CENTRAL ELECTRICITY GENERATING BOARD AF GREAT BRITAIN)

Este método se basa en obtener un diagnóstico rápido usando la tabla 20 que es el resultado de las correlaciones hechas por la CEGB. El diagnóstico depende del resultado de las relaciones entre los gases - si son mayores o menores que 1.

Para elaborar la tabla en un caso específico, se asigna un 0 cuando la relación es menor que la unidad y un 1 cuando la relación es mayor que la unidad.

Las relaciones consideradas para este método son:

$$R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2 = \text{metano/hidrogeno}$$

$$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = \text{acetileno/etileno}$$

$$R_5 = \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 = \text{etileno/etano}$$

$$R_6 = \text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 = \text{etano/metano}$$

Tabla 20. Diagnóstico del tipo de falla - CEGB

Diagnostico sugerido	Relación			
	$R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2$ metano/hidrogeno	$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ acetileno/etileno	$R_5 = \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ etileno/etano	$R_6 = \text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$ etano/metano
Si CH_4 es aproximado o menor que 0.1. Descarga parcial, caso contrario deterioro anormal	0	0	0	0
Sobrecalentamiento leve <150°C	1	0	0	0
Sobrecalentamiento entre 150°C y 200°C	1	0	0	1
Sobrecalentamiento entre 200°C y 300°C	0	0	0	1

Diagnostico sugerido	Relación			
	$R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2$ metano/hidrogeno	$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ acetileno/etileno	$R_5 = \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ etileno/etano	$R_6 = \text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$ etano/metano
Sobrecalentamiento del conductor	0	0	1	0
Corrientes circulantes y sobrecalentamiento de contactos	1	0	1	0
Arco sin descarga a continuación	0	1	0	0
Corriente de falla entre contactos del conmutador	0	1	0	1
Arco con descarga de potencia a continuación o chisporroteo continuo	0	1	1	0

Fuente: GALLO, Ernesto "Diagnostico y mantenimiento de transformadores en campo"

5.5 MÉTODO DE LAS RELACIONES DE ROGERS

Este método se basa en cuatro relaciones que se realizan con los cinco gases primarios de la descomposición del aceite. En la tabla 21 se muestran los límites de las relaciones que permiten asignar un código; la interpretación de los códigos se presenta en la tabla 22. A partir de la tabla 22 se determina la condición del transformador; si los resultados no coinciden con el juego de códigos en la tabla 22, el diagnóstico de Rogers no es aplicable y se recomienda hacer otro tipo de prueba.

Si en los valores de los resultados de la cromatografía de gases disueltos en el aceite existen resultados que no hayan sido detectados por el equipo de medición, o sus valores sean cero y estos resultados se involucren en las relaciones que se necesitan para desarrollar este método, se debe hacer un remplazo de esos valores nulos por los valores límites de los gases mostrados en la tabla 23.

Las relaciones para este método son las siguientes:

$$R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2 = \text{Metano/Hidrogeno}$$

$$R_2 = \text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 = \text{Etano/Metano}$$

$$R_5 = \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 = \text{Etileno/Etano}$$

$$R_6 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = \text{Acetileno/Metano}$$

Tabla 21. Relación de concentraciones de gases según Rogers

Relación	Rango	Código
$R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2$	$R_1 \leq 0.1$	5
	$0.1 < R_1 < 1$	0
	$1 \leq R_1 < 3$	1
	$R_1 > 3$	2
$R_5 = \text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$R_5 < 1$	0
	$R_5 \geq 1$	1
$R_6 = \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$R_6 < 1$	0
	$1 \leq R_6 < 3$	1
	$R_6 \geq 3$	2
$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$R_2 < 0.5$	0
	$0.5 \leq R_2 < 3$	1
	$R_2 \geq 3$	2

Fuente: J. A. Cadena, J. M. Cadena, S. M. Pérez, "Aplicación de redes neuronales probabilísticas en la detección de fallas incipientes en transformadores" Universidad tecnológica de Pereira. Septiembre 2008

Tabla 22. Interpretación de códigos dados por las relaciones de Rogers

CODIGO				DIAGNOSTICO
R1	R5	R6	R2	
0	0	0	0	Normal
5	0	0	0	Descargar parciales
1 ó 2	0	0	0	Ligero sobrecalentamiento < 150°C

CODIGO				DIAGNOSTICO
R1	R5	R6	R2	
1 ó 2	1	0	0	Ligero sobrecalentamiento 150 – 200°C
0	1	0	0	Ligero sobrecalentamiento 200 – 300 °C
0	0	1	0	Sobrecalentamiento general en conductores
1	0	1	0	Corriente circulante en los devanados
1	0	2	0	Sobrecalentamiento por circulación de corriente en núcleo y tanque
0	0	0	1	Descargas disruptivas
0	0	1 ó 2	1 ó 2	Arco
0	0	2	2	Chisporroteo continuo
5	0	0	1 ó 2	Descargas parciales

Fuente: J. A. Cadena, J. M. Cadena, S. M. Pérez, “Aplicación de redes neuronales probabilísticas en la detección de fallas incipientes en transformadores” Universidad tecnológica de Pereira. Septiembre 2008

Tabla 23. Niveles mínimo de detección, Método de Rogers

GAS	CONCENTRACION (ppm)
Hidrogeno H ₂	5
Metano CH ₄	1
Acetileno C ₂ H ₂	1 - 2
Etileno C ₂ H ₄	1
Etano C ₂ H ₆	1

Fuente: J. A. Cadena, J. M. Cadena, S. M. Pérez, “Aplicación de redes neuronales probabilísticas en la detección de fallas incipientes en transformadores” Universidad tecnológica de Pereira. Septiembre 2008

5.6 MÉTODO C.S.U.S.

Este método, desarrollado en la Universidad del Sur de California, consiste en un análisis individual de concentración de cada gas y es más general que el método de Rogers; dado que incluye niveles normales y anormales de concentración de cada gas en el aceite [11]. En la tabla 24 se indican las condiciones para este método.

Tabla 24. Relación para el diagnóstico, Método CSUS

Gas	condición		
	normal	anormal	Interpretación
H ₂	<= 150	150<ppm<1000	Posible sobrecalentamiento
		>=1000	Corona, Arqueo
CH ₄	<=25	25<ppm<80	Posible sobrecalentamiento
		>=80	Chispeo
C ₂ H ₆	<=10	10<ppm<35	Posible sobrecalentamiento
		>=35	Sobrecalentamiento local
C ₂ H ₄	<=20	20<ppm<150	Posible sobrecalentamiento
		>=150	Sobrecalentamiento severo
C ₂ H ₂	<=15	15<ppm<70	Posible sobrecalentamiento
		>=70	Arqueo
CO	<=500	500<ppm<1000	Posible sobrecalentamiento
		>=1000	Sobrecalentamiento severo
CO ₂	<=10000	10000<ppm<15000	Posible sobrecalentamiento
		>=15000	Sobrecalentamiento severo

Fuente: J. A. Cadena, J. M. Cadena, S. M. Pérez, "Aplicación de redes neuronales probabilísticas en la detección de fallas incipientes en transformadores" Universidad tecnológica de Pereira. Septiembre 2008

6. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

Herramienta de ayuda para la toma de decisiones en **Mantenimiento de Transformadores de Potencia “ HMTP”**

La herramienta HMTP permite la toma de decisiones rápidas en el mantenimiento de transformadores de potencia, evaluar el estado del transformador y sugerir los correctivos a tomar de una forma sencilla y al alcance de cualquier usuario. Al tratarse de una plantilla de Microsoft Excel, su funcionamiento es familiar para todos aquellos que conozcan la herramienta de Microsoft; pero con las ventajas de contar con una plantilla ya creada, donde sólo se introducen los datos pedidos por el programa.

Cuando ejecuta HMTP se muestra el menú principal de la plantilla Excel. En él se accede a los distintos formularios: datos del transformador, condiciones de prueba, pruebas cromatografías, físico químicas, pruebas eléctricas, vida útil, e incluso lleva un registro de los datos históricos de pruebas que se hayan realizado al transformador.

HMTP es muy fácil de utilizar y además cuenta con la ventaja de suministrar hojas resumen con las estadísticas de los resultados del transformador. También ofrece la posibilidad de generar informes automáticos con los resultados de las pruebas.

Para elaboración de esta herramienta se hizo uso del software Excel, dado que como hoja de cálculo permite ser utilizada fácilmente; además, presenta versatilidad en sus múltiples aplicaciones para el manejo de datos. El desarrollo de esta herramienta se enfocó en la aplicación de macros que contiene una característica en programación usando visual Basic.

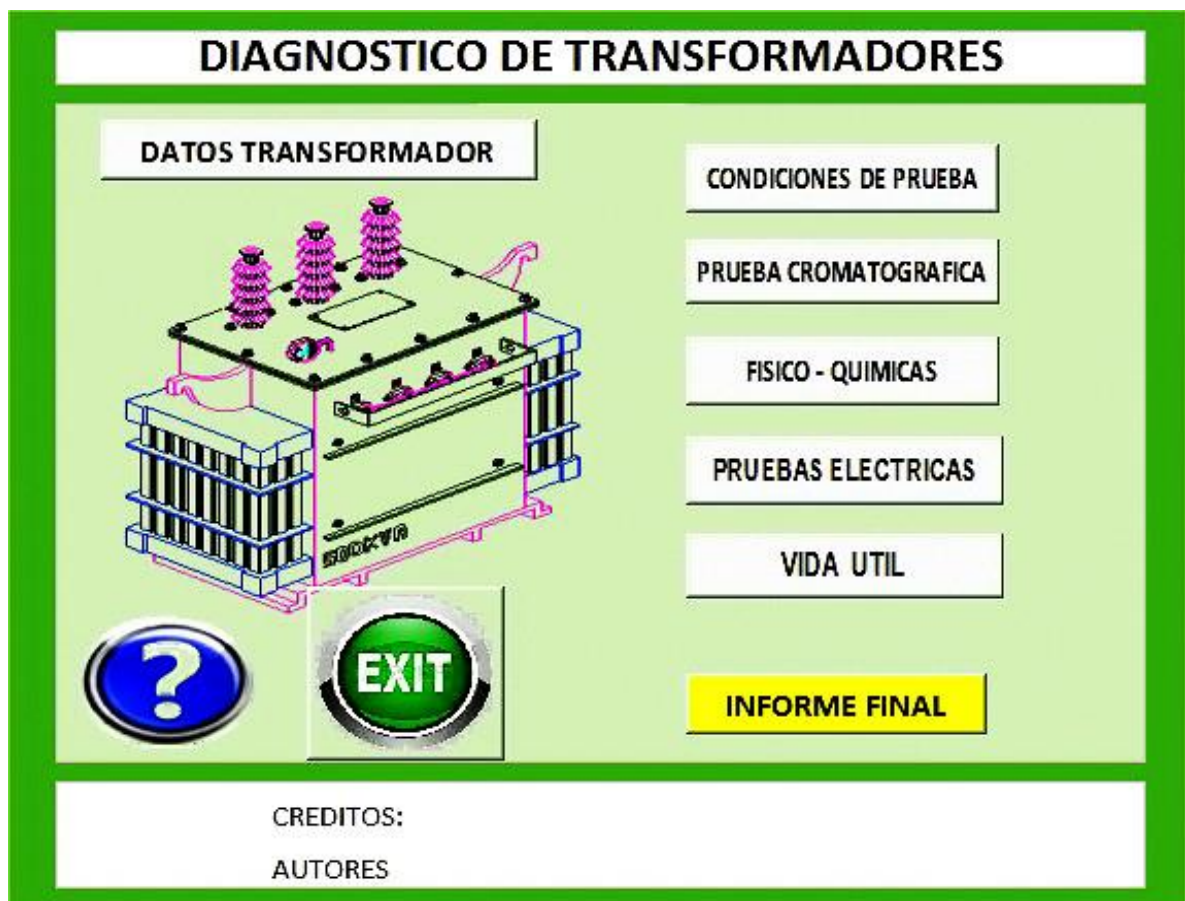
A continuación se presenta una guía del contenido de la herramienta y su forma de uso. El orden seguido en la presentación corresponde al orden sugerido para la introducción de los datos a la herramienta; no obstante, pueden introducirse en cualquier orden pero se debe tener cuidado de suministrar todos los datos antes de cerrar el programa.

