

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRONICA Y
SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO Y CROMATÓGRAFO EN TRANSFORMADORES
DE POTENCIA Y DE DISTRIBUCIÓN EN LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN
DE GAS MELCHORITA-PERÚ LNG.**

TESIS

PRESENTADO POR:

JONATHAN CÁCERES PIZARRO

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO-PERÚ

2017

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRONICA Y SISTEMAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

“ANÁLISIS FISCOQUÍMICO Y CROMATÓGRAFO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y DE DISTRIBUCIÓN EN LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE GAS MELCHORITA-PERÚ LNG”

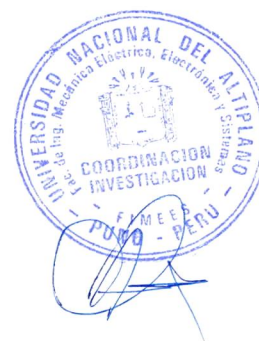
TESIS PRESENTADA POR:

JONATHAN CÁCERES PIZARRO

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 27 - 11 - 2017



APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE:


M.Sc. Armando Tito Cruz Cabrera

PRIMER MIEMBRO:


M.Sc. Walter Oswaldo Paredes Pareja

SEGUNDO MIEMBRO:


M.Sc. Jose Antonio Vargas Maron

DIRECTOR / ASESOR:


M.Sc. Jose Manuel Ramos Cutipa

Área : Ingeniería Eléctrica

Tema : Mantenimiento de Transformadores



DEDICATORIA

A mis padres.

AGRADECIMIENTO

A mis primeros mentores y amigos en el
área laboral.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	9
ABSTRACT	10
CAPITULO I	11
INTRODUCCIÓN	11
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	13
1.1.1 PROBLEMA GENERAL	13
1.1.2 PROBLEMAS ESPECIFICOS	13
1.2. JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	14
1.3. OBJETIVOS DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	14
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	14
1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	14
CAPITULO II	16
REVISION DE LITERATURA	16
2.1. ANTECEDENTES DE A INVESTIGACIÓN	16
2.2. PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE	20
2.1.1. TANQUE	20
2.1.2. BUSHINGS	21
2.1.3. NUCLEO Y DEVANADOS	22
2.1.4. EL ACEITE AISLANTE	23

2.1.5. PROPIEDADES FÍSICAS	24
2.1.6. PROPIEDADES ELÉCTRICAS.....	25
2.1.7. EL AISLAMIENTO SÓLIDO	26
2.2. PARARRAYOS.....	26
2.3. MEDIDORES DE TEMPERATURA	28
2.4. MEDIDORES DE NIVEL.....	29
2.5. RELE BUCHHOLZ.....	31
2.6. RADIADORES, VENTILADORES Y BOMBAS DE CIRCULACIÓN	32
2.7. RESPIRADOR DE SILICA GEL.....	33
2.8. VALVULA PARA FILTRADO Y MUESTREO DE ACEITE.....	34
2.9. FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DETERIORO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE	35
2.9.1. LA HUMEDAD.....	35
2.9.2. EL OXIGENO	37
2.9.3. EL CALOR	38
2.10. DIAGNOSTICO DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE EL ANALISIS DE GASES GENERADOS INTERNAMENTE.....	40
2.10.1. OBJETIVOS DE UNA CROMATOGRAFIA DE GASES.....	42
2.10.2. DESCOMPOSICION DE LA CELULOSA	42
2.10.3. DESCOMPOSICION DEL ACEITE	42
2.10.4. FALLAS TERMICAS.	44
2.10.5 FALLAS ELECTRICAS.	45

2.10.6. DESCARGAS DE BAJA INTENSIDAD	45
2.10.7. DESCARGAS DE ALTA INTENSIDAD	46
2.11. PROCEDIMIENTO PARA LA DETECCIÓN Y ANALISIS DE GASES COMBUSTIBLES.	46
2.12. DETERMINACION DE LA TASA DE GENERACION DE UN GAS COMBUSTIBLE EN UN TRANSFORMADOR.	47
2.13. EVALUACION DEL TIPO DE FALLA.	49
2.13.1. TÉCNICA DE DUVAL.....	49
2.14. HIPOTESIS DE INVESTIGACIÓN.....	51
2.14.1. HIPOTESIS GENERAL.....	51
2.14.2. HIPOTESIS ESPECIFICA.....	51
MATERIALES Y METODOS	52
3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	52
3.2. DATOS TÉCNICOS.....	53
3.3. ANALISIS FISICOQUIMICO	54
3.2.1. NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN (ASTM D-974)	55
3.2.1. TENSIÓN INTERFACIAL (ASTM D-971).....	56
3.2.2. FACTOR DE POTENCIA (ASTM D-924).....	58
3.2.3. COLOR (ASTM D-1500)	59
3.2.4. CONTENIDO DE HUMEDAD (ASTM D-1533).....	60
3.2.5. GRAVEDAD ESPECÍFICA (ASTM D-1298).....	61
3.2.6. CONDICIÓN VISUAL (ASTM D-1524).....	62

CAPITULO IV	64
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	64
4.2. PRUEBAS REALIZADAS COMO PARTE DEL MANTENIMIENTO CORRECTIVO	64
4.2.1. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DEL ACEITE DIELECTRICO.....	64
4.2.2. PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO.....	68
4.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	69
4.4. RESULTADOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO – TR8000	71
4.4.1. PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO.....	71
4.5. PRUEBAS ELÉCTRICAS AL AISLAMIENTO SÓLIDO – TR8000	72
4.5.1. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	72
CONCLUSIONES	75
RECOMENDACIONES	76
REFERENCIAS.....	78
ANEXOS	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Curva de bañera de riesgo de fallo de un transformador en función de su edad	12
Figura 2. Bushing marca Qualitrol	22
Figura 3. Pasatapa tipo “gob” de la marca ABB	23
Figura 4. Transformador con pararrayos montados	27
Figura 5. Medidores de temperatura de 4” marca Qualitrol.....	28
Figura 6 . Medidores de temperatura de 5” marca Qualitrol.....	29
Figura 7. Medidor de nivel serie “p” de la marca Qualitrol empleado en transformadores Pad mounted.....	30
Figura 8. Medidor de nivel tipo universal de la marca Qualitrol	30
Figura 9. Vista interior de un rele buchholz	32
Figura 10 . Secador de silica gel montado en un Transformador	34
Figura 11. Valvula para muestreo, filtrado y drenaje de aceite.....	34
Figura 12 Distribución del agua en el aislamiento de un Transformado.....	36
Figura 13. Capacidad de tensión de la celulosa vs Temperatura.....	39
Figura 14. Perfil cromatógrafo del TR800 <1MVA.....	66
Figura 15. Toma de datos para filtrado de aceite dieléctrico	70
Figura 16. Megger de 15 kV	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Desempeño del papel en el sistema de aislamiento.....	40
Tabla 2: Gases de aceite sometido a esfuerzos eléctricos.....	44
Tabla 3: Concentración de los gases disueltos	48
Tabla 4: Diagnóstico de tipos de avería según IEEE.....	50
Tabla 5: Data del transformador analizado.....	53
Tabla 6: Concentración de gases combustibles y ppm en aceite	65
Tabla 7: Índices de polarización y absorción.....	68
Tabla 8: Datos fisicoquímicos después del mantenimiento correctivo.....	71
Tabla 9: Datos fisicoquímicos después del mantenimiento correctivo.....	72
Tabla 10: Índices de absorción y polarización.....	74

ÍNDICE DE ANEXOS

- Anexo A.** Reporte fisicoquímico y cromatografico de transformador TR 8000. 81
- Anexo B.** Reporte de aceite y gases emitidos por la empresa ABB.....87

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ASTM	América Standards for Testing and Materials.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
ANSI	American National Standard Institute.
UST	Ungrounded Specimen Test.
GST	Grounded Specimen Test.
TGC	Total de gases combustibles.
TGCD	Total de Gases Combustibles Disueltos.
HV	High Voltage.
LV	Low Voltage.
AGD	Análisis de Gases Disueltos.
PSI	Libras por Púlgada Cuadrada.
DC	Corriente Directa.
AC	Corriente alterna.
MI	Mililitros.
Mg	Miligramos.
l	litro.



RESUMEN

En este documento se realizará el estudio para algunos ensayos en aceites dieléctricos que se encuentran en los transformadores, estos ensayos son las herramientas necesaria para conocer el estado y la condición en las que se encuentra el transformador, por lo tanto, servirán para facilitar el análisis y la toma de decisiones en los mantenimientos tanto preventivos, correctivos o de monitoreo. Inicialmente se presenta una descripción de los elementos aislantes que se encuentra en el transformador, como también su descomposición debido al envejecimiento y los elementos que influyen en el proceso de descomposición. El presente proyecto de tesis está orientado al campo del mantenimiento preventivo en transformadores de potencia, el cual fue desarrollado en la Planta de Licuefacción de Gas Melchorita, ubicada en el kilómetro 167 - San Vicente de Cañete en el departamento de Lima; se estudiarán las diferentes causas de envejecimiento de los principales componentes de un transformador de potencia y distribución para lo cual tomaremos como referencia los análisis fisicoquímico y cromatográfico realizados durante 5 años por la empresa ABB (2011-2016). Se considerará para este análisis la vida funcional del sistema de aislamiento (papel y aceite), los esfuerzos a los que son sometidos, el tipo de aceite que usa y las diferentes partes afectas de cada transformador, en base a esto y al minuciosos análisis químico y físico del aceite se determinaran varios factores de riesgo en su operación.

Palabras Clave: Mantenimiento, Termografía, Predictivo, Transformador.

ABSTRACT

In this document the study is made for some tests to be carried out on the dielectric oils found in the transformers, these tests are the necessary tools to know the condition and the condition in which the transformer is located, therefore, they will be useful for facilitate analysis and decision-making in both preventive, corrective and monitoring maintenance. Initially, a description of the insulating elements found in the transformer is presented, as well as its decomposition due to aging and the elements that influence the decomposition process. This thesis project is oriented to the field of preventive maintenance in power transformers, which was developed in the Melchorita Gas Liquefaction Plant, located at kilometer 167 - San Vicente de Cañete in the department of Lima; the different causes of aging of the main components of a power and distribution transformer will be studied, for which we will take as reference the physicochemical and chromatographic analyzes carried out during 5 years by the ABB company (2011-2016). The functional life of the insulation system (paper and oil), the stresses to which they are subjected, the type of oil used and the different affected parts of each transformer will be considered for this analysis, based on this and the meticulous chemical analysis and physical oil will determine several risk factors in its operation..

Key Words: Maintenance, Thermography, Predictive, Transformer.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

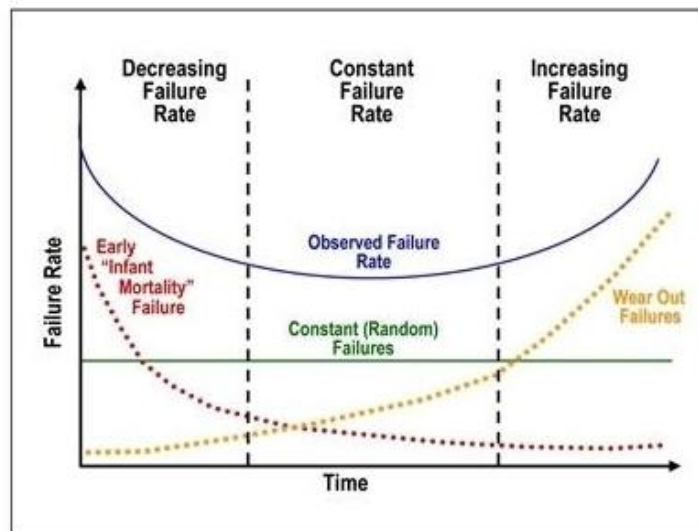
Los tres componentes principales sujetos a la deterioración y contaminación son: el papel usado para el aislamiento de los conductores, el cartón que es usado para el aislamiento principal y para los soportes de los arrollamientos y el aceite dieléctrico.