➤ Panel de control principal:

Al acceder a la herramienta se muestra en la pantalla un “**panel de control principal**”, denominado diagnóstico de transformadores, donde se encuentran ubicados botones predefinidos con las siguientes opciones - ver figura 3:

- Datos del transformador
- Condiciones de prueba
- Pruebas cromatografías
- Pruebas físico-químicas
- Pruebas eléctricas
- Vida útil de los transformadores
- Informe final
- Ayuda

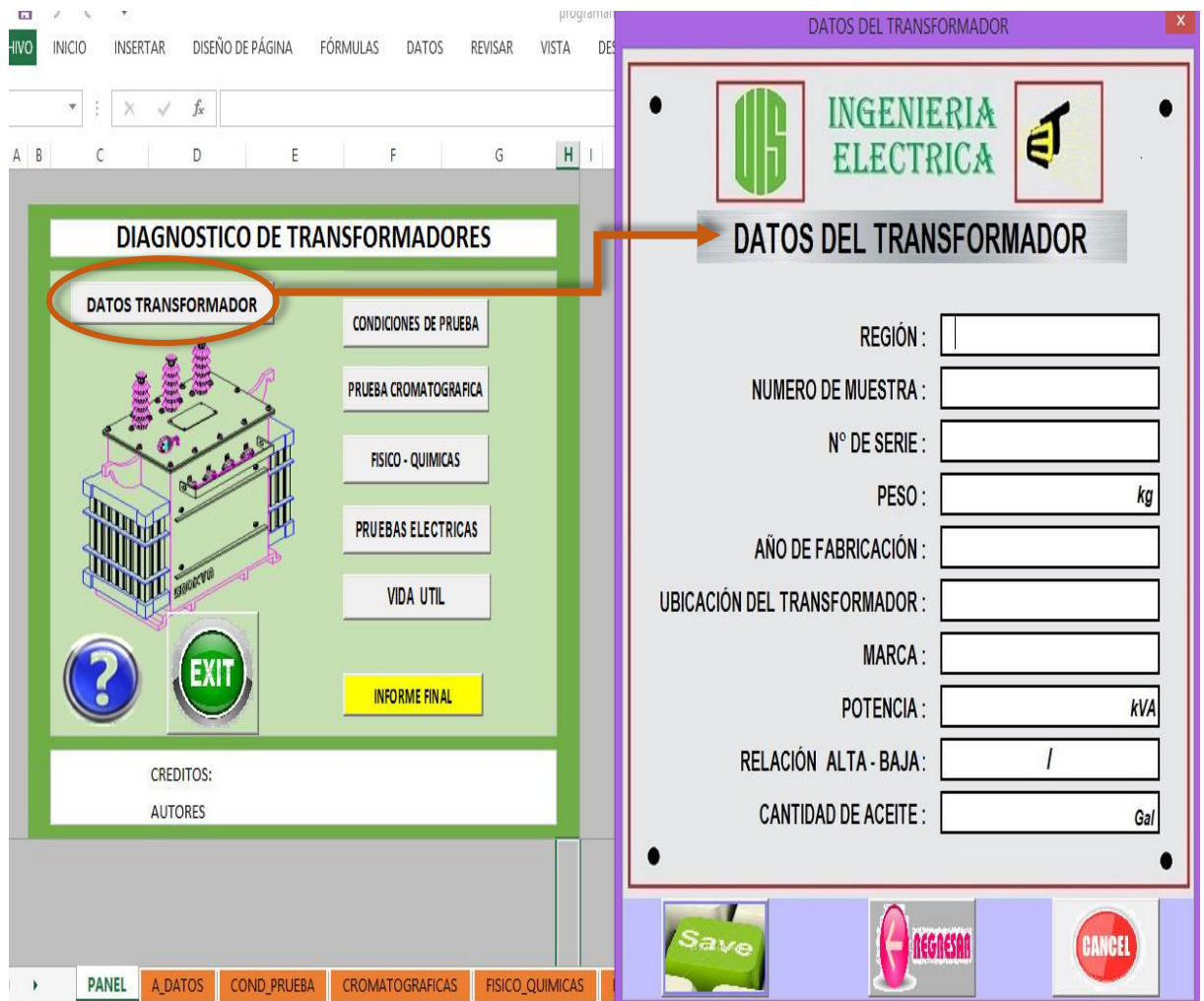
Figura 3. Panel de control principal



➤ Datos transformador

Para comenzar a utilizar la herramienta es conveniente comenzar suministrando la información básica del transformador en el botón denominado datos transformador, al hacer click en él se abre una ventana en donde se puede editar la información básica del transformador como se muestra en la figura 4. Para ingresar estos datos a la herramienta solo basta con pulsar el botón guardar de lo contrario se pulsa el botón regresar o el botón cancelar.

Figura 4. Panel y Datos del transformador



En la figura 5 se observa de forma clara el formato para ingresar los datos del transformador. En este formato el cuadro relación alta-baja hace referencia a la relación de transformación y se deben introducir los datos como su nombre lo indica, primero el valor de la tensión de alta y luego el valor de la tensión de baja.

Figura 5. Formulario Datos del transformador

DATOS DEL TRANSFORMADOR

INGENIERIA ELECTRICA

DATOS DEL TRANSFORMADOR

REGIÓN :

NUMERO DE MUESTRA :

N° DE SERIE :

PESO : *kg*

AÑO DE FABRICACIÓN :

UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR :

MARCA :

POTENCIA : *kVA*

RELACIÓN ALTA - BAJA : /


CANTIDAD DE ACEITE : *Gal*

Save **REGRESAR** **CANCEL**

En la figura 6 se presenta un ejemplo con datos reales para un transformador de 160 MVA.



Figura 6. Ejemplo Datos del transformador

DATOS DEL TRANSFORMADOR

INGENIERIA
ELECTRICA

DATOS DEL TRANSFORMADOR

REGIÓN :	<input type="text" value="RMICA TRINITARIO"/>
NUMERO DE MUESTRA :	<input type="text" value="1"/>
Nº DE SERIE :	<input type="text" value="88546"/>
PESO :	<input type="text" value="6362"/> <i>kg</i>
AÑO DE FABRICACIÓN :	<input type="text" value="1996"/>
UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR :	<input type="text" value="CENTRAL TERMICA"/>
MARCA :	<input type="text" value="ABB"/>
POTENCIA :	<input type="text" value="160000"/> <i>kVA</i>
RELACIÓN ALTA - BAJA :	<input type="text" value="138000 / 13800"/>
CANTIDAD DE ACEITE :	<input type="text" value="11988"/> <i>Gal</i>



➤ Condiciones de prueba

Para seguir utilizando la herramienta el paso a seguir es acceder al botón con el nombre “**condiciones de prueba**” donde se despliega una ventana como se muestra en la figura 7, en esta ventana se realiza el ingreso de los datos de las condiciones en las que se realizaron las pruebas. Como en el anterior caso para ingresar estos datos a la herramienta solo basta con pulsar el botón guardar de lo contrario se pulsa el botón regresar o el botón cancelar.

Figura 7. Panel y Condición de prueba



En la figura 8 se muestra de forma clara la ventana que permite ingresar los datos de las condiciones de prueba del transformador.

Figura 8. Formulario Condiciones de prueba

CONDICIONES DE PRUEBA

INGENIERIA ELECTRICA

CONDICIONES DE PRUEBA

TEMPERATURA AMBIENTE °C :

HUMEDAD RELATIVA :

TEMPERATURA DE AUMENTO (RISE) :

TEMPERATURA DEL ACEITE °C :

FECHA DEL MUESTREO :

TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DE LA BOBINA °C :

Save

REGRESAR

CANCEL

Para tener una idea más detallada en cuanto al ingreso de los datos en esta ventana, en la figura 9 se ilustra un ejemplo para un transformador de potencia de 160 MVA.

Figura 9. Ejemplo Condiciones de prueba

The screenshot shows a software window titled "CONDICIONES DE PRUEBA" with a close button in the top right corner. The window contains two logos at the top: a green logo on the left and a yellow logo on the right. Below the logos, the text "CONDICIONES DE PRUEBA" is displayed in a bold, black font. The main area of the window contains several input fields with corresponding labels:

TEMPERATURA AMBIENTE °C :	<input type="text" value="22"/>
HUMEDAD RELATIVA :	<input type="text" value="59"/>
TEMPERATURA DE AUMENTO (RISE) :	<input type="text" value="65"/>
TEMPERATURA DEL ACEITE °C :	<input type="text" value="22"/>
FECHA DEL MUESTREO :	<input type="text" value="18/02/2010"/>
TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DE LA BOBINA °C :	<input type="text" value="109"/>

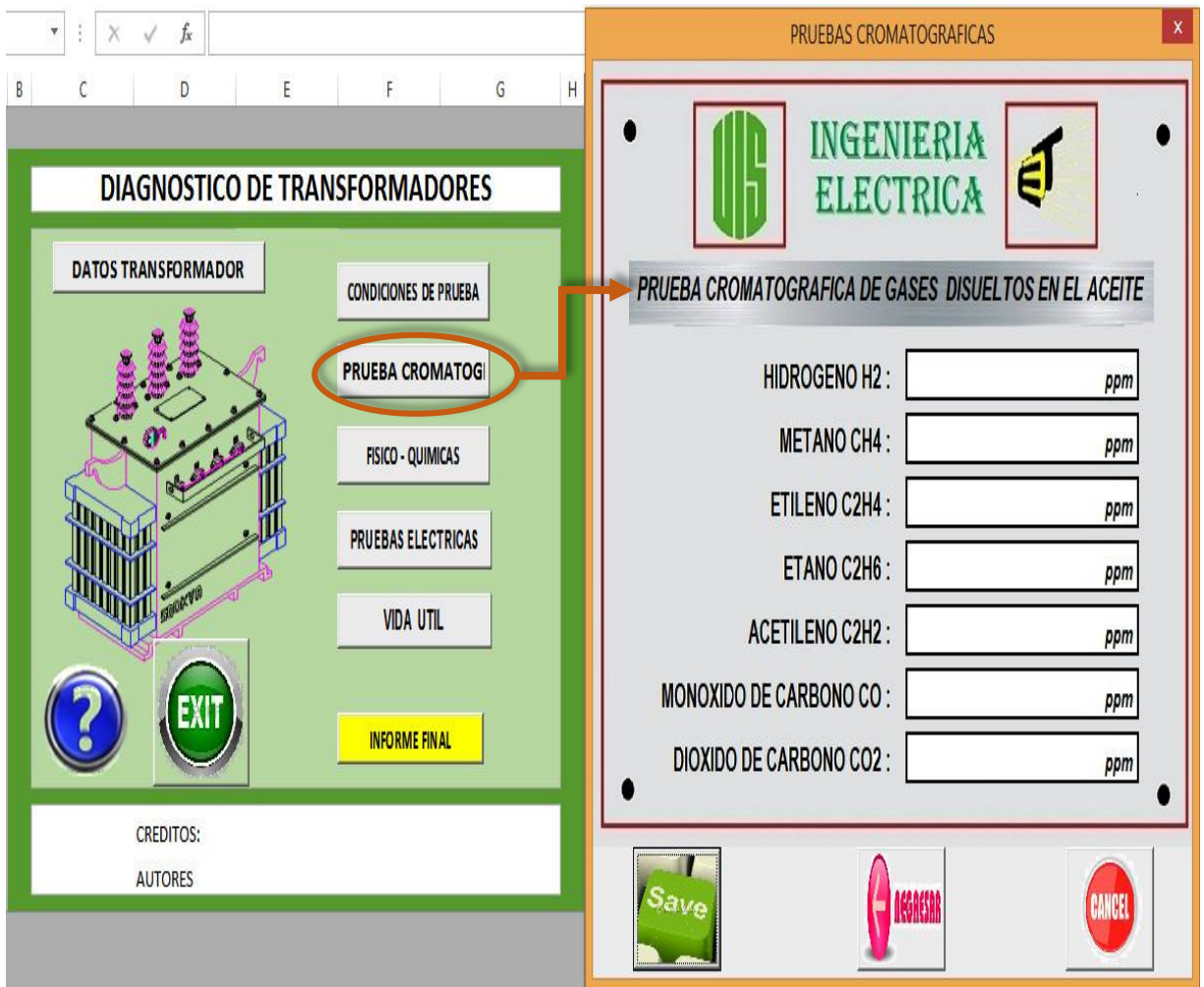
At the bottom of the window, there are three buttons: a green "Save" button, a red "REGRESAR" button with a left-pointing arrow, and a red "CANCEL" button.

Al terminar el ingreso de los datos del transformador y de las condiciones de prueba, se procede a ingresar resultados de cada una de las pruebas: cromatográficas, fisicoquímicas y eléctricas. Como se mencionó anteriormente, el ingreso de los datos de las pruebas no necesita un orden específico y sólo se debe tener cuidado de introducir todos los datos de las tres pruebas antes de cerrar el programa. A continuación se hará una descripción para cada una de las pruebas y una breve explicación de los parámetros aplicados en su desarrollo.

➤ Pruebas cromatograficas

Al hacer click en el botón con el nombre “**prueba cromatografía**” se abre una ventana como se indica en la figura 10, en esta ventana se encuentra un formulario que permite realizar el ingreso y almacenamiento de datos. Estos datos son suministrados por el laboratorio que realizó los diferentes análisis de gases combustibles y son indispensables para el desarrollo del diagnóstico que ofrece esta herramienta.

Figura 10. Panel y Prueba cromatográfica



En la figura 11 se aprecia de forma clara el formato donde se digitan los datos de la prueba cromatográfica de gases disueltos en aceite del transformador de potencia.

Figura 11. Formulario Prueba Cromatográfica

PRUEBAS CROMATOGRAFICAS

**INGENIERIA
ELECTRICA**

PRUEBA CROMATOGRAFICA DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE

HIDROGENO H2 : ppm

METANO CH4 : ppm

ETILENO C2H4 : ppm

ETANO C2H6 : ppm

ACETILENO C2H2 : ppm

MONOXIDO DE CARBONO CO : ppm

DIOXIDO DE CARBONO CO2 : ppm

Save

REGRESAR

CANCEL

Un ejemplo con datos reales de la prueba cromatográfica para un transformador de potencia de 160 MVA se encuentra en la figura 12.

Figura 12. Ejemplo prueba cromatográfica

The screenshot shows a software window titled "PRUEBAS CROMATOGRAFICAS" with a close button (X) in the top right corner. The main content area features the logo of "INGENIERIA ELECTRICA" and a hand icon pointing to the right. Below this, a grey banner reads "PRUEBA CROMATOGRAFICA DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE". The data is presented in a table with chemical names and their concentrations in ppm. At the bottom, there are three buttons: "Save" (green), "REGRESAR" (pink with a left arrow), and "CANCEL" (red).

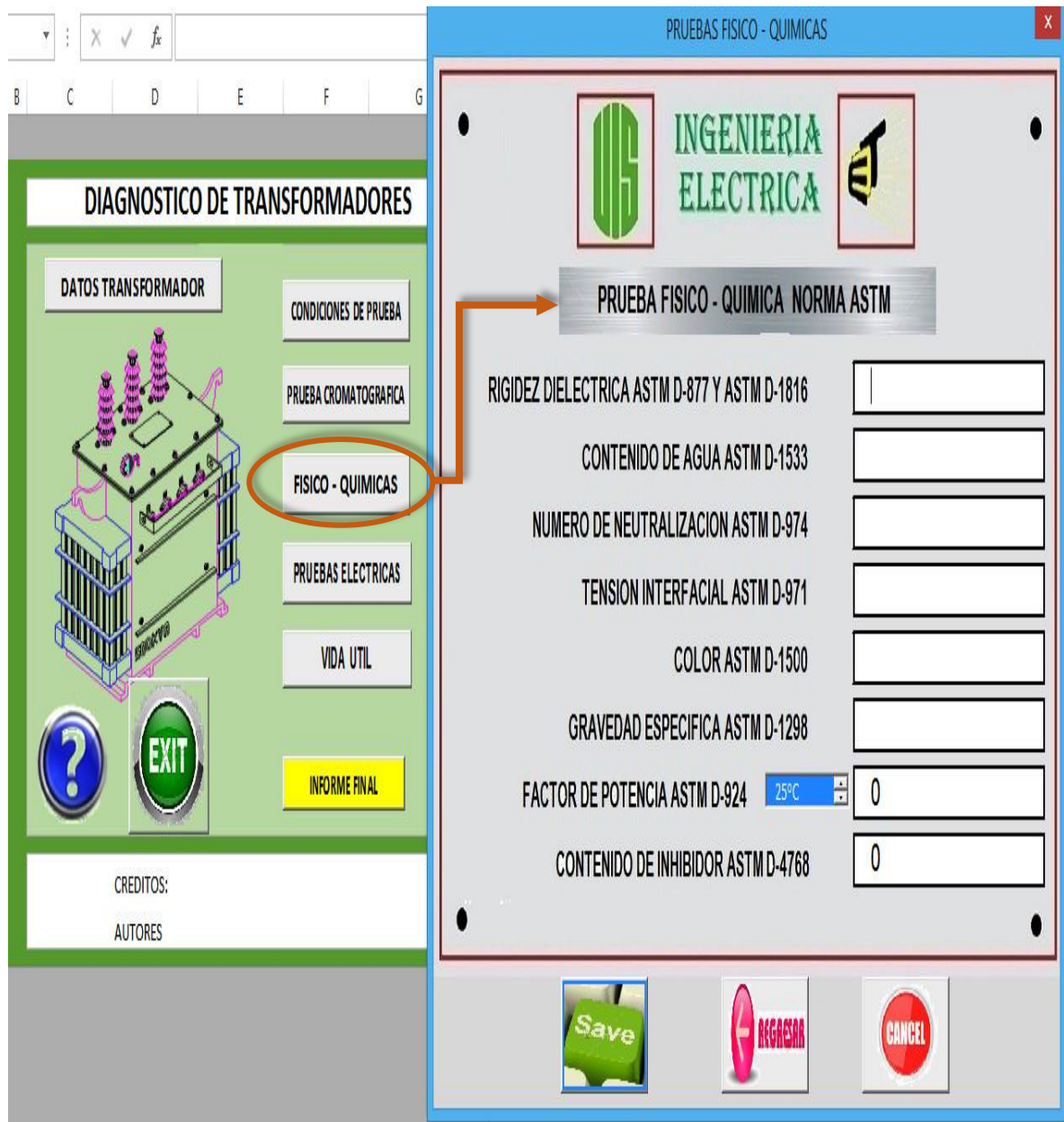
Gas	Concentración (ppm)
HIDROGENO H2	19
METANO CH4	211
ETILENO C2H4	94
ETANO C2H6	155
ACETILENO C2H2	0,1
MONOXIDO DE CARBONO CO	166
DIOXIDO DE CARBONO CO2	2861

➤ Prueba Físico-Química

Se accede a la opción “**prueba físico - químicas**” como se muestra en la figura 13 para realizar el ingreso y almacenamiento de datos. Estos datos son suministrados por el laboratorio que realizó los diferentes análisis para determinar la calidad del aceite. En el ingreso de los datos debe tener en cuenta que las opciones factor de

potencia y contenido de inhibidor no son obligatorias. El dato del factor de potencia está asociado con una temperatura ya establecida por norma; esta temperatura se seleccionada de acuerdo con las condiciones en las que se realizó la prueba.



Figura 13. Panel y Prueba Físico-Química



En la figura 14 se aprecia de forma clara el formato donde se digitan los datos de la prueba físico-química de aceite dieléctrico para transformadores de potencia.




Figura 14. Formulario Prueba Físico-Química

PRUEBAS FISICO - QUIMICAS

 **INGENIERIA
ELECTRICA** 

PRUEBA FISICO - QUIMICA NORMA ASTM


RIGIDEZ DIELECTRICA ASTM D-877 Y ASTM D-1816	<input type="text"/>
CONTENIDO DE AGUA ASTM D-1533	<input type="text"/>
NUMERO DE NEUTRALIZACION ASTM D-974	<input type="text"/>
TENSION INTERFACIAL ASTM D-971	<input type="text"/>
COLOR ASTM D-1500	<input type="text"/>
GRAVEDAD ESPECIFICA ASTM D-1298	<input type="text"/>
FACTOR DE POTENCIA ASTM D-924	25°C <input type="text" value="0"/>
CONTENIDO DE INHIBIDOR ASTM D-4768	<input type="text" value="0"/>


En la figura 15 se presenta un ejemplo con datos reales de las pruebas físico-químicas para un transformador de 160 MVA.

Figura 15. Ejemplo Prueba Físico - Química

PRUEBAS FISICO - QUIMICAS



INGENIERIA
ELECTRICA



PRUEBA FISICO - QUIMICA NORMA ASTM

RIGIDEZ DIELECTRICA ASTM D-877 Y ASTM D-1816	44.9
CONTENIDO DE AGUA ASTM D-1533	15.01
NUMERO DE NEUTRALIZACION ASTM D-974	0.006
TENSION INTERFACIAL ASTM D-971	35.66
COLOR ASTM D-1500	0.5
GRAVEDAD ESPECIFICA ASTM D-1298	0.8811
FACTOR DE POTENCIA ASTM D-924	25°C 0
CONTENIDO DE INHIBIDOR ASTM D-4768	0

Save

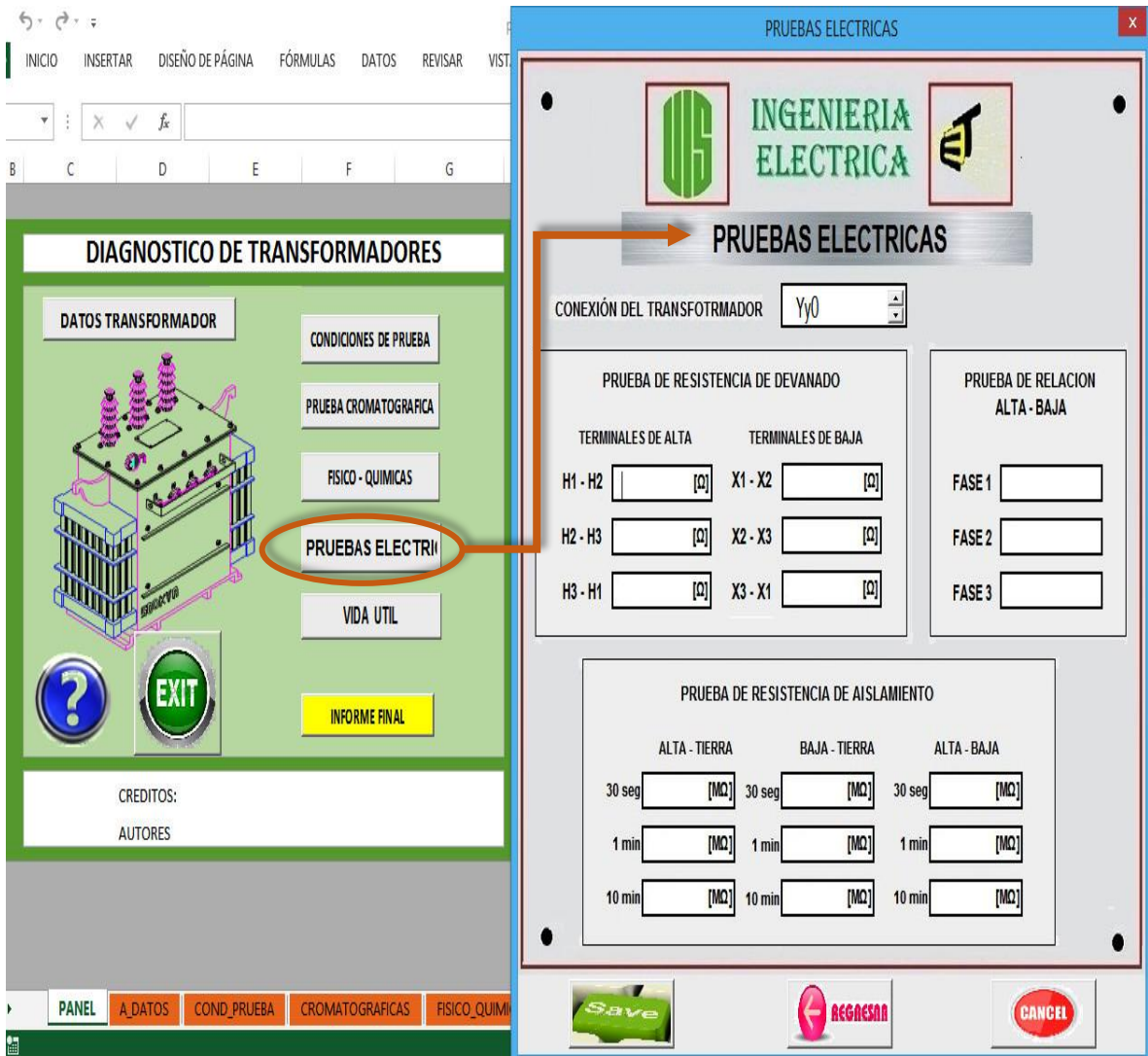
REGRESAR

CANCEL

➤ Pruebas eléctricas

Se accede al formulario “prueba eléctricas” para realizar el ingreso y almacenamiento de datos eléctricos medidos en los transformadores de potencia en campo. Se debe tener en cuenta seleccionar el tipo de conexión del transformador que corresponda en el cuadro llamado conexión del transformador, para verificar que este fue seleccionado el cuadro se coloca de color azul; ver figura 16.