Los aceites minerales que son usados como fluidos aislantes y refrigerantes de transformadores muestran valiosa información sobre las condiciones de operación de los equipos de los usan, estos aceites son productos que sufren degradación debido a los esfuerzos térmicos y eléctricos a los que están sometidos, generando productos de descomposición que son utilizados para evaluar la presencia de un problema o falla en los transformadores.

Los transformadores de distribución y potencia, representan un vínculo vital en la trasmisión y distribución de energía eléctrica, por lo que, el mantenimiento que se efectúa a estos equipos es cada vez más estricto y cuidadoso; para mantenerlos

en óptimas condiciones de operación y poder alargar su periodo de vida. El riesgo de falla de un transformador viene dado por la llamada curva de bañera (Figura 1). Esta curva muestra un mayor riesgo de falla para los primeros y últimos momentos de la vida de un transformador, ya que, en los primeros momentos de vida, es cuando se hacen visibles las posibles fallas en la calidad de fabricación del transformador y en los últimos años, es cuando el transformador está lo suficiente envejecido como para provocar una falla de funcionamiento.

Figura 1: Curva de bañera de riesgo de fallo de un transformador en función de su edad



Fuente: Tecnología Industrial.esg

Uno de los elementos importantes de un transformador es el aislamiento el cual está compuesto por dos clases de material aislante: Sólido y líquido. El material sólido el cual se utiliza como aislante es la celulosa o papel que recubre a los devanados de alta y baja tensión, y el aislante líquido es el aceite que tiene

también como función principal la refrigeración. El método de refrigeración consiste en sumergir en aceite las partes del transformador que conducen la electricidad, lo cual sirve para facilitar la extracción del calor del núcleo y los devanados, y a la vez, como medio aislante para reducir las pérdidas de energía eléctrica a través del transformador.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente en las compañías de procesos no se le da a debida importancia al buen manejo de planes de mantenimiento, lo cual genera paradas de planta o ciertos sistemas imprevistos, en este caso se trata de forma específica el mantenimiento preventivo de transformadores de distribución y potencia, existen diferentes metodologías para este mantenimiento, una de ellas es mediante el análisis del muestreo de aceites y gases de los transformadores.

1.1.1 PROBLEMA GENERAL

El adecuado análisis fisicoquímico y cromatógrafo de aceite en transformadores de potencia y distribución.

1.1.2 PROBLEMAS ESPECIFICOS

- a) Las consecuencias de un mal desarrollo de un plan de mantenimiento.
- b) Las consecuencias de una parada de planta imprevista a causa de un transformador en mal estado.
- c) La medida ayuda este tipo de mantenimiento y análisis a la vida útil de los transformadores, estos al ser equipos muy costosos.

1.2. JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

El desarrollo en la sociedad viene de la mano con el desarrollo del sector energético, el cual a su vez en los últimos años tiene un crecimiento significativo, para lo cual es necesario saber y conocer a profundidad los factores que intervienen en este crecimiento y que factores hacen posible el mismo.

Sin embargo, de la misma forma en conjunto con el crecimiento de la industria energética se han detectado distintas fallas en su operación, y por supuesto mantenimiento.

El presente proyecto puede ser tomado como referencia para cualquier análisis de transformadores dentro de su mantenimiento preventivo con el fin de entender y aprovechar de sus beneficios dentro de la industria en mención.

1.3. OBJETIVOS DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar los efectos de cada análisis fisicoquímico y cromatógrafo en el funcionamiento del transformador.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- a) Evaluar el incremento de los gases específicos de acuerdo a intervalos establecidos, en el análisis cromatógrafo.

- b) Evaluar la cantidad por ppm de los distintos elementos, estos de acuerdo a parámetros estandarizados, en el análisis fisicoquímico.
- c) Determinar cuál es el efecto de cada componente en el funcionamiento del transformador, cual es el efecto y la causa específica del mismo.

CAPITULO II

REVISION DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE A INVESTIGACIÓN

a) M.C. Ingeniería Eléctrica, Univ. Técnica Federico Santa María, Chile, 1974;

ESPOL. GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES.

Factores que afectan al deterioro del sistema de aislamiento de un transformador de aceite los cuales ligados a la humedad puede presentarse en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- De forma disuelta
- En forma de una emulsión agua/aceite
- En estado libre en el fondo del tanque
- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar.)

Luego se menciona el conjunto de pruebas eléctricas, físicas y químicas que se realizan tradicionalmente tanto al aceite como al aislamiento sólido:

Aceite dieléctrico

- Rigidez dieléctrica (D877-D1816)
- Número de neutralización (D974)
- Tensión interfacial (D971-D2285)
- Color (D1500)
- Contenido de agua (D1533)
- Densidad relativa (D1298)
- Factor de potencia (D924)
- Inspección visual (D1524)

Aislamiento Solido

- Prueba de resistencia de aislamiento
- Prueba de factor de potencia del aislamiento

Pruebas adicionales

- Prueba de resistencia DC de devanados
- Prueba de relación de transformación
- Prueba de corriente de excitación
- Prueba de núcleo a tierra
- Prueba de termografía infrarroja

En años recientes, el análisis de gases generados en el interior de un transformador en aceite, mediante cromatografía de gases, se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de diagnosticar el estado del transformador.

Se sabe que, al producirse una falla de tipo eléctrico o térmico en el interior de un transformador se generara gases combustibles y no combustibles, dentro de los cuales tenemos:

- Hidrogeno (H₂)
- Metano (CH₄)
- Etano (C₂H₆)
- Etileno (C₂H₄)
- Acetileno (C₂H₂)
- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de Carbono (CO₂)

b) INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL, Análisis de gases disueltos en aceite para el mantenimiento preventivo a transformadores de potencia mediante la implementación de matlab, 2013.

En el trabajo de investigación citado se mencionan diversos factores que afectan directamente al funcionamiento de los transformadores en operación, como son:

- Método de Roger
- Método de la relación IEC
- Método de Dornenburg
- Método del Triángulo de Duval
- Método de Gas Clave

Una posibilidad para mejorar la exactitud del diagnóstico DGA. Es a través de la utilización de sistemas expertos, lógica difusa es conocida como uno de

los sistemas expertos que se puede utilizar para diagnosticar falla debido a diversos factores.

- c) IEEE Latín América transactions, Vol. 5, No. 8, December 2007, Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual parte II, correlación entre resultados físico-químicos; 2006.

En el trabajo citado se da a conocer de forma amplia y específica los factores químicos netamente y su incidencia dentro del análisis.

Cuando se degrada el papel aislante ubicado en el interior del transformador, el valor del grado de polimerización disminuye y se producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y furanos, entre otros compuestos.

A raíz de la presencia de estos compuestos derivados de la degradación del papel aislante, es que se han elaborado tres métodos con los cuales se pueden detectar cambios en la condición de la celulosa del papel: medición del grado de polimerización, de los compuestos furánicos (furanos) disueltos en el aceite y de los gases disueltos en el aceite (CO, CO₂). Los últimos son considerados métodos indirectos, ya que las pruebas no se realizan directamente en una muestra de papel obtenida del devanado, sino en el aceite muestreado del equipo [35].

Al presentarse sobre-temperatura en el devanado del transformador, ya sea por una sobrecarga o por la presencia de fallas recientes, se han encontrado cantidades considerables de compuestos furánicos disueltos en el aceite. Las temperaturas a las cuales ocurre la degradación de la celulosa y la presencia de niveles anormalmente altos de oxígeno y humedad, determinan qué compuestos son formados, tomando en consideración que el mecanismo

de hidrólisis oxidativa es la fuente más importante del furano tipo 2-FAL en transformadores en operación. En modelos experimentales, los siguientes furanos han sido encontrados [15]: furfurool (FOL), 2-furfural (2-FAL), 2-acetil-furano (AF), 5-metil-2-fufural (MF) y 5-hidroximetil-2-furfural (HMF).

2.2. PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE

Los transformadores de potencia y distribución son máquinas eléctricas de corriente alterna, y estos están conformados por dos bobinas aisladas entre si y montadas en un núcleo magnético, todo esto sumergido en aceite aislante contenido en un tanque, también existen transformadores de tipo seco.

El transformador transfiere la energía de un devanado a otro a través de un flujo magnético, puede ser utilizado como elevador o reductor de tensión, dependiendo de la relación de vueltas entre los devanados primario y secundario (n_1/n_2); llamase primario al embobinado que esté conectado a la fuente de energía y secundario al que se conecta a la red de consumo.

2.1.1. TANQUE

El tanque de un transformador, generalmente hecho de acero, desempeña las siguientes funciones:

- a) Provee protección mecánica al conjunto núcleo-bobinas.
- b) Ayuda a contener al líquido refrigerante/aislante, cuando sea necesario.

Figura 1: Transformador de Potencia sumergido en aceite.



Fuente: Tecnología Industrial.es

2.1.2. BUSHINGS

Los bushings están diseñados para: soportar las tensiones de operación normal y anormal, mantener la humedad fuera del transformador y resistir los esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores conectados a ellos.

Los bushing son de forma cilíndrica, cubiertos con un esmalte especial para evitar la adherencia de humedad y contaminantes.

Están provistos de “faldas” con el objeto de aumentar la distancia de fuga (distancia entre el terminal del bushing y su base acoplada al tanque) y así reducir la posibilidad de un arco debido a sobre voltajes.

Figura 2: Bushing marca Qualitrol.

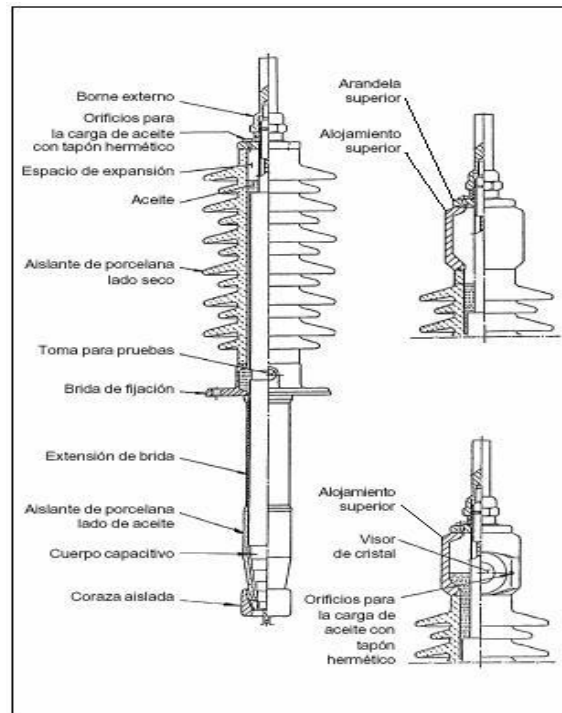


Fuente: Tecnología Industrial.es

2.1.3. NUCLEO Y DEVANADOS

Los dos tipos fundamentales de diseño de la parte activa de un transformador son el tipo núcleo, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único y el tipo acorazado, en el cual el flujo que dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo. Ambos tipos de estructuras pueden verse en la figura N°4.