Figura 16. Panel y Pruebas eléctricas



En la figura 17 se muestra la ventana con el formulario para las pruebas eléctricas en transformadores de potencia, como se mencionó anteriormente es conveniente no olvidar en este formulario seleccionar el tipo de conexión del transformador


Figura 17. Formulario Pruebas Eléctricas

Yy0	Yd1	Dd0	Dy1
Yy6	Yd5	Dd2	Dy5
	Yd7	Dd4	Dy7
	Yd11	Dd6	Dy11
		Dd8	
		Dd10	


A continuación se procede a introducir los datos medidos de resistencias en los devanados; identificando los terminales de alta como H1, H2 y H3 y los terminales de baja como x1, x2 y x3. En la prueba de relación de transformación se debe suministrar el dato de la relación alta – baja, para cada una de las fases; ver figura 18.

Figura 18. . Ejemplo Pruebas Eléctricas

PRUEBAS ELECTRICAS



INGENIERIA ELECTRICA



PRUEBAS ELECTRICAS

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR Yy0

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADO

TERMINALES DE ALTA	TERMINALES DE BAJA
H1 - H2 <input style="width: 80%;" type="text" value="0.123"/> [Ω]	X1 - X2 <input style="width: 80%;" type="text" value="2.07"/> [Ω]
H2 - H3 <input style="width: 80%;" type="text" value="0.123"/> [Ω]	X2 - X3 <input style="width: 80%;" type="text" value="2.069"/> [Ω]
H3 - H1 <input style="width: 80%;" type="text" value="0.123"/> [Ω]	X3 - X1 <input style="width: 80%;" type="text" value="2.07"/> [Ω]

PRUEBA DE RELACION ALTA - BAJA

FASE 1	<input style="width: 80%;" type="text" value="9.8"/>
FASE 2	<input style="width: 80%;" type="text" value="9.9"/>
FASE 3	<input style="width: 80%;" type="text" value="9.8"/>

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

	ALTA - TIERRA	BAJA - TIERRA	ALTA - BAJA
30 seg	<input style="width: 80%;" type="text" value="6.5"/> [MΩ]	30 seg <input style="width: 80%;" type="text" value="2.5"/> [MΩ]	30 seg <input style="width: 80%;" type="text" value="6.7"/> [MΩ]
1 min	<input style="width: 80%;" type="text" value="7.1"/> [MΩ]	1 min <input style="width: 80%;" type="text" value="3.3"/> [MΩ]	1 min <input style="width: 80%;" type="text" value="7.1"/> [MΩ]
10 min	<input style="width: 80%;" type="text" value="9.6"/> [MΩ]	10 min <input style="width: 80%;" type="text" value="5.2"/> [MΩ]	10 min <input style="width: 80%;" type="text" value="10.6"/> [MΩ]

Save

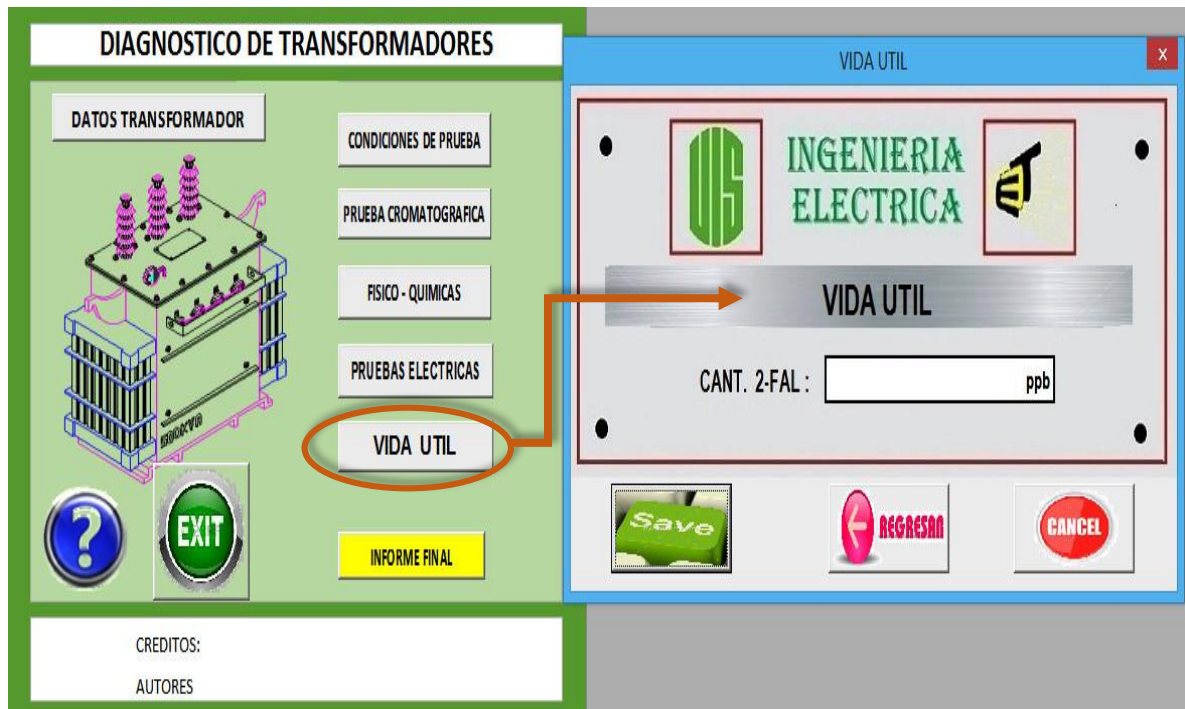
← REGRESAR

CANCEL

➤ Vida útil

Se accede al formulario “**vida útil**” para realizar el ingreso y almacenamiento del dato 2FAL (2-furfuraldeido); como se muestra a continuación en la figura 19.

Figura 19. Panel y Vida útil



En la figura 20 y 21 se ilustra el formulario de la vida útil del transformador con su respectivo ejemplo.

Figura 20. Formulario Vida útil

The screenshot shows a software window titled "VIDA UTIL" with a blue header bar. The main content area has a light gray background and contains the following elements from top to bottom: a green logo with the letters "UE" inside a square frame; the text "INGENIERIA ELECTRICA" in green, bold, uppercase letters; a yellow and black logo of a hand pointing to the right inside a square frame; a horizontal silver bar with the text "VIDA UTIL" in black; a label "CANT. 2-FAL :" followed by an empty white text input field and the unit "ppb" to its right; and a bottom row of three buttons: a green "Save" button with a white outline, a red "REGRESAR" button with a white left-pointing arrow, and a red "CANCEL" button with a white outline.

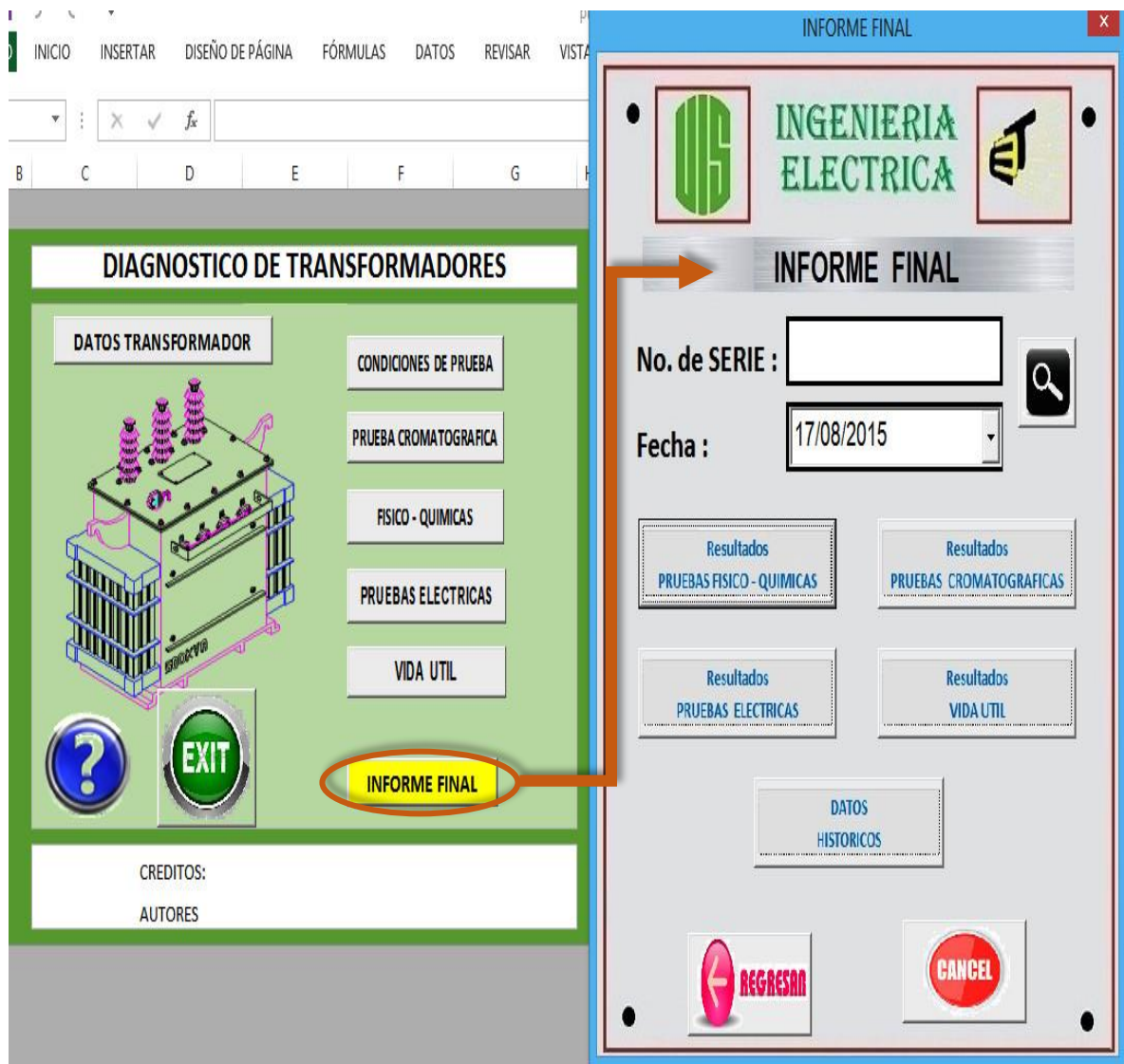
Figura 21. Ejemplo Vida útil

This screenshot is identical to the one in Figure 20, but the white text input field now contains the value "0.15". The rest of the interface, including the logos, text, and buttons, remains the same.

➤ Informe final

Con la opción “**informe final**” aparece una ventana como se muestra en la figura 22 donde se puede acceder a los informes finales de los resultados pruebas físico-químicas, resultados pruebas cromatografica, resultados pruebas eléctricas y resultados vida útil del transformador de potencia.

Figura 22. Panel e Informe final



Para poder observar cada uno de los informes se debe ingresar la serie del transformador en la casilla indicada, luego se oprime el botón con el símbolo buscar y se selecciona el botón datos históricos respetando la secuencia; ver figura 23.