Figura 3: Pasatapa tipo “gob” de la marca ABB.



Fuente: Tecnología Industrial.es

El núcleo de un transformador está formado por chapas, las cuales están hechas con una aleación de hierro de grano orientado y silicio (con esta aleación se reducen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas).

2.1.4. EL ACEITE AISLANTE

El "aceite aislante", "aceite dieléctrico" o simplemente "aceite para transformador", es un aceite que se utiliza en general en equipos eléctricos y que exhibe propiedades dieléctricas características y esenciales para oponerse al paso de la corriente eléctrica. Contenido en la mayoría de los transformadores y es un subproducto de la destilación del N.

El aceite usado en los transformadores desempeña básicamente cuatro funciones:

- a) La función física es la de enfriamiento, al disipar el calor generado en el transcurso de la operación de la unidad. La función eléctrica es la de actuar como medio dieléctrico (aislante) para prevenir la formación de arcos entre dos conductores con alta diferencia de potencial.
- b) Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- c) Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- d) Proteger al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.

2.1.5. PROPIEDADES FÍSICAS

Viscosidad

La viscosidad es considerada una medida de la resistencia del aceite a fluir. Este parámetro es controlado para asegurar una libre circulación en los transformadores y mecanismos, así como una adecuada transferencia de calor.

Gravedad específica

La gravedad específica es la razón entre el peso de un volumen dado de una sustancia y el peso de un volumen igual de agua. Este parámetro es útil como ayuda para identificar tipos de aceites nuevos.

Tensión interfacial

Un elevado valor de tensión interfacial en un aceite nuevo es indicativo de la ausencia de contaminantes polares indeseables, pero el mayor uso de

la T.I está en la determinación del grado de deterioro y contaminación que posee un aceite en servicio.

2.1.6. PROPIEDADES ELÉCTRICAS

Las principales propiedades eléctricas de un aceite nuevo son las siguientes:

Rigidez dieléctrica

La Rigidez dieléctrica de un aceite es una medida de la habilidad que tiene el aceite a resistir esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento del dieléctrico.

Rigidez de impulso

Con la rigidez de impulso se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltajes transcientes (sobre voltajes debido a maniobras o a descargas eléctricas atmosféricas).

Permitividad relativa / Constante dieléctrica

La permitividad relativa es la relación entre la capacitancia de un material aislante medida por medio de una configuración de electrodos y la capacitancia de la misma configuración de electrodos con el aire (o vacío) como dieléctrico. La permitividad relativa es dependiente de la temperatura y la frecuencia de voltaje, los valores típicos de la permitividad relativa de un aceite nuevo están entre 2.1 y 2.5 a 90°C. La oxidación tiende a incrementar estos valores.

2.1.7. EL AISLAMIENTO SÓLIDO

El papel Kraft usado como aislamiento en un transformador debe desempeñar mayormente 3 funciones:

- a) Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por los voltajes en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador.
- b) Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a un cortocircuito.
- c) Prevenir una acumulación excesiva de calor.

2.2. PARARRAYOS

Las instalaciones donde se encuentran montados los transformadores (Subestaciones) están sujetas a sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas, maniobras o a fallas en los circuitos del sistema al cual el transformador está conectado.

Los pararrayos son los principales medios para proteger no solo al transformador, sino a los demás equipos contra dichos sobrevoltajes. Estos elementos de protección, están divididos en tres clasificaciones: Tipo Subestación (684 KV), Intermedios (hasta 120 KV) y Tipo distribución (hasta 30 KV), siendo los de tipo subestación los más caros y los que presenta mayor protección. El tipo de pararrayo más empleado es el Tipo Válvula.

La mayor protección posible contra sobrevoltajes que un pararrayo puede ofrecer a un transformador se obtiene cuando:

- a) El máximo voltaje del pararrayo es igual o mayor al voltaje nominal línea a tierra del transformador.
- b) Las conexiones del pararrayo son hechas lo más cerca y directamente posible al transformador.
- c) Los pararrayos, tierras del tanque y neutro del secundario, si existiere, son conectados a un punto de tierra común.
- d) El valor de la resistencia a tierra del pararrayo es como máximo 5Ω y preferiblemente 1Ω .
- e) Se sigue las recomendaciones del fabricante.

La figura N° 7 muestra un transformador con los pararrayos montados en el lado de alta tensión.

Figura 4: Transformador con pararrayos montados.



Fuente: Peru Ing

2.3. MEDIDORES DE TEMPERATURA

Con la finalidad de que el personal encargado de la operación y mantenimiento del transformador pueda conocer la temperatura del líquido aislante, devanados, así como la del transformador, los fabricantes del mismo instalan medidores de temperatura en el tanque del transformador. En las figuras N° 8 y 9 podemos visualizar dos tipos de medidores de temperatura que se utilizan en transformadores.

Los medidores de la figura N° 8 son utilizados en transformadores de baja potencia, mientras que los de la figura N° 9 son empleados en transformadores de mediana y gran potencia.

Figura 5: Medidores de temperatura de 4" marca Qualitrol.



Fuente: <http://www.endesaeduca.com>

Figura 6: Medidores de temperatura de 5" marca Qualitrol.



Fuente: <http://www.endesaeduca.com>

2.4. MEDIDORES DE NIVEL

El indicador de nivel de aceite señala el nivel del líquido aislante contenido en el tanque principal del transformador o en compartimentos asociados.

En los transformadores con tanque de conservación el medidor de nivel se encuentra instalado a un costado del mismo. En los transformadores sellados el medidor de nivel es instalado a un costado del tanque, justo a la altura del nivel de aceite. En las figuras N° 10 y N° 11 podemos observar dos tipos de medidores de nivel que se utilizan en transformadores.

Como puede observarse en las figuras a continuación, los medidores de nivel poseen tres posiciones definidas: HI (nivel máximo), 25°C que corresponde al nivel de aceite a la temperatura ambiente y LO (nivel mínimo). Tomando en

cuenta estos niveles de referencia, se puede llenar de aceite el transformador de acuerdo a la temperatura ambiente existente al momento del llenado

Figura 7: Medidor de nivel serie “p” de la marca Qualitrol empleado en transformadores Pad mounted.



Fuente: Promelsa.pe

Figura 8: Medidor de nivel tipo universal de la marca Qualitrol.



Fuente: Promelsa.pe

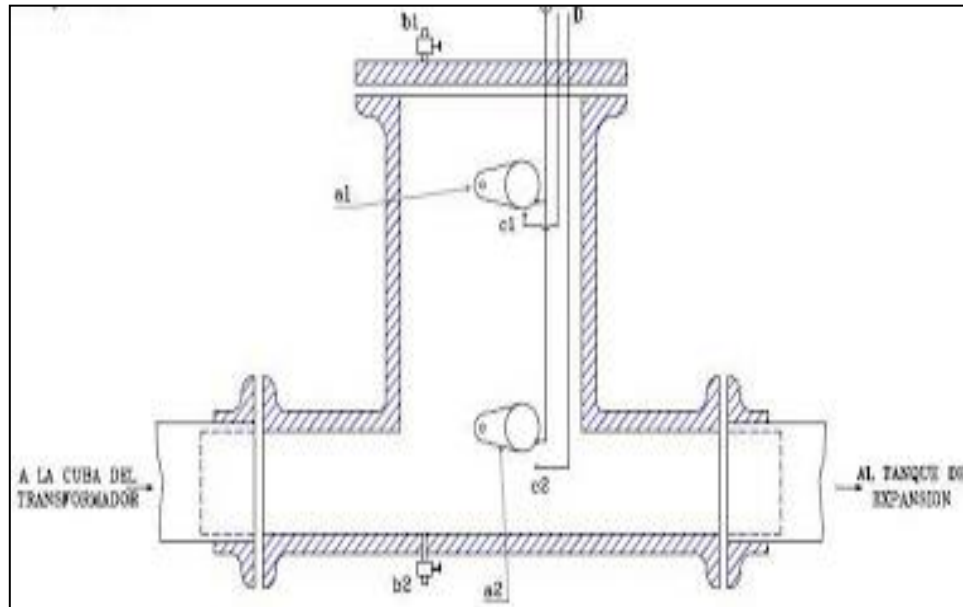
2.5. RELE BUCHHOLZ

El Relé Buchholz es empleado en transformadores que poseen tanque de conservación.

Como puede verse en la figura N°13 el Relé Buchholz es un dispositivo que posee dos cámaras llenas de aceite con flotadores dispuestos verticalmente uno encima del otro. Si existiesen corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque de conservación. En su camino hacia dicho tanque, las burbujas de gas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque de conservación, ingresando al Relé Buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo. A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el rele disminuye. Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que se cierra el switch magnético que activa una alarma.

Si el defecto que produce los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador inferior y lo desplaza, el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador.

Figura 9: Vista interior de un rele buchholz.



Fuente: Promelsa.pe

2.6. RADIADORES, VENTILADORES Y BOMBAS DE CIRCULACIÓN

Los transformadores en aceite poseen diferentes métodos de ventilación con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de valores normales (no excediendo los 55 o 65°C sobre la temperatura ambiente). Para el efecto, en cada método utiliza accesorios como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, etc, los cuales se encuentran instalados generalmente en el tanque del transformador y son usados de forma individual o en conjunto.

Algunos de los métodos de ventilación usados en transformadores son:

- Refrigeración natural
- Refrigeración por aire forzado

- Refrigeración por aceite forzado
- Refrigeración por agua
- Combinación de los anteriores

2.7.RESPIRADOR DE SILICA GEL

Este dispositivo está fabricado para eliminar la humedad y el polvo que ingresan al transformador con el movimiento del aire resultante de la variación de la temperatura del aceite del transformador. Este dispositivo es utilizado en transformadores con tanque conservador y está colocado entre el paso de aire del transformador y la atmósfera.

El respirador de Sílica Gel está formado por un depósito, generalmente uno o dos cilindros de cristal, con un agente deshidratante (Sílica Gel) y aceite, así como de las partes metálicas para su fijación.

La Sílica gel que se utiliza consiste de gránulos de silicato de aluminio puro, coloreada de azul con cloruro de cobalto, químicamente casi neutral y de gran capacidad de absorción. Cuando la absorción de humedad llega a un 30 o 40 %, el color cambia de azul a rosa.

En la figura N° 11 puede verse el respirador de sílica gel instalado en el transformador.

Figura 10: Secador de silica gel montado en un Transformador.



Fuente: Peru Ing

2.8. VALVULA PARA FILTRADO Y MUESTREO DE ACEITE

La válvula de diafragma se encuentra localizada en la parte superior, a un costado del tanque dispone de una pequeña válvula para muestreo de aceite de la parte superior, similar a la descrita en la válvula combinada inferior.

Figura 11: Valvula para muestreo, filtrado y drenaje de aceite.



Fuente: Promelsa.pe

2.8.1. FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DETERIORO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite posee cuatro potenciales enemigos: la humedad, el calor, el oxígeno y la contaminación externa. La humedad y la contaminación externa están presentes desde el proceso de manufactura del equipo. Al oxígeno se lo deberá tener en cuenta cuando el transformador esta con aceite y el calor se vuelve un factor a considerar durante la operación del equipo.

Es muy importante comprender el daño que causan estos cuatro agentes al sistema de aislamiento de un transformador, de manera que una vez conocida la presencia de ellos con niveles superiores a los normales, se tomen las medidas necesarias para que dicho daño sea reducido al mínimo y se prolongue la vida útil del equipo.

2.8.2. LA HUMEDAD

La humedad especialmente en presencia del oxígeno es extremadamente peligrosa para el aislamiento de un transformador. Cada vez que la cantidad de humedad en el transformador aumenta el doble, la vida del aislamiento se reduce a la mitad.

La humedad puede ingresar al transformador cuando es construido. Si el transformador es abierto para una inspección, la humedad puede ser absorbida de la atmósfera. La humedad también puede ingresar si existiese alguna fuga en el tanque o en las tuberías del sistema de ventilación. La

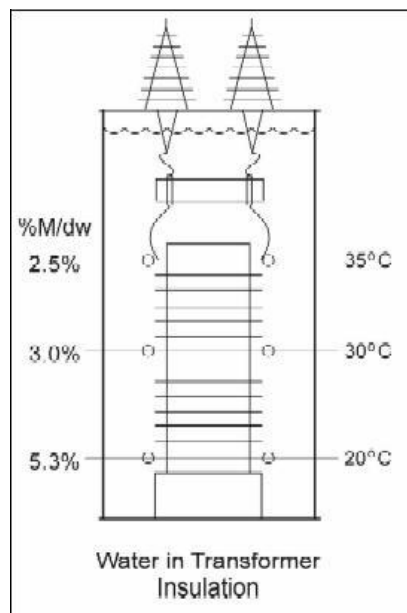
presencia de empaques y sellos defectuosos es también una fuente de ingreso de humedad. La degradación del aislamiento del transformador debido al envejecimiento es otra fuente de generación de humedad.

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

- a) De forma disuelta
- b) En forma de una emulsión agua/aceite
- c) En estado libre en el fondo del tanque
- d) En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)

Cuando el transformador es energizado, el agua comienza a migrar a la parte del transformador que es más fría y que presenta el mayor esfuerzo eléctrico. Este lugar es normalmente el aislamiento del tercio inferior del devanado.

Figura 12: Distribución del agua en el aislamiento de un Transformador.



Fuente: Promelsa.pe.

2.8.3. EL OXIGENO

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se dice que un aceite dieléctrico se encuentra deteriorado si presenta oxidación. Antes de hablar de cómo se produce la oxidación del aislamiento debemos recordar que un aceite dieléctrico es una mezcla de hidrocarburos y de no-hidrocarburos.

De acuerdo a la “American Society for Testing and Materials” la oxidación del aceite comienza cuando el oxígeno presente en el transformador se combina con las impurezas de hidrocarburos inestables existentes en el aceite bajo el efecto

Dentro de los catalizadores tenemos a la humedad y al cobre; dentro de los aceleradores tenemos al calor, la vibración, los sobre voltajes y a los elevados esfuerzos eléctricos debidos a fallas eléctricas internas. Es necesario recalcar que la oxidación del aceite se debe a la oxidación de las impurezas contenidas en él, mas no a la oxidación de los hidrocarburos puros.

Como se expresó anteriormente la etapa final de la oxidación es la formación de lodos en el interior del transformador, es decir, la presencia de lodo en un transformador es una muestra de que el proceso de oxidación lleva mucho tiempo existiendo.

El lodo proviene del ataque de ácidos al hierro, cobre, barniz, pintura, etc, del transformador y los residuos de dicho ataque se combinan y forman soluciones, el lodo se precipita de estas soluciones.

El lodo se adhiere al aislamiento, a las paredes del tanque, a los ductos de ventilación, etc. Depósitos de 1/8" a 1/4" en el núcleo y devanados pueden incrementar la temperatura de operación de 10 a 15°C.

Aunque el aceite se haya deteriorado rápido, relativamente pocos de los 2870 hidrocarburos estimados presentes en el aceite han reaccionado con el oxígeno, pero lo más importante es que el aceite puede ser nuevamente usado para su propósito original después de que los productos de la oxidación sean eliminados.

2.8.4. EL CALOR

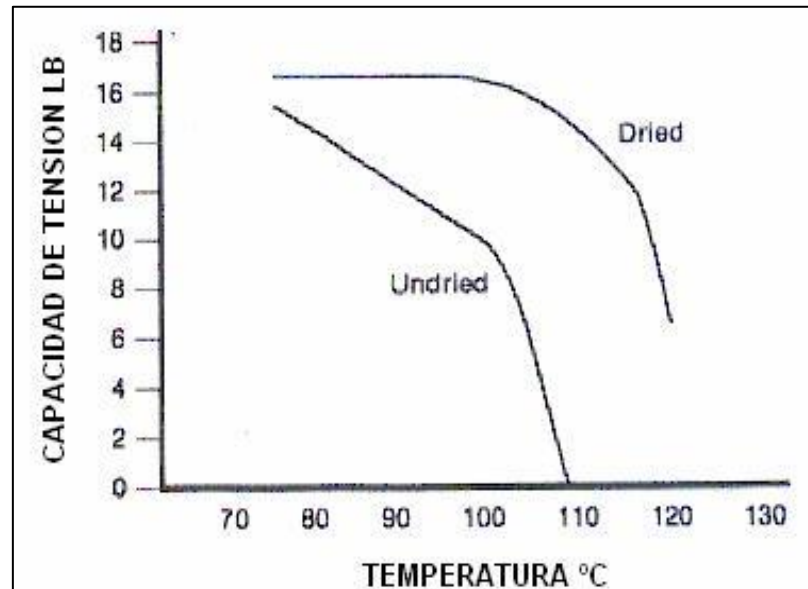
El 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuán seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la de-polimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO).

Existen evidencias que muestran que, si se sobrecarga un transformador con temperaturas superiores a los 140°C en el punto más caliente, se formaran

burbujas de gas, las mismas que disminuyen la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Las elevadas temperaturas también reducen la capacidad de la celulosa a ser tensionada, como puede verse en la figura N° 18. Además, como se dijo anteriormente al aumentar la temperatura la tasa de oxidación del aislamiento se incrementa y la cantidad de humedad que puede absorber el aceite también se incrementa.

Figura 13: Capacidad de tensión de la celulosa vs Temperatura



Fuente: Promelsa.pe

Tabla 1: Desempeño del papel en el sistema de aislamiento

AISLAMIENTO	FACTORES ENEMIGOS	ACELERADOR
Aceite	Oxidación y humedad	Calor
Celulosa	Calor y humedad	Oxidación

Elaboración: Propia

Podemos resumir entonces, viendo la tabla I, el papel que desempeñan los tres factores ya analizados en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador en aceite.

2.8.5. DIAGNOSTICO DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE EL ANALISIS DE GASES GENERADOS INTERNAMENTE.

La detección de ciertos gases generados en un transformador en aceite que se encuentra en servicio es a menudo el primer indicio de la existencia de un comportamiento anormal del transformador, el cual podría conllevar a que el mismo falle si no es corregido a tiempo.

Existen algunos mecanismos que ocurriendo de forma individual o de forma simultánea pueden atacar a los materiales aislantes, produciéndose la

descomposición de los mismos y las consecuentes formaciones de varios gases combustibles y no combustibles. Algunos de los mecanismos más frecuentes son: sobrecarga severa, sobrecalentamiento del sistema de aislamiento, arco, chisporroteo de baja energía, descarga por corona, falla de las bombas.

En un transformador, los gases generados pueden encontrarse disueltos en el aceite, en el colchón de gas sobre el aceite y en los dispositivos de recolección de gases (Ej: el Relé Buchholz). El método analítico más empleado en la detección de dichos gases es la Cromatografía de gases.

La presencia y cantidad de gas encontrado es dependiente de variables del equipo como: el tipo, la localización geográfica, temperatura de la falla, el tipo y la tasa de circulación del aceite, la clase de material en contacto con la falla y finalmente variables que tienen que ver con los procedimientos de toma y medición de muestras.

El desarrollo de este capítulo está basado principalmente en el paper publicado por la IEEE con título: *“GUIDE FOR THE INTERPRETATION OF THE GASES GENERATED IN OIL-IMMERSED TRANSFORMERS”*, es así que, el propósito de este capítulo es de proveer una guía para la interpretación de los resultados obtenidos en un análisis de gases disueltos (AGD) y las acciones a tomar basadas en este análisis.

No existen respuestas rápidas ni seguras cuando tratamos con transformadores, los transformadores son muy complejos, muy costosos y muy importantes para sus propietarios. Se tiene que tener cuidado con la información cromatografía, pues, se puede cometer el error de sacar de

servicio un equipo que se presume tiene indicios de falla y comprobar posteriormente que dicha situación no existía, o dejar en funcionamiento un transformador que va en camino hacia una falla por una interpretación incorrecta de los resultados del AGD.

2.8.6. OBJETIVOS DE UNA CROMATOGRAFIA DE GASES

2.8.7. DESCOMPOSICION DE LA CELULOSA

El aislamiento de celulosa en un transformador se encuentra impregnado de aceite por efecto de estar sumergido en él. La descomposición térmica de este aislamiento produce óxidos de carbono (CO , CO_2) y algo de hidrógeno (H_2) o metano (CH_4), estos últimos debido a la presencia del aceite.

La tasa a la cual estos gases son producidos depende exponencialmente de la temperatura y directamente del volumen del material a esa temperatura.

2.8.8. DESCOMPOSICION DEL ACEITE

Los aceites minerales usados en los transformadores son una mezcla de moléculas de hidrocarburos. La descomposición de estas moléculas debido a esfuerzos térmicos o eléctricos es más compleja que la de la celulosa.

El proceso de descomposición comienza con el rompimiento de los enlaces Hidrógeno-Carbono y Carbono-Carbono, formándose átomos activos de hidrogeno y fragmentos de hidrocarburos. Estos radicales libres se pueden combinar unos con otros para formar gases (hidrogeno molecular, etano, etileno, etc.), o pueden recombinarse para formar nuevas moléculas

condensables. Posteriores procesos de descomposición y reordenamiento dan origen a la formación de productos como el etileno, acetileno y en extremo partículas de carbono hidrogenado. Estos procesos son dependientes de la presencia de hidrocarburos individuales, de la distribución de energía y temperatura en la vecindad del punto de falla, además del tiempo durante el cual el aceite es sometido a esfuerzos eléctricos y térmicos. Estas reacciones ocurren estequiometricamente, por consiguiente, la degradación específica de los conjuntos de hidrocarburos del aceite y las condiciones de falla no puede ser predicha de una manera confiable por medio de consideraciones de cinética-química. Existe un método alternativo en el cual se asume que todos los hidrocarburos en el aceite son descompuestos en los mismos productos y que cada producto está en equilibrio con los demás productos.

Modelos termodinámicos permiten el cálculo de la presión parcial de cada producto gaseoso como una función de la temperatura, usando constantes de equilibrio conocidas para las reacciones de equilibrio relevantes.