Figura 23. Formato Informe Final

The screenshot shows a software window titled "INFORME FINAL". At the top, there is a logo for "INGENIERIA ELECTRICA" and a hand cursor icon. Below the logo, the text "INFORME FINAL" is displayed in a grey bar. The main area contains two input fields: "No. de SERIE" with the value "1" and "Fecha" with the value "17/08/2015". To the right of the date field is a search icon. Below these fields are four buttons: "Resultados PRUEBAS FISICO - QUIMICAS", "Resultados PRUEBAS CROMATOGRAFICAS", "Resultados PRUEBAS ELECTRICAS", and "Resultados VIDA UTIL". At the bottom center is a "DATOS HISTORICOS" button. At the bottom left is a "REGRESAR" button with a left arrow, and at the bottom right is a "CANCEL" button. Red boxes with numbers 1, 2, and 3 are overlaid on the interface. Box 1 is on the "No. de SERIE" field. Box 2 is on the search icon. Box 3 is on the "DATOS HISTORICOS" button. Red arrows indicate a sequence: from box 1 to box 2, and from box 2 to box 3.

La herramienta abre una hoja de Excel llamada datos históricos ver figura 24, en la que se accede al botón ejecutar, para mostrar los diferentes datos registrados para el transformador con el número de serie correspondiente.

Figura 24. Datos históricos

DATOS HISTORICOS						
EJECUTAR ← REGRESAR						
Nº de serie	Región	Numero de muestra	peso en Kg	Año de fabricación	Ubicación del transformado	
88546	CENTRAL TERMIC	1	6362	1996	CENTRAL TERMICA	
88546	CENTRAL TERMIC	2	6362	1996	CENTRAL TERMICA	
88546	CENTRAL TERMIC	3	6362	1996	CENTRAL TERMICA	

De esos datos históricos mostrados en el ejemplo de la figura 24, lo importante es la fecha del muestreo, porque con ella se generan los informes correspondientes a las pruebas realizadas en esa fecha. Para regresar al panel de informe final se oprime la opción regresar, y así la herramienta está lista para mostrar los informes con respecto a las pruebas realizadas en la fecha de muestreo que se introduzca en la casilla correspondiente; para ello, el usuario debe introducir el número de serie del transformador nuevamente, la fecha de muestreo y oprimir el botón de búsqueda como en la figura 25.

Figura 25. Introducir fecha de muestreo

The screenshot shows the 'INFORME FINAL' window. On the left, there is a search panel with the following elements:

- Logo: INGENIERIA ELECTRICA
- Title: INFORME FINAL
- Search fields:
 - No. de SERIE: [Empty text box]
 - Fecha: 18/02/2010
- Buttons:
 - Resultados PRUEBAS FISICO - QUIMICAS
 - Resultados PRUEBAS CROMATOGRAFICAS
 - Resultados PRUEBAS ELECTRICAS
 - Resultados VIDA UTIL
 - DATOS HISTORICOS
 - REGRESAR (with a red arrow pointing to the search panel)
 - CANCEL

In the background, a data table is visible with the following columns and data:

potencia KVA	Relación del transformador en V	fecha del muestreo
160000	138000/13800	13/04/2005
160000	138000/13800	18/02/2010
160000	138000/13800	11/06/2009

A red arrow points from the 'Fecha' input field in the search panel to the '18/02/2010' entry in the table.

De esta manera se genera todos los informes que ofrece esta herramienta, solo es seleccionar los resultados que el usuario necesite.

➤ Resultados e informes

En las figuras 26, 31, 35 y 39 se observan los resultados de las diferentes pruebas que se realizaron al transformador cuyo número de serie se introdujo – para la fecha indicada – con su respectivo diagnóstico.

Figura 26. Resultados pruebas físico-químicas

DATOS DEL TRANSFORMADOR		CONDICIONES DE PRUEBA		
REGION	CENTRAL TERMICA TRINITARIA	TEMPERATURA AMBIENTE °C	24	
NÚMERO DE MUESTRA	2	HUMEDAD RELATIVA	60	
N° DE SERIE	88546	TEMPERATURA DE AUMENTO (RISE)	65	
PESO (kg)	6362	TEMPERATURA DEL ACEITE °C	24	
AÑO DE FABRICACIÓN	1996	FECHA DE MUESTREO	18/02/2010	
UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR	CENTRAL TERMICA	TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DE LA BOBINA	114	
MARCA	ABB	COLORES PATRON PARA EL ACEITE POR LA NORMA ASTM		
POTENCIA (kVA)	160000	AMARILLO MUY CLARO		
RELACIÓN DEL TRANSFORMADOR (kV)	138000/13800			
CANTIDAD DE ACEITE (Gal)	11,88			
PRUEBA	UNIDADES	VALOR MEDIDO	RANGO DE ACEPTABILIDAD	ACCION A TOMAR
Rigidez dieléctrica ASTM D-877/1816	kV	44,9	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Contenido de agua ASTM D-1533	ppm	15,01	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Número de neutralización ASTM D-974	mg KOH/g	0,006	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Tensión interfacial ASTM D-971	Dinas/cm	35,66	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Color ASTM D-1500	----	0,5	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Gravedad específica ASTM D-1298	----	0,8811	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Factor de potencia ASTM D-924	%	0	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Contenido de inhibidor ASTM D-4768	%	0	INACEPTABLE	Reinhibición del aceite
CALIDAD DEL ACEITE				
INDICE DE CALIDAD	5943,333333			
CALIFICACION	ACEITE BUENO			
ACCION A TOMAR	ANÁLISIS ANUAL DEL ACEITE A FIN DE EVALUAR FUNCIONAMIENTO Y ESTABLECER TENDENCIA.			

En este formulario y los resultados de las otras pruebas se encuentra los datos del transformador registrado en la herramienta como los datos del transformador y las condiciones de prueba; ver figura 27.

Figura 27. Resultado de las pruebas físico-químicas, datos del transformador y condición de prueba

DATOS DEL TRANSFORMADOR		CONDICIONES DE PRUEBA	
REGION	CENTRAL TERMICA TRINITARIA	TEMPERATURA AMBIENTE °C	24
NÚMERO DE MUESTRA	2	HUMEDAD RELATIVA	60
Nº DE SERIE	88546	TEMPERATURA DE AUMENTO (RISE)	65
PESO (kg)	6362	TEMPERATURA DEL ACEITE °C	24
AÑO DE FABRICACIÓN	1996	FECHA DE MUESTREO	18/02/2010
UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR	CENTRAL TERMICA	TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DE LA BOBINA	114
MARCA	ABB	COLORES PATRON PARA EL ACEITE POR LA NORMA ASTM	
POTENCIA (kVA)	160000	AMARILLO MUY CLARO	
RELACIÓN DEL TRANSFORMADOR (kV)	138000/13800		
CANTIDAD DE ACEITE (Gal)	11988		

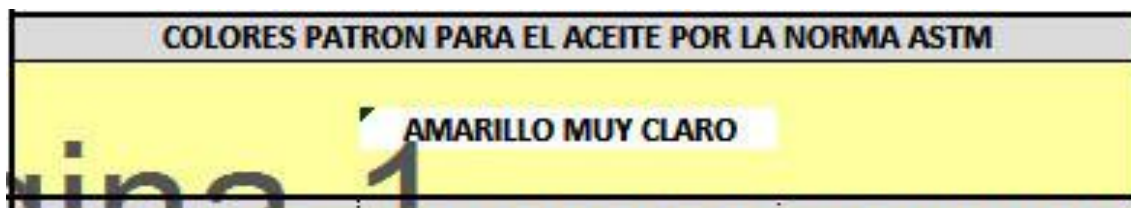
Los resultados que la herramienta le ofrece al usuario en este formulario para la toma de decisiones son: el rango de aceptabilidad y las acciones a tomar basadas en la documentación teórica consignada en el capítulo 3 de este libro. Ver figura 28.

Figura 28. Aceptabilidad de la prueba y acciones a tomar

PRUEBA	UNIDADES	VALOR MEDIDO	RANGO DE ACEPTABILIDAD	ACCION A TOMAR
Rigidez dieléctrica ASTM D-877/1816	kV	44,9	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Contenido de agua ASTM D-1533	ppm	15,01	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Número de neutralización ASTM D-974	mg KOH/g	0,006	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Tensión interfacial ASTM D-971	Dinas/cm	35,66	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Color ASTM D-1500	----	0,5	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Gravedad específica ASTM D-1298	----	0,8811	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Factor de potencia ASTM D-924	%	0	ACEPTABLE	NO HAY ACCION A TOMAR
Contenido de inhibidor ASTM D-4768	%	0	INACEPTABLE	Reinhibición del aceite

Adicional a esto el formulario permite al usuario observar el color del aceite que varía dependiendo del el rango en el que se encuentre, esto se fundamenta en la

Figura 29. Color patrón para el aceite



Para el resultado del índice de calidad que aparece en el formulario la herramienta es la encargada de realizar este cálculo y con base en este resultado la herramienta le da al aceite una calificación y una acción a tomar basado en la tabla 10 del capítulo 3; Ver figura 30.

Figura 30. Calidad del aceite

CALIDAD DEL ACEITE	
INDICE DE CALIDAD	5943,333333
CALIFICACION	ACEITE BUENO
ACCION A TOMAR	ANÁLISIS ANUAL DEL ACEITE A FIN DE EVALUAR FUNCIONAMIENTO Y ESTABLECER TENDENCIA.

Para el análisis de estos resultados se tomaron tres métodos de los seis métodos consignados en el capítulo 5 de este libro. Los métodos elegidos son: Método descrito en la norma IEEE 104-1991, Métodos de Dornenburg y Método de Rogers.

Para el método descrito por la norma IEEE 104-1991 la herramienta se encarga de comparar los valores obtenidos en el laboratorio con los valores que establece la norma, para poder determinar en qué condiciones se encuentra el transformador. En el cuadro de diagnóstico de la figura 32 se verá en qué condiciones se encuentra el transformador.

Figura 32. Resultado método descrito por la norma IEEE 104-1991

METODO DESCRITO EN LA NORMA IEEE 104-1991												
GAS			VALOR MEDIDO		RANGO DE ACEPTABILIDAD			CONDICIÓN				
TDCG (TOTALIDAD DE GASES MEDIDOS)			645,1ppm		SE ENCUENTRA ENTRE 0 Y 720			CONDICIÓN 1				
CONDICIONES	Hidrogeno (H ₂)	RANGO	Metano (CH ₄)	RANGO	Acetileno (C ₂ H ₂)	RANGO	Etileno (C ₂ H ₄)	RANGO	Etano (C ₂ H ₆)	RANGO	Monóxido de Carbono (CO)	RANGO
CONDICIÓN 1	100	✓	120	✗	35	✓	50	✗	65	✗	350	✓
CONDICIÓN 2	101-700		121-400		36-50		51-100		66-100		351-570	
CONDICIÓN 3	701-1800		401-1000		51-80		101-200		101-150		571-1400	
CONDICIÓN 4	>1800		>1000		>80		>200		>150		>1400	
DIAGNOSTICO												
CONDICIONES SATISFACTORIAS												

Otro método elegido para esta herramienta es el de Dornenburg, donde la herramienta se encarga de calcular las relaciones de acuerdo con la información suministrada por el laboratorio, estas relaciones se explican en el capítulo 5 de este libro. En este caso la herramienta permite visualizar el rango en donde se encuentra los resultados de las relaciones y por medio de estos valores se puede determinar qué tipo de falla se puede presentar en el transformador de potencia. Ver figura 33.

Figura 33. Resultado método Dornenburg



MÉTODO DORNENBURG					
RELACION	VALOR MEDIDO	Nº	RANGO	CODIGO	TIPO DE FALLA
R1= CH4/H2 metano/hidrogeno	11,11	1	>1.0		DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA (PUNTO CALIENTE)
		2	>0.10 - < 1.00		
		3	<0,1		
R2= C2H2/C2H4 acetileno/etileno	0,00	1	<0.75		
		2	>0.75		
		3	No significativo		
R3= C2H2/CH4 acetileno/metano	0,00	1	<0.30		
		2	>0.30		
		3	<0.30		
R4= C2H6/C2H2 etano/acetileno	1550,00	1	>0.40		
		2	<0.40		
		3	>0.40		

Y por último se encuentra el método de Rogers donde la herramienta se encarga de calcular las relaciones para poder determinar en qué rango se encuentra y elegir un código, este código permite determinar qué tipo de falla se presenta en el transformador de potencia. Este método se explica en el capítulo 5 de este libro. Ver figura 34.