El modelo termodinámico es limitado, ya que en él se debe asumir un idealizado pero inexistente equilibrio isotérmico alrededor del punto de falla, no existiendo oportunidad de tratar con fallas de diferente índole en el transformador.

Mucho trabajo se ha requerido para correlacionar las predicciones del tipo de falla por medio de modelos termodinámicos y el comportamiento de los transformadores.

Cuando el aceite del transformador es sometido a esfuerzos eléctricos y/o térmicos se generan los siguientes gases (la existencia y cantidad de cada gas depende de la severidad de la falla):

Tabla 2: Gases de aceite sometido a esfuerzos eléctricos

Hidrogeno 60-80%	(H ₂)
Acetileno 10-25%	(C ₂ H ₂)
Metano 1.5-3.5%	(CH ₄)
Etileno 1.0-2.9%	(C ₂ H ₄)

Elaboración: Propia

2.8.9. FALLAS TERMICAS.

La descomposición térmica del aceite de un transformador entre los 150 ° C y 500 ° C genera cantidades considerables de gases de bajo peso molecular, tales como el hidrogeno y el metano; así mismo se pueden observar “rastros” de gases con mayor peso molecular como el etanol y el etileno. A medida que la temperatura de la falla se incrementa (falla más severa) la cantidad de

hidrogeno generado es mayor que la de metano y las cantidades generadas de etileno y etano se vuelven significantes.

La descomposición térmica de la celulosa genera monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua, esto ocurre a temperaturas más bajas que en la descomposición térmica del aceite mineral y a una tasa exponencialmente proporcional a la temperatura.

Debido a que la celulosa comienza a degradarse a temperaturas más bajas que el aceite mineral, es posible encontrar los gases que esta genera (CO, CO₂) en un transformador con temperaturas de operación normales.

2.8.10. FALLAS ELECTRICAS.

Las fallas eléctricas las vamos a clasificar en dos clases: Descargas de baja intensidad y Descargas de alta intensidad.

2.8.11. DESCARGAS DE BAJA INTENSIDAD.

Al producirse una descarga de baja intensidad o arcos intermitentes de baja intensidad que generan temperaturas de entre 200 ° C y 700 ° C, se produce principalmente el hidrógeno con cantidades decrecientes de metano y “rastros” de acetileno. A medida que la intensidad de la descarga aumenta, las cantidades de etileno y acetileno se incrementan significativamente.

2.8.12. DESCARGAS DE ALTA INTENSIDAD.

Se produce un arco o existen descargas continuas que producen temperaturas de entre 700 ° C y 1800 ° C, la cantidad de acetileno se vuelve pronunciada.

2.8.13. PROCEDIMIENTO PARA LA DETECCION Y ANALISIS DE GASES COMBUSTIBLES.

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

a) DETECCION. Detectar la generación de algún gas que exceda los niveles normales propuestos por las diferentes instituciones o laboratorios que se dedican al estudio del AGD en transformadores, de esta manera se estará consiente de la posible existencia de una anormalidad o algunas anormalidades en el transformador en el menor tiempo posible y así se podrá minimizar el daño o evitar una falla mayor en el equipo.

b) EVALUACION. Evaluar el impacto que tiene dicha anormalidad desde el punto de vista de la actividad se pueda tener un listado de las posibles acciones a tomar e irlas depurando con criterio ingenieril hasta obtener la más conveniente.

c) ACCION A TOMAR. Se tomará la acción recomendada y se confirmará la existencia de la anormalidad con ayuda de pruebas y análisis suplementarios, de manera que se puedan planificar acciones futuras como:

disminución en la carga de la unidad, mantenimiento de la unidad, remoción del servicio, etc.

Como se dijo anteriormente, los gases combustibles pueden encontrarse en el espacio de gas (colchón de gas), en los dispositivos contra sobre presiones y disueltos en el aceite.

2.9. DETERMINACION DE LA TASA DE GENERACION DE UN GAS COMBUSTIBLE EN UN TRANSFORMADOR.

El volumen de un gas combustible dentro de un transformador puede ser generado por una falla de intensidad insignificante durante un periodo largo de tiempo o por una falla más severa durante un periodo de tiempo más corto. Es así que, una medición de la cantidad de gas por sí sola no nos indica la tasa de generación del gas, ni nos indica con exactitud cuan severa es la falla. Es por esto que, una vez que se ha detectado que la concentración del gas generado está por encima de los niveles normales sugeridos por los expertos en AGD, es importante conocer si la falla sigue estando o no activa (la tasa de generación nos ayuda a ello).

Una tasa de generación superior a $0.1 \text{ ft}^3 / \text{día}$ es indicativo de la presencia de una falla activa en el interior del transformador.

Tabla 3: Concentración de los gases disueltos

Estado del Transformador	Límites de concentración de los gases característicos disueltos (ppm*)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TGCD**
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

Fuente: Promelsa.pe

Nota: La tabla N° 3 asume que no se han efectuado AGD previos o que no existe una historia previa del transformador. Si existiera algún AGD previo, se deberá revisar el mismo para determinar si la situación es estable o no.

De acuerdo a la BUREAU OF RECLAMATION de EEUU, los niveles de las concentraciones de los gases dadas por la IEEE, tabla N°4, son extremadamente conservativos. Esta aseveración expresada por ellos se basa en la existencia de transformadores perteneciente a la BUREAU OF RECLAMATION con concentraciones de gases que caen dentro de la condición 4 (tabla III) y que se encuentran operando sin presentar problema alguno, es decir, las concentraciones de los gases no se han incrementado o se han incrementado de manera lenta. Ellos sugieren que si las concentraciones de los gases y el TGCD se están incrementando significativamente (más de 30 p.p.m / día), la falla esta activa y se debe desenergizar el transformador cuando se alcanza los niveles dados en la

condición 4. La presencia de un transformador en una de las condiciones dadas anteriormente está determinada por la concentración más alta de un gas por si solo o del TGCD.

2.10. EVALUACION DEL TIPO DE FALLA.

El análisis del diagnóstico de gases disueltos inicia en 1960 y es ampliamente utilizado en el mundo para detectar averías incipientes en el transformador, para el análisis del presente proyecto se utilizará la técnica de Duval, la tiene más de un 95% de precisión y es capaz de diagnosticar casi todo tipo de avería.

2.10.1. TÉCNICA DE DUVAL.

Para la interpretación gráfica, Duval utiliza un triángulo equilátero compuesto por 3 vértices (%CH₄, %C₂H₄ y %C₂H₂). Esta técnica (ecuación N°1) propone sistema de concentración en ppm.

$$\%C_2H_2 = 100 \frac{X}{X+Y+Z} \quad \dots(\text{Ec.01}).$$

$$\%CH_4 = 100 \frac{X}{X+Y+Z} \quad \dots(\text{Ec.02}).$$

$$\%C_2H_4 = 100 \frac{X}{X+Y+Z} \quad \dots(\text{Ec.03}).$$

Siendo: X Concentración en ppm de CH₄ y concentración en ppm de C₂H₄; concentración en ppm de C₂H₂.

A partir de los casos analizados en laboratorio, Duval establece seis tipos de averías (PD, D1, T1, T2, T3) detectables por el DGA (Tabla N°4) cuando el transformador se encuentra en servicio, la avería T3 tiende a relacionarse con los puntos calientes en aceite, mientras que las averías T1 y T2, a puntos calientes en papel. De acuerdo al triángulo de Duval se establecen los valores límites en ppm. de los gases combustibles presentes en cada tipo de avería.

Tabla 4: Diagnóstico de tipos de avería según IEEE.

	Averías	Valores límites de gases combustibles en porcentaje
PD	Descargas parciales	CH ₄ = 98
D1	Descargas de baja energía	C ₂ H ₄ = 23 - C ₂ H ₂ = 13
D2	Descargas de alta energía	C ₂ H ₄ = 23; 40 - C ₂ H ₂ = 13; 29
T1	Averías térmicas a T° < 300°C	CH ₄ = 98 - C ₂ H ₄ = 20 - C ₂ H ₂ = 4
T2	Averías térmicas a 300 < T° < 700°C	C ₂ H ₄ = 20 - C ₂ H ₄ = 50 - C ₂ H ₂ = 4
T3	Averías térmicas a T° > 700°C	C ₂ H ₄ = 50 - C ₂ H ₂ = 15
DT	Mezcla de averías térmicas y eléctricas	C ₂ H ₂ = 13; 4; 29; 15 - C ₂ H ₄ = 40, 50

Fuente: IEEE C57.106.

Duval propuso nuevas versiones de su triángulo clásico, utilizando triángulo 1 para aceite mineral, triángulo 2 para cambiadores de toma en carga, triángulo 3 para aceites no minerales (ésteres naturales o sintéticos) y, finalmente, triángulo 4 y 5 para averías de baja temperatura, donde la gasificación de dispersión de aceites puede inferir con el diagnóstico.

2.11. HIPOTESIS DE INVESTIGACIÓN

2.11.1. HIPOTESIS GENERAL

Evaluar que el presente proyecto de investigación logre con la debida recolección de datos y análisis fisicoquímico y cromatografico se podrá evaluar de forma oportuna fallas en los transformadores estudiados.

2.11.2. HIPOTESIS ESPECIFICA

- a) Evaluar los distintos métodos de análisis considerando los datos en cada uno los distintos gases específicos para los respectivos análisis.
- b) Evaluar el correcto análisis de muestras nos permitirá determinar parámetros operativos bajo estándares normalizados por lo cual se espera beneficios en costo y tiempo que conllevan la debida interpretación de los resultados son de suma importancia a la industria.
- c) Finalmente, la determinación objetiva del mejor método y evaluación en base a este los distintos factores de desgaste y mejoras en transformadores.

CAPITULO III

MATERIALES Y METODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Se emplearán los siguientes métodos de investigación:

- a) Método Descriptivo. - Se evaluarán diferentes características en cada método, además; factores de clima y tiempo.
- b) Método Exploratorio. - Dada la información previa a los análisis a realizar, nos valdremos de las mismas, reportes de ABB y reportes de la propia compañía con el fin de tener un mayor panorama de lo que se va a investigar.
- c) Método Analítico. - En base al grado de criticidad de los transformadores se evaluarán los mismos por grado de prioridad y factores encontrados en los análisis obtenidos.

Se ha recurrido a la bibliografía establecida en el presente trabajo, normas, estándares mundiales, tablas, revistas de investigación, etc. con el fin de desarrollar de forma adecuada el proyecto.

El presente proyecto de tesis tiene la denominación tipo de investigación de análisis, se desarrollará el método que nos permitirán la adecuada detección de fallas incipientes en transformadores mediante el análisis de los gases generados en el interior del mismo, en conjunto con las pruebas físicas y químicas realizadas al sistema de aislamiento del transformador lo cual constituirán la base para el desarrollo del mantenimiento o reemplazo del transformador

Los parámetros a continuación son los que se evaluaron tanto en el análisis fisicoquímico y cromatografico.

3.2. DATOS TÉCNICOS

Para este estudio he escogido un transformador entre todos que tiene un alto nivel de criticidad por el excesivo contenido en acetileno y monóxido de carbono. -TR-8000, a continuación, sus características técnicas.