Figura 34. Resultado método de Rogers

MÉTODO DE ROGERS					
RELACION	VALOR MEDIDO	RANGO	CODIGO	TIPO DE FALLA	
R1= CH4/H2 metano/hidrogeno	11,11	R1<=0.1	5	2000	
		0.1<R1<1	0		
		1<=R1<3	1		
R5= C2H6/CH4 etano/metano	0,73	R1>3	2		
		R5<1	0		
		R5>=1	1		
R6= C2H4/C2H6 etileno/etano	0,61	R6<1	0		
		1<=R6<3	1		
		R6>=3	2		
R2= C2H2/C2H4 acetileno/etileno	0,00	R2<0.5	0		
		0.5<=R2<3	1		
		R2>=3	2		
DIAGNOSTICO					
Ligero sobrecalentamiento < 150°C					

Figura 35. Resultado Pruebas Eléctricas

 INGENIERIA ELECTRICA 		INFORME DE RESULTADOS PRUEBAS ELECTRICAS	
DATOS DEL TRANSFORMADOR			
MARCA	ABB		
N° DE SERIE	88546		
CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR	Yy0		
FECHA DE MUESTREO	18/02/2010		
PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS			
TERMINALES DE ALTA		TERMINALES DE BAJA	
CONEXIÓN	MEDICIÓN [Ω]	CONEXIÓN	MEDICIÓN [Ω]
H1-H2	0,1240	X1-X2	2,0800
H2-H3	0,1240	X2-X3	2,0790
H3-H1	0,1240	X3-X1	2,0800
Desviación estándar para H1-H2 %	10,00%	Desviación estándar para X1-X2 %	68,07%
Desviación estándar para H2-H3 %	5,77%	Desviación estándar para X2-X3 %	55,08%
Desviación estándar para H3-H1 %	10,00%	Desviación estándar para X3-X1 %	64,29%
DIAGNOSTICO		DIAGNOSTICO	
BUENAS CONDICIONES		FALSO	

PRUEBA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO					
ALTA - TIERRA		MEDIA - TIERRA		BAJA - TIERRA	
CONEXIÓN	MEDICIÓN [MΩ]	CONEXIÓN	MEDICIÓN [MΩ]	CONEXIÓN	MEDICIÓN [MΩ]
30 seg	6,700	30 seg	2,700	30 seg	6,900
1 min	7,300	1 min	3,500	1 min	7,300
10 min	9,900	10 min	5,400	10 min	10,800
Índice de absorción	1,090	Índice de absorción	1,296	Índice de absorción	1,058
Índice de polarización	1,356	Índice de polarización	1,543	Índice de polarización	1,479
Condición de aislamiento		Condición de aislamiento		Condición de aislamiento	
Índice de Absorción : Pobre		Índice de Absorción : Dudosa		Índice de Absorción : Pobre	
Índice de Polarización : Cuestionable		Índice de Polarización : Dudosa		Índice de Polarización : Cuestionable	
PRUEBA RELACION DE TRANSFORMACION ALTA-BAJA					
TEORICO	FASE 1		FASE 2		FASE 3
	9,87		9,9		9,88
10	%ERROR		%ERROR		%ERROR
	1,30%		1,00%		1,20%
DIAGNOSTICO					
MALAS CONDICIONES					

Para los resultados de esta prueba la herramienta se encargará de hacer los cálculos de desviación estándar con los valores registrados, esto se puede observar en la figura 36. En los cuadros de diagnóstico la herramienta dice en qué condiciones se encuentra el transformador de potencia.

Figura 36. Resultado de prueba de resistencia de devanados

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS			
TERMINALES DE ALTA		TERMINALES DE BAJA	
CONEXIÓN	MEDICIÓN (Ω)	CONEXIÓN	MEDICIÓN (Ω)
H1-H2	0,1240	X1-X2	2,0800
H2-H3	0,1240	X2-X3	2,0790
H3-H1	0,1240	X3-X1	2,0800
Desviación estándar para H1-H2 %	10,00%	Desviación estándar para X1-X2 %	68,07%
Desviación estándar para H2-H3 %	5,77%	Desviación estándar para X2-X3 %	55,08%
Desviación estándar para H3-H1 %	10,00%	Desviación estándar para X3-X1 %	64,29%
DIAGNOSTICO		DIAGNOSTICO	
BUENAS CONDICIONES		FALSO	

La herramienta permite hacer los cálculos para el índice de absorción y para el índice de polarización; ver figura 37, y de acuerdo con la información del capítulo 4 se determina las condiciones de aislamiento.

Figura 37. Resultado prueba resistencia de aislamiento

PRUEBA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO					
ALTA - TIERRA		MEDIA - TIERRA		BAJA - TIERRA	
CONEXIÓN	MEDICIÓN (M Ω)	CONEXIÓN	MEDICIÓN (M Ω)	CONEXIÓN	MEDICIÓN (M Ω)
30 seg	6,700	30 seg	2,700	30 seg	6,900
1 min	7,300	1 min	3,500	1 min	7,300
10 min	9,900	10 min	5,400	10 min	10,800
Índice de absorción	1,090	Índice de absorción	1,296	Índice de absorción	1,058
Índice de polarización	1,356	Índice de polarización	1,543	Índice de polarización	1,479
Condición de aislamiento		Condición de aislamiento		Condición de aislamiento	
Índice de Absorción : Pobre		Índice de Absorción : Dudosa		Índice de Absorción : Pobre	
Índice de Polarización : Cuestionable		Índice de Polarización : Dudosa		Índice de Polarización : Cuestionable	

Los datos en este tipo de pruebas de relación de transformación alta-baja no pueden superar un error de 0.5% ó -0.5%. el diagnóstico es el siguiente:

Si el error supera el 0.5% y además los valores del %error son muy similares en cada fase, el diagnostico puede determinar deterioro de las características magnéticas del núcleo y bobinas del transformador.





Si el error supera el 0.5% y además los valores del %error NO son muy similares en cada fase, el diagnostico puede determinar un cortocircuito o un circuito abierto en los devanados.

En la figura 38 se muestra los resultados de la prueba de relación de transformación alta-baja.

Figura 38. Resultado prueba relación de transformación alta-baja

PRUEBA RELACION DE TRANSFORMACION ALTA-BAJA			
TEORICO	FASE 1	FASE 2	FASE 3
10	9,87	9,9	9,88
	%ERROR	%ERROR	%ERROR
	1,30%	1,00%	1,20%
DIAGNOSTICO			
MALAS CONDICIONES			

Figura 39. Resultados vida útil

 INGENIERIA ELECTRICA 		INFORME DE RESULTADO DE ANALISIS VIDA ÚTIL EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	
DATOS DEL TRANSFORMADOR		 REGRESAR 	
REGION	2		
AÑO DE FABRICACIÓN	1996	RESULTADOS DE LA PRUEBA	
UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR	CENTRAL TERMICA		
MARCA	ABB	COMPONENTES	
POTENCIA (kVA)	13800/13800	Cant. 2-FAL (2-furfuraldeido)	ppb
N° DE SERIE	88546		0,14
TEMPERATURA AMBIENTE °C	24	TEOREMA DE ARRHENIUS	
TEMPERATURA DE AUMENTO (RISE)	65	Vida Útil (Arrhenius)	14 AÑOS
FECHA DE MUESTREO	18/02/2010	MÉTODOS ALTERNATIVOS MEDIANTE LA OBTENCIÓN DEL GP (GRADO DE POLIMERIZACIÓN) EN EL CONTENIDO DE FURANOS	
EMP. DEL PUNTO MAS CALIENTE DE LA BOBICA	114		
GP(1)=sin papel enriquecido térmicamente	691,2540835		ppm
GP(2)=con papel enriquecido térmicamente	649,715256		ppm
GP(3)=Con condiciones de funcionamiento y operación	787,5831486		ppm
GP(4)=Teniendo en cuenta la relación lineal	591,0647008		ppm
Vida Útil GP(1)	11		Años
Vida Útil GP(2)	15		Años
Vida Útil GP(3)	1		Años
Vida Útil GP(4)	22		Años



Para los resultados de la vida util del transformador de potencia se utilizo la informacion del capitulo 2 que hace referencia al analisis de la vida util del transformador. En la figura 40 se encuentran los resultados de estos metodos de acuerdo a la cantidad de 2-FAL que se detecta en la prueba del laboratorio. La grafica mostrada en estos resultados hace una comparacion de la cantidad de años que tiene de vida util el transformador para cada método.

Figura 40. Vida útil del transformador calculada por varios métodos

TEMPERATURA DE AUMENTO (RISE)	65	RESULTADOS DE LA PRUEBA	
FECHA DE MUESTREO	18/02/2010	COMPONENTES	ppb
EMP. DEL PUNTO MAS CALIENTE DE LA BOBICA	114	Cant. 2-FAL (2-furfuraldeido)	0,14
TEOREMA DE ARRHENIUS			
Vida Útil (Arrhenius)	14	AÑOS	
MÉTODOS ALTERNATIVOS MEDIANTE LA OBTENCIÓN DEL GP (GRADO DE POLIMERIZACIÓN) EN EL CONTENIDO DE FURANOS			
GP(1)=sin papel enriquecido térmicamente	691,2540835	ppm	
GP(2)=con papel enriquecido térmicamente	649,715256	ppm	
GP(3)=Con condiciones de funcionamiento y operación	787,5831486	ppm	
GP(4)=Teniendo en cuenta la relación lineal	591,0647008	ppm	
Vida Útil GP(1)	11	Años	
Vida Útil GP(2)	15	Años	
Vida Útil GP(3)	1	Años	
Vida Útil GP(4)	22	Años	



7. CONCLUSIONES

- La herramienta diseñada identifica y selecciona con eficiencia un diagnóstico que brinda los parámetros necesarios que permitan al operario tomar acciones tanto preventivas como predictivas y en caso extremo correctivas en los transformadores de potencia en campo.
- El uso de las normas ASTM, NTC, IEEE, permite implantar una metodología adecuada que conduzcan al correcto funcionamiento de los transformadores de potencia y de esta forma aumentar la vida útil a través de la aplicación de las pruebas físico-químicas, cromatografías y eléctricas, puesto que los resultados obtenidos de estas mediciones proporcionan los valores a comparar con los rangos establecidos por las normas internacionales mencionadas.
- Esta tesis planteo una herramienta con el fin de facilitar la labor de mantenimiento del transformador aplicando la literatura técnica permitiendo la interpretación de resultados y la obtención de un diagnóstico en tiempo real.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] GALLO MARTINÉZ. Ernesto. Diagnóstico y mantenimiento a Transformadores en Campo. Segunda Edición. Bogotá: 2010. 237p.
- [2] GARCIA VELEZ, Erasmo Onésimo; GASPAR ESPAÑA, Charles Oscar. Diagnóstico y Mantenimiento de transformadores de Gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador de 160MVA, 13.8kV/138kV de la Central Térmica Trinitaria). Guayaquil, 2010, 128p. Trabajo de investigación (Ingeniero eléctrico con mención en sistemas de potencia y diseño de máquinas). Universidad Politécnica Salesiana. Facultad de ingeniería.
- [3] Martins, M. A. “Envelhecimento térmico do papel isolante de trnsformadores. Investigaçao experimental. Modelos de degradação”. *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, ol 22, n. °1/2, 2010, pags 77-86.
- [4] Emsley, A.M. et al., “Degradation of Cellulosic insulation in power Transformers. Part 2: Formation of Furan products in Insulating Oil”, *IEEE Proc.-Sci. Meas. Technol.* Vol. 147, No.3, May 2000.
- [5] Flores, W.; Monmbello, E.; Rattá, G. y Jardini, José Antonio. Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, VOL. 5, NO. 8, Dic. 2007.
- [6] Flores, W.; Mombello, E. et al, “Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite aislante: Situacion actual”. *IEEE Latin America transactions*, Vol. 5, N° 1, March 2007.
- [7] [Citado el 20 de mayo 2015] disponible en < <http://normas-icontec.com/referencias-bibliograficas-en-normas-icontec/>
- [8] Flores, W.; Monmbello, E.; Rattá, G. y Jardini, José Antonio. Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, VOL. 5, NO. 8, Dic. 2007
- [9] De Pablo, A. “Furfural and ageing: how are they related”, *Insulating Liquids* (Ref. No. 1999/119), *IEEE Colloquium on*, 27 May 1999.
- [10] Dong, M.; Yan, Z. y Zhang, G.J. “Comprehensive diagnostic and aging: assessment method of solid insulation in transformer”, *Electrical Insulation*

and Dielectric Phenomena, 2003. Annual Report. Conference on 19-22 Oct. 2003, pp. 137– 140.

- [11] MEDINA VALAREZO, Santiago Enrique. Mantenimiento preventivo de transformadores de potencia según la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad. Quito, 2006, 267p. Trabajo de grado (ingeniero eléctrico en la especialización de sistemas eléctricos de potencia). Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
- [12] Duval, M. "Dissolved gas analysis: it can save your transforme," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol, 5 No. 6, pp 22-27, Noc./Dic. 1989.
- [13] Kan, H; Miyamoto, T. "Proposals for an improvement in transformer diagnosis using dissolved gas analysis (DGA)," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol.11, No. 6, pp 15-21, Nov. /Dic.1991.
- [14] Duval, M. "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformes," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, No 3, pp 8-17, May. /Jun. 2002.
- [15] Duval, M.; De pablo, A. " Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 ans IEC TC 10 batatabases," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, No. 2, pp 31-41, Mar. / Abr. 2001.
- [16] CABRAL, Martín; DAHER, Jorge Fernández. "Técnicas de diagnóstico mantenimiento preventivo de transformadores y equipamiento de subestaciones". {En línea}. {16 de marzo de 2015}. Disponible en: (<http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p91.pdf>).
- [17] Fernández, Sergio. Folleto Texto: "Diagnóstico Integral". Curso de la Especialidad de Diagnóstico Integral de Centrales y Subestaciones Eléctricas. Tercera Edición. Cuba, CIPEL-CUJAE, 2006.
- [18] [citado el 24 de mayo de 2015] disponible en < <http://avanceis.ceis.es/El-transformador-de-potencia-y-su-mantenimiento>
- [19] EMPRESA TRANSMISORA DE EI SALVADOR – ETESA, S.A. DE C.V. "Mantenimiento moderno en transformadores de potencia" El salvador, Centro América; J. R. Artero. 2009.
- [20] CAYAMBE ABAD, Freddy Paul; MARTÍNEZ GARZÓN, Juan Gabriel. Análisis de la vida útil del transformador de potencia en régimen de explotación. Aplicación al sistema de transmisión ecuatoriano. Quito, 2013, 251p. Trabajo de investigación (ingeniero eléctrico). Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

- [21] SOLANO MARTÍNEZ, Javier Enrique. Mantenimiento de Transformadores de Potencia. Bucaramanga, 2005, 113p. Trabajo de Investigación (Ingeniero electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico Mecánicas.
- [22] RUIZ GIRALDO, Juliana; MAYOR CARDONA, Diego Alejandro. Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores de aceite. Pereira, 2013, 71p. Trabajo de grado (Tecnólogo en electricidad). Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de tecnología.
- [23] MARGALLÓ GASCO, Isabel. Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos. Madrid, 2012, 70p. Trabajo de investigación (ingeniera eléctrica). Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de ingeniería eléctrica.
- [24] RODRIGUEZ LIZCANO, Marlon Dennis. Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca. Bucaramanga, 2009, 174p. Trabajo de grado (Especialista en gerencia de mantenimiento). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico Mecánica.

BIBLIOGRAFÍA

CABRAL, Martín; DAHER, Jorge Fernández. “Técnicas de diagnóstico mantenimiento preventivo de transformadores y equipamiento de subestaciones”. {En línea}. {16 de marzo de 2015}. Disponible en: (<http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p91.pdf>).

CAYAMBE ABAD, Freddy Paul; MARTÍNEZ GARZÓN, Juan Gabriel. Análisis de la vida útil del transformador de potencia en régimen de explotación. Aplicación al sistema de transmisión ecuatoriano. Quito, 2013, 251p. Trabajo de investigación (ingeniero eléctrico). Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

[Citado el 20 de mayo 2015] disponible en < <http://normas-icontec.com/referencias-bibliograficas-en-normas-icontec/>

[Citado el 24 de mayo de 2015] disponible en < <http://avanceis.ceis.es/El-transformador-de-potencia-y-su-mantenimiento>

De Pablo, A. “Furfural and ageing: how are they related”, *Insulating Liquids* (Ref. No. 1999/119), *IEEE Colloquium on*, 27 May 1999.

Dong, M.; Yan, Z. y Zhang, G.J. “Comprehensive diagnostic and aging: assessment method of solid insulation in transformer”, *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2003. Annual Report. Conference on* 19-22 Oct. 2003, pp. 137– 140.

Duval, M. “A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformes,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, No 3, pp 8-17, May. /Jun. 2002.

Duval, M. “Dissolved gas analysis: it can save your transforme,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol, 5 No. 6, pp 22-27, Noc./Dic. 1989.

Duval, M.; Depablo, A. “ Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 ans IEC TC 10 batabases,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, No. 2, pp 31-41, Mar. / Abr. 2001.

EMPRESA TRANSMISORA DE EI SALVADOR – ETESA, S.A. DE C.V. “Mantenimiento moderno en transformadores de potencia” El salvador, Centro América; J. R. Artero. 2009.

Emsley, A.M. et al., “Degradation of Cellulosic insulation in power Transformers. Part 2: Formation of Furan products in Insulating Oil”, *IEEE Proc.-Sci. Meas. Technol.* Vol. 147, No.3, May 2000.

Fernández, Sergio. Folleto Texto: "Diagnóstico Integral". Curso de la Especialidad de Diagnóstico Integral de Centrales y Subestaciones Eléctricas. Tercera Edición. Cuba, CIPEL-CUJAE, 2006.

Flores, W.; Mombello, E. et al, "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite aislante: Situación actual". IEEE Latin America transactions, Vol. 5, N° 1, March 2007.

Flores, W.; Monmbello, E.; Rattá, G. y Jardini, José Antonio. Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 5, NO. 8, Dic. 2007

GALLO MARTINÉZ. Ernesto. Diagnóstico y mantenimiento a Transformadores en Campo. Segunda Edición. Bogotá: 2010. 237p.

GARCIA VELEZ, Erasmo Onésimo; GASPAR ESPAÑA, Charles Oscar. Diagnóstico y Mantenimiento de transformadores de Gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador de 160MVA, 13.8kV/138kV de la Central Térmica Trinitaria). Guayaquil, 2010, 128p. Trabajo de investigación (Ingeniero eléctrico con mención en sistemas de potencia y diseño de máquinas). Universidad Politécnica Salesiana. Facultad de ingeniería.

Kan, H; Miyamoto, T. "Proposals for an improvement in transformer diagnosis using dissolved gas analysis (DGA)," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol.11, No. 6, pp 15-21, Nov. /Dic.1991.

MARGALLÓ GASCO, Isabel. Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos. Madrid, 2012, 70p. Trabajo de investigación (ingeniera eléctrica). Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de ingeniería eléctrica.

Martins, M. A. "Envelhecimento térmico do papel isolante de trnsformadores. Investigacão experimental. Modelos de degradação". *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, ol 22, n. °1/2, 2010, pags 77-86.

MEDINA VALAREZO, Santiago Enrique. Mantenimiento preventivo de transformadores de potencia según la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad. Quito, 2006, 267p. Trabajo de grado (ingeniero eléctrico en la especialización de sistemas eléctricos de potencia). Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

RODRIGUEZ LIZCANO, Marlon Dennis. Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca. Bucaramanga, 2009, 174p. Trabajo de grado (Especialista en gerencia de mantenimiento). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico Mecánica.

RUIZ GIRALDO, Juliana; MAYOR CARDONA, Diego Alejandro. Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores de aceite. Pereira, 2013, 71p. Trabajo de grado (Tecnólogo en electricidad). Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de tecnología.

SOLANO MARTÍNEZ, Javier Enrique. Mantenimiento de Transformadores de Potencia. Bucaramanga, 2005, 113p. Trabajo de Investigación (Ingeniero electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico Mecánicas.

ANEXOS

ANEXO A. Formatos de laboratorio para pruebas Físico-Químicas



INFORME DE RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO - QUÍMICOS

N° 4448 - 09

Cliente: CELEC - Electroguayas *Central Térmica Trinitaria*
Dirección: Cooperativa Santiaguito Roldós - Guayaquil

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

<i>Fecha Recepción:</i> 11 de Junio de 2009	<i>Fecha Análisis:</i> 11 de Junio de 2009
<i>Código Muestra:</i> 3665-09	<i>Tipo de Muestra:</i> Aceite Aislante
<i>Equipo:</i> Transformador MT1	<i>Serie:</i> 88.546
<i>Ubicación:</i> Boca Toma	<i>% de Carga:</i> 100
<i>Fabricante:</i> ABB	<i>Año Fabricación:</i> 1996
<i>Potencia:</i> 160000 KVA	<i>Tensión:</i> 13.8/144 KV

RESULTADOS

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARÁMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	Color	%	D-1500	Aceptable: < 3.5 Inaceptable: ≥ 3.5	0.5
2	Examen Visual	-	D-1524	--	Claro Brillante
3	Gravedad Específica	60/60 °F	D-1298	Aceptable: 0.88 - 0.91 Cuestionable: < 0.84 Inaceptable: > 0.81	0.8816
4	Contenido de Agua	ppm	D-1533	Aceptable: < 30 Cuestionable: 30 - 34.9 Inaceptable: ≥ 35	12.33
5	Rigidez Dieléctrica	KV	D-877	Mínimo: 30	42.6
6	Punto de Inflamación	°C	D-92	Mínimo: 140	
7	Viscosidad a 40 °C	cSt	D-445	Máximo: 12	
8	Número de Acidez	mg KOH/gr	D-974	Aceptable: ≤ 0.05 Cuestionable: 0.06 - 0.1 Inaceptable: > 0.1	0.006
9	Tensión Interfacial	Dínam/cm	D-971	Aceptable: ≥ 32 Cuestionable: 28 - 31.9 Inaceptable: < 27.9	33.45
10	Índice de Calidad	-	-	-	5970
11	Factor de Potencia 25 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.05	
12	Factor de Potencia 100 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.3	
13	Contenido de PCB's	ppm	USEPA SW-846	No contaminado: < 50 Contaminado: 50 - 500 PCB's puros: > 500	
14	Azufre Corrosivo	-	D-1275	Corrosivo: C No Corrosivo: NC	
15	Punto de Anilina	°C	D-611	Aceites Nuevos: > 92	