Tabla 5: Data del transformador analizado

MARCA:	SQUARE D
POTENCIA:	0.5 MVA
TENSIÓN:	4.16/0.48-0.277 kV
FRECUENCIA:	60 Hz
CONEXIÓN:	Estrella-Delta
Nº. DE SERIE:	23984894-011-01

Continua...

CLASE:	OA/FA/FOA
VOLUMEN DE ACEITE:	508 gls
IMPEDANCIA:	9.7%
TEMP.ACEITE TRAF0.	30 °C
TEMP. ACEITE MUESTRA	26 °C

Fuente: Data sheet-TR8000 Square D.

3.3. ANALISIS FISICOQUIMICO

La norma de diagnóstico a considerar es la *IEEE C57.106 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*.

Esta norma brinda recomendaciones con respecto a las pruebas de aceite mineral, se hace referencia a métodos de reacondicionamiento y recuperación de líquidos convencionales de aislamiento dieléctrico de petróleo (mineral); los niveles en los que estos métodos se vuelven necesarios; y las rutinas para establecer la resistencia a la oxidación de inhibidores de la oxidación.

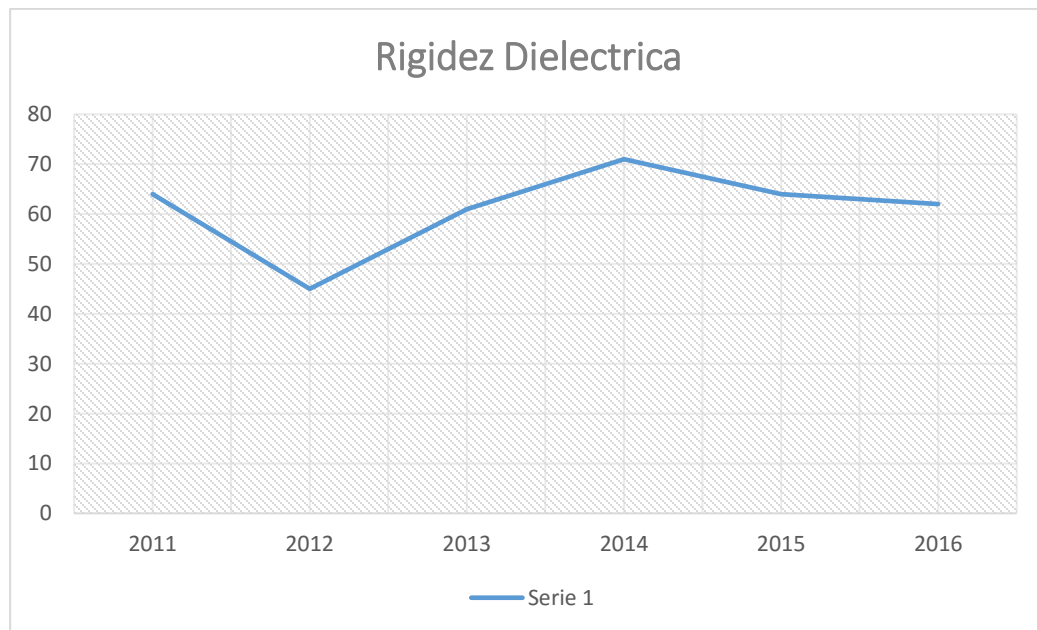
3.3.1. RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D-1816)

La rigidez dieléctrica de un aceite aislante es una medida de la habilidad que posee el aceite para soportar los elevados esfuerzos eléctricos que existen en él. Para esta prueba se utiliza un equipo denominado *Medidor de Rigidez Dieléctrica*, en el cual, se aplica un voltaje AC con una tasa de crecimiento controlada, a dos electrodos que pueden tener dos formas diferentes según

la norma que se aplique y que están inmersos en el fluido aislante a ser probado.

En este método se utiliza una cuba con electrodos de caras semiesféricas. Las unidades son **KV** y el valor mínimo es 40. A continuación se presentan los registros realizados en diferentes periodos.

Figura 18: Función del factor Rigidez Dieléctrica (2011-2016)



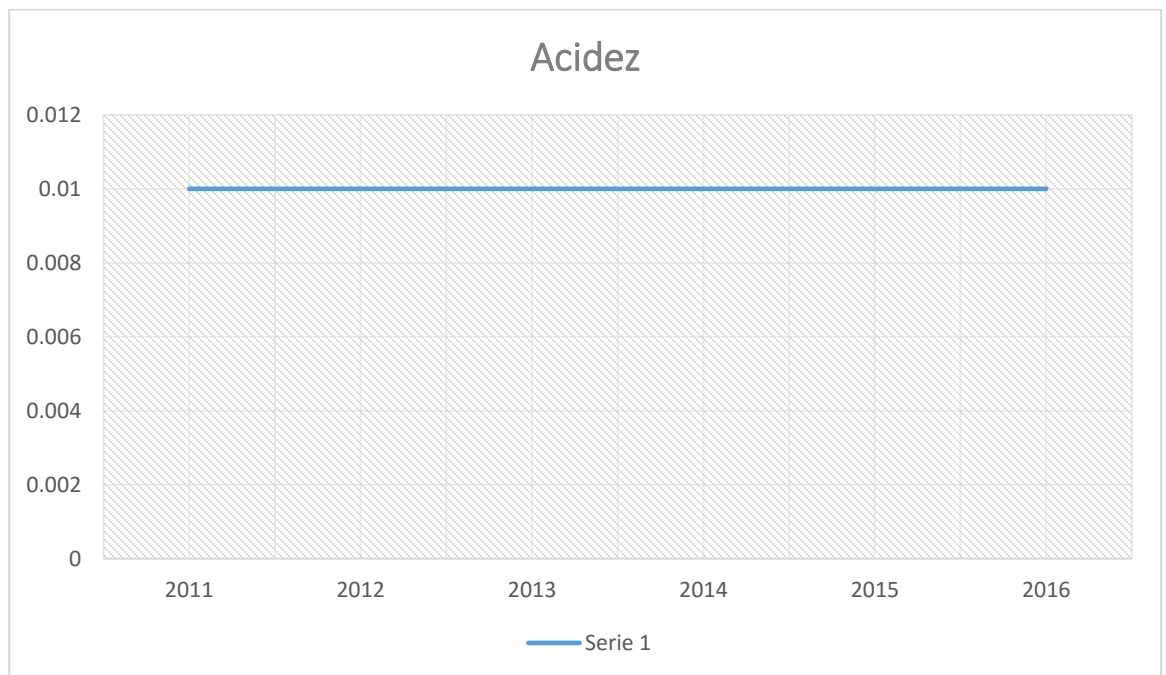
Elaboración: Propia

3.2.1. NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN (ASTM D-974)

El contenido de acidez se expresa como el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH), como base, que se necesitan para neutralizar los ácidos existentes en un gramo de muestra de aceite.

En un aceite nuevo, cualquier ácido existente es considerado un residuo del proceso de refinamiento. En un aceite en servicio, la oxidación del mismo y del aislamiento sólido forma ácidos a medida que el transformador se envejece. Los productos de la oxidación forman lodo, el cual se precipita al interior del transformador, de acuerdo a la norma en asunto el valor máximo es **0.20 mg KOH/g aceite**.

Figura 19: Función del factor Acidez (2011-2016)



Elaboración: Propia

3.2.1. TENSIÓN INTERFACIAL (ASTM D-971)

A medida que el aceite se envejece, se contamina de partículas diminutas y de productos de la oxidación. Estos contaminantes se extienden a través de la interface agua/aceite debilitando la tensión entre los dos líquidos.

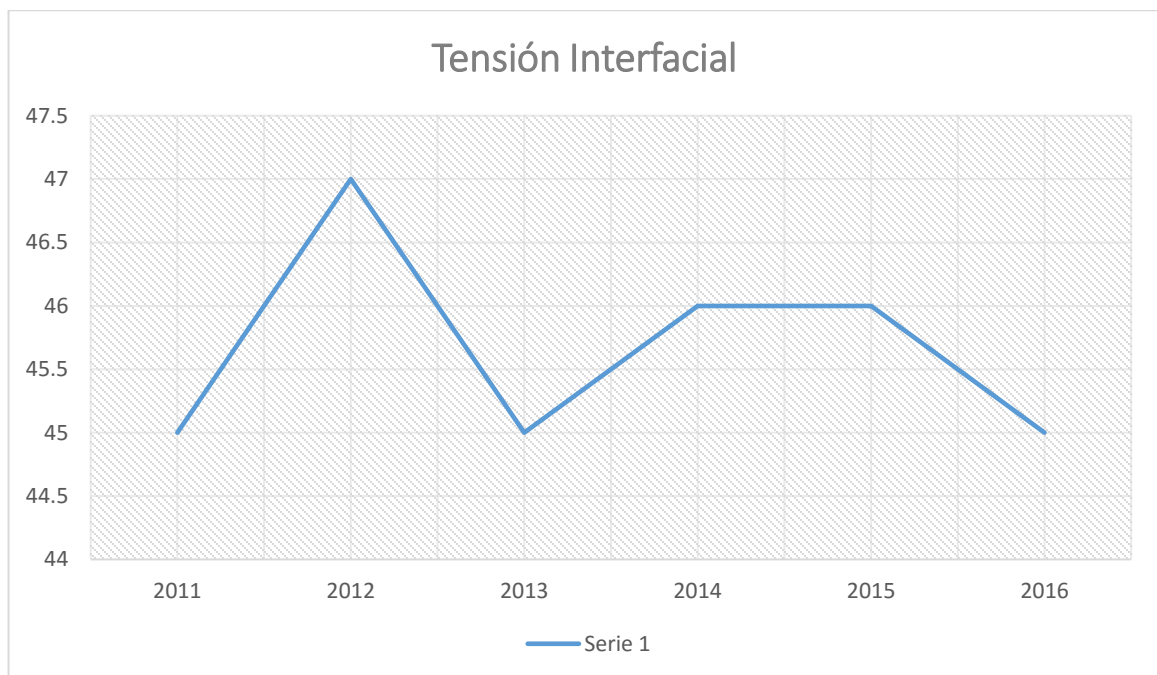
La tensión interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos inmiscibles y está dada en dynas/cm o en mN/m.

Existen dos normas que se utilizan para realizar la prueba de tensión interfacial.

La Prueba de Tensión Interfacial es excelente para detectar contaminantes polares solubles en el aceite y productos de la oxidación. Se sabe que la precipitación de lodo en el transformador comienza cuando la tensión interfacial alcanza valores por debajo de las 22 dynas/cm.

De acuerdo a la norma en asunto, el valor mínimo es 25 mN/m.