ANÁLISIS DIELECTRICO Y FISICOQUÍMICO REPORTE N° ADFQ-18106-05

Muestra N°	A-361/05	T.DEV (°C)			
Potencia (kVA)	90.000	T. ACEITE (°C)			
N° de serie	88546	% de carga			
Marca	ABB	Año de Fab.	1.996		
Voltajes	1380N/114000 V	T(C) Abajo	30		
Vol. Aceite Galones	10.568	Fecha de Análisis	19-abr-2005		
Observaciones		Fecha de Reporte	22-abr-2005		
Fecha de muestreo	13-abr-2005	Muestreo por	Cliente .		
CONDICIONES DE PRUEBA					
Temperatura Ambiente (°C)	22,0	Humedad Relativa (%)	59,0		
Presión Barométrica (mm Hg)	570,0	Temperatura del Aceite (°C)	22,0		
PRUEBA	UNIDAD	EQUIPO DE PRUEBA	VALOR MEDIDO	RANGOS DE ACEPTABILIDAD PARA ACEITES USADOS, CRITERIOS S.D. MYERS	PROPIEDADES REQUERIDAS PARA ACEITES NUEVOS NORMA ASTM D-3487-98 (TABLA 1)
RIGIDEZ DIELECTRICA (NORMA ASTM D-877)	KV/2.5 mm	GRIPÓMETRO HIPOTRONICS OCD-90	49,10	ACEPTABLE >= 30, CUEST. 23-30 INACEPTABLE < 25	ACEPTABLE >= 30
RIGIDEZ DIELECTRICA (NORMA ASTM D-1816)			-----	ACEPTABLE >= 56, INACEPTABLE < 56	ACEPTABLE >= 56°
RIGIDEZ DIELECTRICA (NORMA ASTM D-1316)			-----	ACEPTABLE >= 28, INACEPTABLE < 28	ACEPTABLE >= 28°
CONTENIDO DE AGUA (NORMA ASTM D-1533)	PPM	COULÓMETRO METROHM 684 KF	25,8	ACEPTABLE < 30, CUEST. 30-349 INACEPTABLE >= 35	ACEPTABLE < 30
NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN (NORMA ASTM D-874)	mgKOH/ g	BURETA SCHÖTT GERATTE TZ-5008	0,0109	ACEPTABLE <= 0,05, CUEST. 0,06-0,10 INACEPTABLE > 0,10	ACEPTABLE <= 0,05
GRAVEDAD ESPECIFICA A 15° C (NORMA ASTM D-1298)		AERÓMETRO 0,7-1,0	0,890	ACEPTABLE 0,84-0,91, CUEST. < 1,04 INACEPTABLE > 0,91	ACEPTABLE <= 0,91
TENSIÓN INTERFACIAL (NORMA ASTM D-871)	DIN/cm	TENSIÓMETRO FISHER SF-30	36,97	ACEPTABLE >= 32, CUEST. 28-31,9 INACEPTABLE < 27,9	ACEPTABLE >= 40
COLOR (NORMA ASTM D-1501)		COLORÍMETRO GERING	< 0,5	ACEPTABLE <= 3,5, INACEPTABLE > 3,5	ACEPTABLE <= 3,5
AZUFRE CORROSIVO (NORMA ASTM D-1275)			-----	ACEPTABLE NO CORROSIVO, INACEPTABLE CORROSIVO	ACEPTABLE: NO CORROSIVO
FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE A 25° C (NORMA ASTM D-924)			-----	ACEPTABLE <= 0,5%, INACEPTABLE > 0,5%	ACEPTABLE <= 0,05%
FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE A 100° C (NORMA ASTM D-924)			-----	ACEPTABLE <= 7 VECES VALOR A 25°C, INACEPTABLE > 7 VECES VALOR A 25°C	ACEPTABLE <= 0,3%

NOTA: LOS LÍMITES DE ESTE MÉTODO SON APLICABLES ÚNICAMENTE PARA ACEITES NUEVOS QUE HAN SIDO FILTRADOS, DESHIDRATADOS Y DESGASIFICADOS.

INFORME DE RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO - QUÍMICOS

N° 4972 - 10

Cliente: Celec -Central Térmica Trinitaria Atención: Ing. Wilson Leones
Dirección: Av. 6 de diciembre y Orellana esquina. Edif. Transeléctric

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

<i>Fecha Recepción:</i> 4 de Febrero de 2010	<i>Fecha Análisis:</i> 18 de Febrero de 2010
<i>Código Muestra:</i> 4659-10	<i>Tipo de Muestra:</i> Aceite Aislante
<i>Equipo:</i> Transformador MT1	<i>Serie:</i> 88546
<i>Ubicación:</i> S/E Boca Toma	<i>% de Carga:</i> 96%
<i>Fabricante:</i> ABB	<i>Año Fabricación:</i> 1996
<i>Potencia:</i> 160000 KVA	<i>Tensión:</i> 144/13.8 KV

RESULTADOS

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARÁMETROS REFERENCIALES (*)	RESULTADOS
1	Color	°n	D-1500	Aceptable: < 3.5 Inaceptable: ≥ 3.5	0.5
2	Examen Visual	-	D-1524	-	Claro Brillante
3	Gravedad Específica	60/60 °F	D-1298	Aceptable: 0.84-0.91 Cuestionable: < 0.84 Inaceptable: > 0.91	0.8811
4	Contenido de Agua	ppm	D-1533	Aceptable: < 30 Cuestionable: 30 - 34.9 Inaceptable: ≥ 35	15.01
5	Rigidez Dieléctrica	KV	D-877	Mínimo: 30	44.9
6	Punto de Inflamación	°C	D-92	Mínimo: 140	
7	Viscosidad a 40 °C	cSt	D-445	Máximo: 12	
8	Número de Acidez	mg KOH/gr	D-974	Aceptable: ≤ 0.05 Cuestionable: 0.06 - 0.1 Inaceptable: > 0.1	0.006
9	Tensión Interfacial	Dinas/cm	D-971	Aceptable: ≥ 32 Cuestionable: 28 - 31.9 Inaceptable: < 27.9	35.66
10	Índice de Calidad	-	-	-	5943
11	Factor de Potencia 25 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.05	
12	Factor de Potencia 100 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.3	
13	Contenido de PCB's	ppm	USEPA SW-846	No contaminado: < 50 Contaminado: 50 - 500 PCB's puro: ≥ 500	5.82
14	Azufre Corrosivo	-	D-1275	Corrosivo: C No Corrosivo: NC	
15	Punto de Anilina	°C	D-611	Aceites Nuevos ≥ 92	71

(*) Críticos de la Cia S.D. Myers - USA, estimados a partir de la base de datos de investigación en más de 200 000 muestras por año.

Observaciones: *Por el Índice de Calidad el aceite es considerado: Aceite Bueno*

Se recomienda realizar un nuevo análisis físico - químico de control en un año.

ANEXO B. Formatos de laboratorio para pruebas Cromatográficas

INFORME DE RESULTADOS DE ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AISLANTE - NORMA ASTM D-3611 - A

N° 1700 - 10

Cliente: CELEC - U.N. Electroguayas Central: Térmica Trinitaria
 Dirección: Av. 6 de Diciembre y Orallama Esquina. Ed. Transelectric

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha de Recepción: 4 de febrero de 2010	Fecha de Análisis: 12 de febrero de 2010
Código de la Muestra: 4659-10	Año de Fabricación: 1996
Equipo: Transformador MT1	Fabricante: ABB
Ubicación: S/E Boca Toma	Serie: 88546
Tensión: 14413.8 KV	Vol. Aceite: 38600 Kg
Potencia: 160000 KVA	Temp. Aceite al Muestrear: 66 °C
% Carga: 95 %	Observaciones:

Vol. Aceite Muestreado: 28 cm ³	Vol. Gas Colectado: 5.4 cm ³
Vol. Gas Corregido TPS: 4.35 cm ³	Gases en el Aceite: 15.55 %
Gases Combustibles: 0.54 %	Gases No Combustibles: 99.46 %

Condiciones Laboratorio: Presión Atm.: 546.6 mmHg	Temperatura: 23 °C	H _g : 46%
---	--------------------	----------------------

RESULTADOS

COMPONENTE	ppm (V/V)	RELACIONES
HIDROGENO H ₂	19	CH ₄ METANO 11.11 C ₂ H ₆ ETANO 0.00
DIOXIDO DE CARBONO CO ₂	2861	H ₂ HIDROGENO C ₂ H ₂ ACETILENO
ETILENO C ₂ H ₄	94	C ₂ H ₆ ETANO 0.73 C ₂ H ₂ ACETILENO 0.00
ETANO C ₂ H ₆	155	CH ₄ METANO CH ₄ METANO
ACETILENO C ₂ H ₂	ND	C ₂ H ₄ ETILENO 0.61 CO 0.058
OXIGENO O ₂	12448	C ₂ H ₆ ETANO CO ₂
NITROGENO N ₂	103484	C ₂ H ₂ ACETILENO 0.00 O ₂ 0.12
METANO CH ₄	211	C ₂ H ₄ ETILENO N ₂
MONOXIDO DE CARBONO CO	166	



SERVICIOS TÉCNICOS Y LABORATORIOS PARA LA INDUSTRIA

Mariano Paredes N76-317 y Av. Diego de Vázquez - Carcelén • Telf.: 2807-084

INFORME DE RESULTADOS DE ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AISLANTE - NORMA ASTM D-3612 - A

N° 780 - 08

Cliente: Electoguayas Central: Trinitaria
 Dirección: Cooperativa Santiaguito Roldós- Guayaquil

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha de Recepción: 2 de junio de 2008	Fecha de Análisis: 13 de junio de 2008
Código de la Muestra: 1762-08	Año de Fabricación: 1996
Equipo: Trafo Principal MT1	Fabricante: ABB Transformer
Ubicación: Bocatoma	Serie: 88546
Tensión: 13800/144000 V	Vol. Aceite: 38600 Kg
Potencia: 160000 KVA	Temp. Aceite al Muestrear: 52 °C
% Carga: 100 %	Observaciones: T _{amb} = 32°C H _R = 60%

Vol. Aceite Muestreado: 40 cm ³	Vol. Gas Colectado: 6 cm ³
Vol. Gas Corregido TPS: 4.75 cm ³	Gases en el Aceite: 11.87 %
Gases Combustibles: 0.71 %	Gases No Combustibles: 99.29 %

Condiciones Laboratorio: Presión Atm.: 546.6 mmHg Temperatura: 20 °C H_R: 56%

RESULTADOS

COMPONENTE	ppm (V/V)	RELACIONES
HIDROGENO H ₂	15	CH ₄ METANO 11.62 C ₂ H ₆ ETANO 93.71
DIOXIDO DE CARBONO CO ₂	1534	H ₂ HIDROGENO C ₂ H ₂ ACETILENO
ETILENO C ₂ H ₄	69	C ₂ H ₆ ETANO 0.70 C ₂ H ₂ ACETILENO 0.01
ETANO C ₂ H ₆	120	CH ₄ METANO CH ₄ METANO
ACETILENO C ₂ H ₂	1	C ₂ H ₄ ETILENO 0.58 CO 0.090
OXIGENO O ₂	5932	C ₂ H ₆ ETANO CO ₂
NITROGENO N ₂	64474	C ₂ H ₂ ACETILENO 0.02 O ₂ 0.09
METANO CH ₄	170	C ₂ H ₄ ETILENO N ₂
MONOXIDO DE CARBONO CO	138	

DIAGNÓSTICO DE ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE. NORMA ASTM D-3612

REPORTE	CGD-5493-04	POTENCIA (MVA)	160
EMPRESA	ELECTROGUAYAS	NRO. SERIE	88546
ENCARGADO	ING. MAGNO BRIONES P	MARCA	ABB
CARGO		VOLTAJES	144/13,8 kV
DIRECCION		VOL. ACEITE.GLS	11722
TELEFONO		AÑO DE FAB.	-
CIUDAD	GUAYAQUIL (ECUADOR)	AÑO DE PRUEBA	2004
UBICACION		EDAD	
MUESTRA No	C-493/04	EQUIPO DE PRUEBA	CROMATOGRAFO HP 6890

FECHA MUESTREO: 8-jul-04	MUESTREADO POR: ING. MAGNO BRIONES	Temp. Amb: 24.0 ° Humedad Rel: 49.0%
JERINGA # 2885	PUNTO DE MUESTREO:	Presión Barométrica: 569.0 mm Hg
GASES	CONCENTRACIÓN (ppm en aceite)	% de gases combustibles
Oxígeno (O2)	671,0	0,0%
Nitrógeno (N2)	5.622,3	0,0%
Hidrógeno (H2)		5,7 11,7% CONDICION NORMAL
Monóxido de Carbono (CO)		6,7 13,8% CONDICION NORMAL
Metano (CH4)		6,8 13,6% CONDICION NORMAL
Etileno (C2H4)		1,8 3,7% CONDICION NORMAL
Etano (C2H6)		27,8 57,2% CONDICION NORMAL
Acetileno (C2H2)		0,0 0,0% CONDICION NORMAL
Dióxido de Carbono (CO2)	1.100,1	0,0% CONDICION NORMAL
SUBTOTAL GASES COMBUSTIBLES (ppm)		48,8 100,0%
TOTAL DE GASES (ppm)		7.532,0

RELACIONES			
DORNBERGER		ROGERS	
CH4/H2	1,158	CH4/H2	1,158 DETERIORO NORMAL
C2H2/C2H4	0,000	C2H6/CH4	4,212
C2H6/C2H2	278000,000	C2H4/C2H6	0,065
C2H2/CH4	0,000	C2H2/C2H4	0,000