Figura 20: Función del factor Tensión Interfacial (2011-2016)



Elaboración: Propia

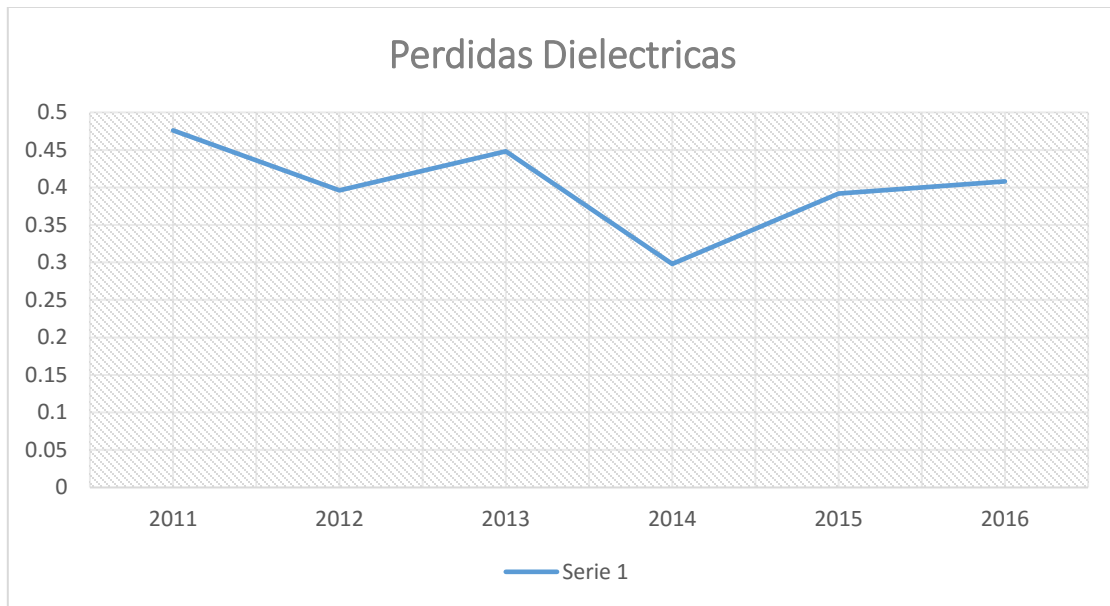
3.2.2. FACTOR DE POTENCIA (ASTM D-924).

El Factor de Potencia del aceite mide la “corriente de fuga” existente en el aceite, la cual, es una medida de contaminación y/o deterioro del mismo, esta se define como la relación entre la potencia disipada en él, en watios, y el producto del voltaje efectivo aplicado y la corriente resultante, el cual está dado en voltamperios, cuando el aceite es probado bajo condiciones predeterminadas. El factor de potencia de un aceite dieléctrico es un valor adimensional y se lo da en porcentaje.

Un elevado valor en el Factor de Potencia es indicativo de que el aceite posee contaminantes como agua, productos de la oxidación, jabones metálicos, carbón, residuos de barniz, entre otros.

Si el factor de potencia esta entre 1% y 2% a 25°C, en el transformador podría producirse una falla interna debido al mal estado del aceite (la recuperación o reacondicionamiento del mismo sería necesario). Se considerará como un peligro operacional un aceite con un factor de potencia superior a 2% a 25°C (la recuperación o el reemplazo del mismo sería necesario).

De acuerdo a la norma en asunto as unidades para esta muestra es %@100C con un valor de orientación máximo de 5.0.

Figura 21: Función del factor Perdidas Dielectricas (2011-2016)

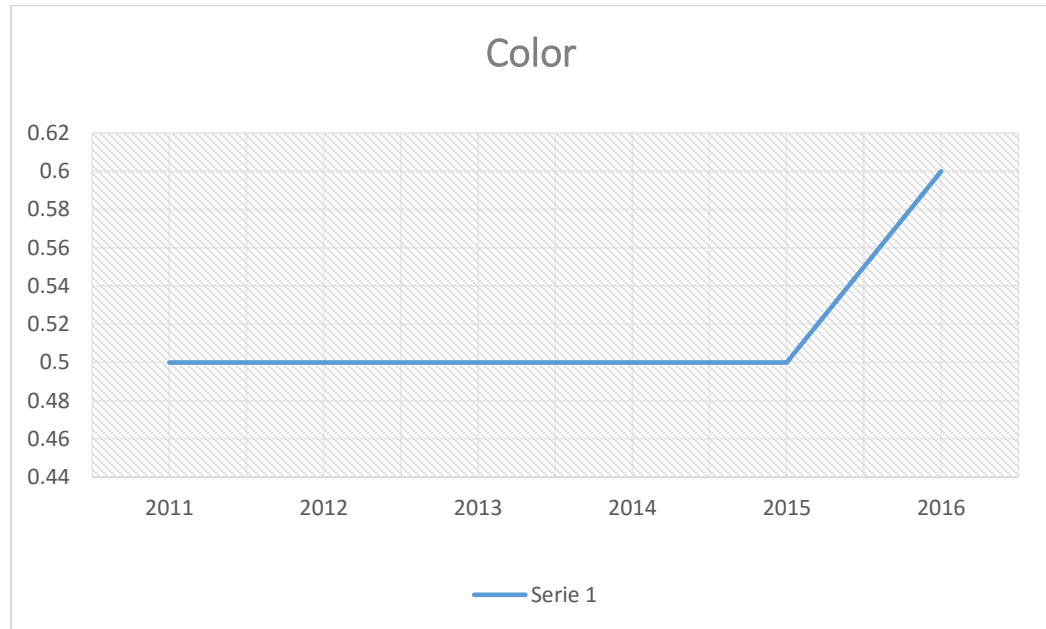
Elaboración: Propia

3.2.3. COLOR (ASTM D-1500)

Los aceites dieléctricos deben tener un color claro (transparente los nuevos), de manera que se pueda inspeccionar el interior del equipo al que protege.

Un cambio en el color del aceite de un transformador dentro de un periodo de tiempo corto es indicativo de que existe contaminación y/o deterioro en él. Un oscurecimiento en el color del aceite sin cambio significativo en la acidez del mismo es indicativo de que la contaminación del aceite proviene de alguna fuente externa.

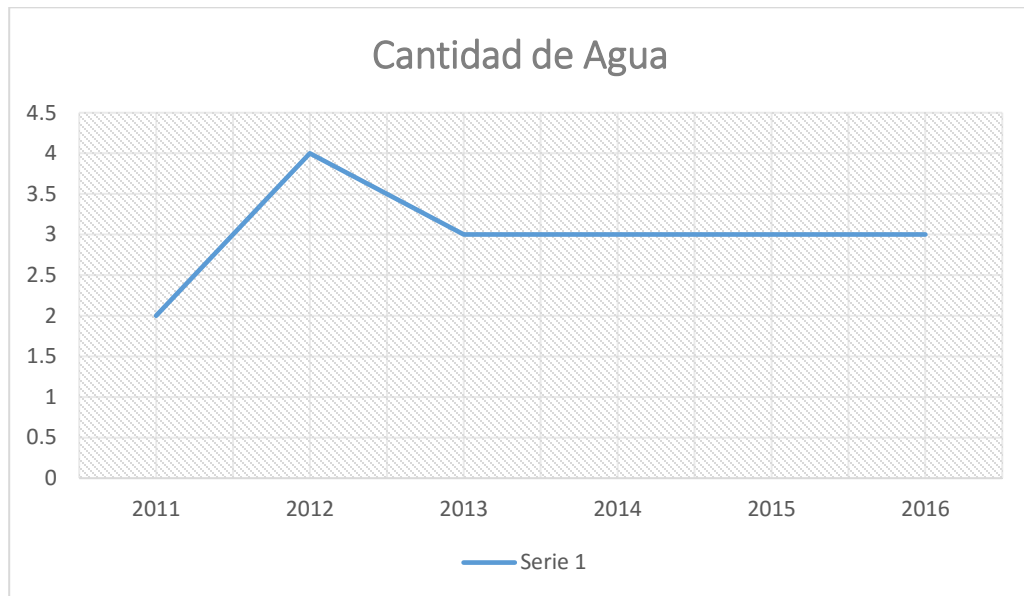
De acuerdo a la norma en asunto e valor de orientación máximo es 3.0.

Figura 22: Función del factor Color (2011-2016)

Elaboración: Propia

3.2.4. CONTENIDO DE HUMEDAD (ASTM D-1533)

La presencia de agua en forma libre o en suspensión puede ser determinada por una inspección visual de la muestra. La presencia de agua en forma disuelta es normalmente determinada por medios físicos o químicos. El contenido de agua en un aceite aislante puede estar dado en partes por millón (ppm) o en porcentaje de saturación. Para este caso el valor de orientación es máximo: 35 ppmp.

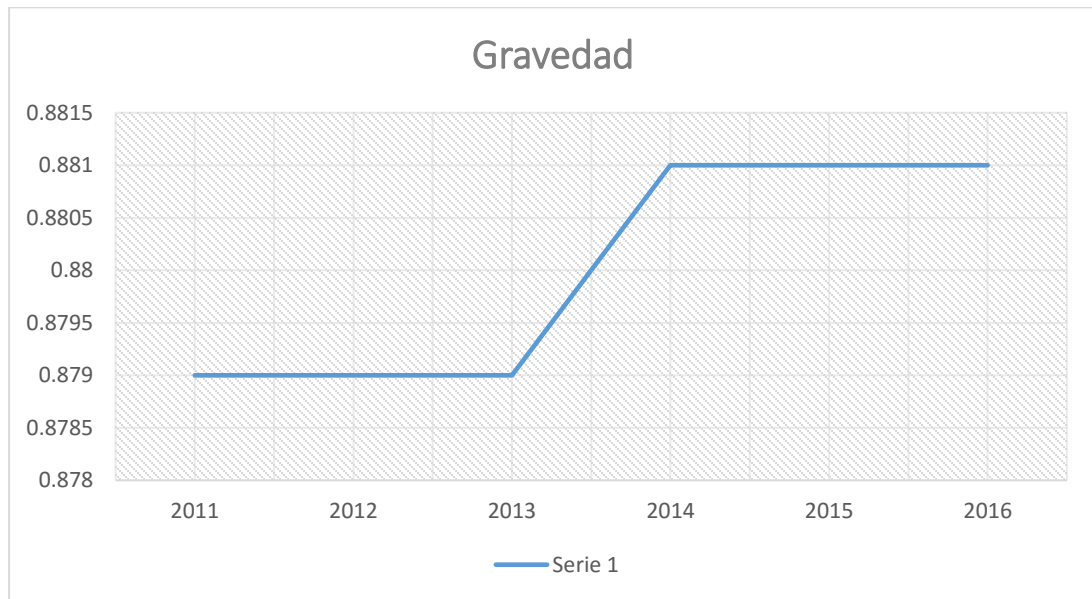
Figura 23: Función del factor Cantidad de Agua (2011-2016)

Elaboración: Propia

3.2.5. GRAVEDAD ESPECÍFICA (ASTM D-1298)

La Gravedad Específica es simplemente la relación entre la masa de un volumen dado de aceite y la masa de un volumen igual de agua a la misma temperatura que la del aceite.

La Gravedad Específica provee una manera rápida para detectar la presencia de contaminantes. Para un aceite nuevo la gravedad específica está alrededor de 0.875. Si la gravedad específica es superior a 1, es probable que el aceite posea algún contaminante. Si la gravedad específica es menor a 0.84, es indicativo de que el aceite es parafínico.

Figura 24: Función del factor Gravedad Específica (2011-2016)

Fuente: Propia

3.2.6. CONDICIÓN VISUAL (ASTM D-1524)

La prueba de inspección visual indica el color y la turbidez que presenta un aceite, lo que podría indicar la presencia de agua en estado libre o contaminantes sólidos.

Los resultados obtenidos en esta prueba podrían usarse como una sugerencia para solicitar pruebas adicionales al aceite. De acuerdo al reporte en asunto la condición visual durante 5 años fue BYC (brillante y clara)

3.3. ANALISIS CROMATOGRAFICO

Para el caso de análisis cromatografico se ha realizado en base a lo norma ASTM D3612, considerando que el transformador en asunto es menos a 1MVA se realizó los análisis.

Tabla 6: Análisis Cromatografico

NOR MA	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H 4	C2H 6	C2H2
ASTM D3612	Hidroge no	Oxige no	Nitroge no	Meta no	Mono.Ca rb.	Diox.Ca rb.	Etile no	Etan o	Acetile no
Nume ro de Infor me	ppmv	ppmv	ppmv	ppmv	ppmv	ppmv	ppm v	ppm v	ppmv
	VALORES DE ORIENTACION								
< 1MVA	max 100	-	-	max 50	max 200	max 5000	max 50	max 50	max 5 Continua...
> = 1 MVA	max 150	-	-	max 130	max 600	max 14000	max 280	max 90	max 20

Elaboración: Data sheet-TR8000 Square D.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. PRUEBAS REALIZADAS COMO PARTE DEL MANTENIMIENTO CORRECTIVO

4.1.1. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DEL ACEITE DIELECTRICO

Con el fin de tener un panorama claro del estado de sus transformadores, ABB S.A. realizó pruebas de análisis cromatográfico a los aceites dieléctricos de dichos transformadores. La prueba de análisis cromatográfico, realizada el 25 de mayo del 2016 al transformador TR 8000 el cual estamos estudiando, arrojó los siguientes resultados:

Tabla 6: Concentración de gases combustibles y ppm en aceite

Gases	Concentración (ppm en aceite) ASTMD 3612	% Gases Combustibles
Hidrógeno(H ₂)	6	1.96
Oxígeno(O ₂)	41203	-
Nitrógeno(N ₂)	205587	-
Metano(CH ₄)	4	1.31
Monóxido de carbono(CO)	246	80.68
Dióxido de carbono(CO ₂)	1500	-
Etileno(C ₂ H ₄)	9	2.95
Etano(C ₂ H ₆)	1	0.32
Acetileno(C ₂ H ₂)	39	12.78
Subtotal Gases combustibles (ppm)	248.595	---
Total Gases combustibles (ppm)	---	100%

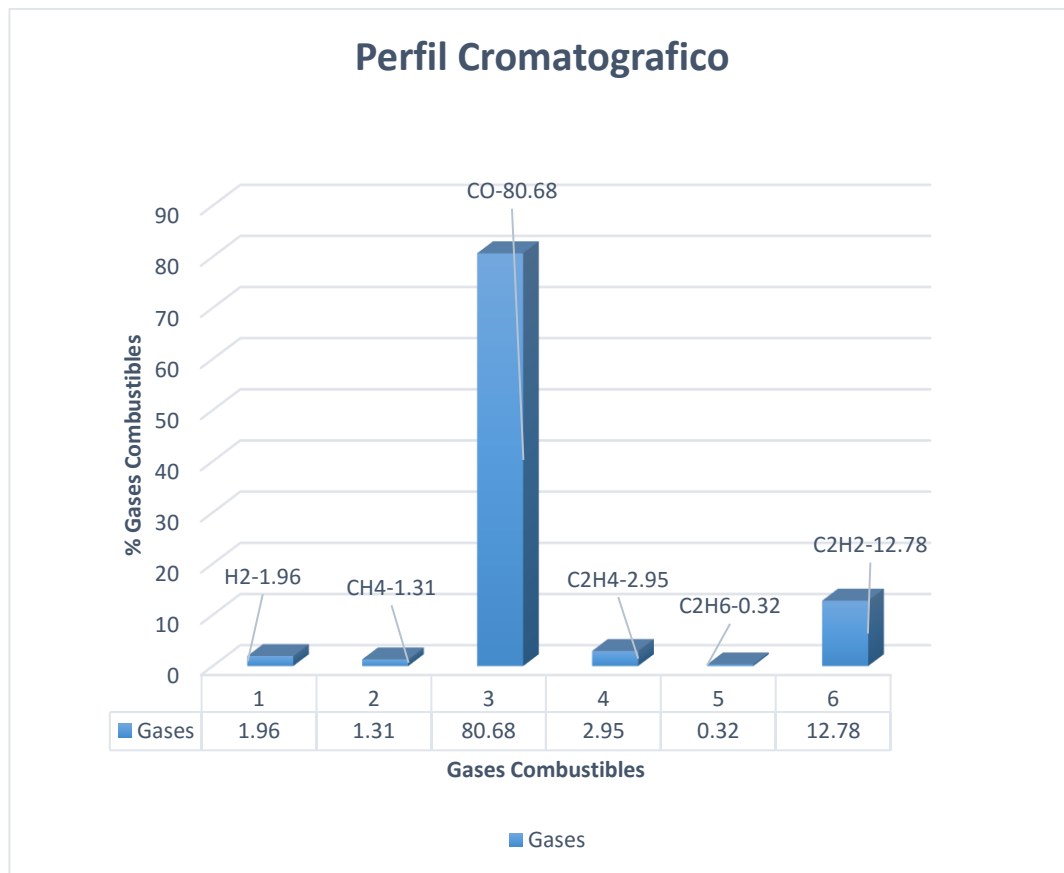
Elaboración: Data sheet-TR8000 Square D.

Al comparar los valores de las concentraciones de los gases individuales obtenidos se encuentra que solo las concentraciones de CO y CO₂ se encuentran en el rango de la condición 2 de dicha tabla, por ende,

asumiremos en primera instancia que el transformador se encuentra en dicha condición.

De acuerdo a la siguiente tabla, el monitoreo del transformador deberá hacerse cuatrimestralmente o mensualmente de acuerdo a la tasa de generación de los gases.

Figura 14: Perfil cromatógrafo del TR800 <1MVA



Elaboración: Propia

Se puede apreciar en el anterior diagrama que los gases que predominan la mayor concentración son el acetileno y monóxido de carbono. Ambos gases

son muy perjudiciales, el transformador podría presentar un sobrecalentamiento que involucra al papel y posteriormente a consecuencia de esto salir de servicio.

Podemos hacer uso de la relación C_2H_2/C_2H_4 de acuerdo a la normativa IEC60599; para estar un poco más seguros de dicha presunción, la cual nos da:

$$C_2H_2/C_2H_4 = 4.8 \quad \dots(\text{Ec. 04}).$$

Por la comparación expuesta anteriormente podemos diferir lo siguiente:

Las cantidades de monóxido de carbono y acetileno se encuentran por encima de los valores de referencia dados por la Norma IEC60599:1999+A1:2007.

Podemos decir que existe un posible sobrecalentamiento del transformador, el cual está afectando al papel aislante. Dicho sobrecalentamiento puede ser causado por una sobrecarga prolongada del transformador, un mal funcionamiento del sistema de ventilación o por la existencia de corrientes circulantes en el núcleo y tanque.

Habiéndose realizado el diagnóstico se recomendó un monitoreo de la carga del transformador, así como la revisión del sistema de ventilación y una nueva cromatografía después.

Haciendo referencia al punto 9 de la Norma IEC60599:1999+A1:2007 se debería hacer un nuevo muestreo dentro de tres meses para evaluar la tendencia de los gases detectados.

4.1.2. PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO

Para continuar con la visualización del estado del transformador, ABB. S.A realizó pruebas eléctricas y físico – químicas a los aceites de sus transformadores, los cuales se realizaron el día 26 de mayo del 2015.

Los resultados obtenidos de las pruebas de índice de neutralización (acidez), pérdidas dieléctricas, rigidez dieléctrica, tensión interfacial y contenido de agua están dentro de los valores recomendados por la Norma IEEE C57.106-2006.

Los valores de la tabla anterior fueron corregidos a una temperatura de 20°C, ya que fueron tomados cuando el transformador poseía una temperatura de 35°C.

Con los datos obtenidos en dicha tabla se realizó el cálculo los índices de absorción y polarización que poseía el aislamiento del transformador, los cuales se dan a continuación:

Tabla 7: Índices de polarización y absorción

Índice	AT - Tierra	AT - BT	BT - Tierra
Absorción	1,02	1,04	1,13
Polarización	1,20	1,10	1,03

Elaboración: Propia

Se puede observar que a pesar de que los valores de la resistencia de aislamiento se encuentran por encima de los valores recomendados para un

transformador con estos niveles de voltajes (tabla XVII), los valores de los índices de absorción y polarización no son satisfactorios, lo que podría sugerir la presencia de humedad en el aislamiento del transformador.

4.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Considerando los datos finales de fisicoquímicos y cromatógrafos se concluye que el transformador necesita un reacondicionamiento de su aceite junto con una revisión de su sistema de ventilación y cambio de sílica gel.

La realización de los trabajos de mantenimiento del aceite y del sistema de ventilación se los empezaron el 20 de enero del 2015, para los diferentes tipos de labores en la mayoría de transformadores se programaron y esperaron al Shutdown de Planta o parada de planta, puesto a que muchos de estos transformadores necesariamente deberían salir de servicio para trabajar con los mismos.

El reacondicionamiento del aceite se lo realizo utilizando calor y vacío con ayuda de una máquina de filtrado marca Vacudyne de 9600 lts/hr durante un periodo de 3 días consecutivos.

Conjuntamente con el filtrado del aceite del tanque principal, se filtró el aceite del tanque de conservación durante un periodo de 72 horas consecutivas. En la siguiente figura se puede observar parte de la máquina que se utilizó para el desarrollo de los trabajos de filtrado.

Figura 15: Toma de datos para filtrado de aceite dieléctrico



Fuente: Peru Ing

Para aprovechar mejor el calor que producen los calentadores eléctricos de la maquina se forró los radiadores y el tanque del transformador con plástico, reduciendo así el tiempo de tratamiento.

Paralelamente a los trabajos de filtrado del aceite se revisó y se dio mantenimiento al conjunto de ventiladores que posee el transformador, no encontrándose novedad en ninguno de ellos. Las bombas de circulación se las reviso luego del tratamiento del aceite y cambio de silica gel junto con su sistema de control, no encontrándose novedad en ninguna de ellas.

Ya que no existió ningún problema en el sistema de ventilación del transformador, es muy posible que las elevadas concentraciones de CO y CO₂

que se detectaron en la cromatografía de gases realizada al aceite del transformador hayan sido causadas por una sobrecarga continua del mismo.

4.3. RESULTADOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO – TR8000

4.3.1. PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO

Una vez concluido el análisis del aceite del transformador se realizaron pruebas eléctricas, físicas y químicas al mismo con la finalidad de conocer su estado luego de dichos trabajos. Los resultados de las pruebas una vez concluido el filtrado del aceite son los siguientes:

Tabla 8: Datos fisicoquímicos después del mantenimiento correctivo

Prueba	Valor obtenido
<i>Rigidez dieléctrica KV (ASTM D-877)</i>	63
<i>Color (ASTM D -1500)</i>	1,5
<i>Tensión Interfacial dynas/cm (ASTM D-2285)</i>	37
<i>Acidez mgKOH/gr (ASTM D-974)</i>	0,09
<i>Densidad Relativa (ASTM D-1298)</i>	0,886
<i>Índice de Myers</i>	411

FUENTE: Peru Ing

Se puede ver que los valores de rigidez dieléctrica y tensión interfacial son mejores que los valores obtenidos en las pruebas realizadas antes del filtrado del aceite, sugiriendo lo anterior que el reacondicionamiento del aceite fue realizado correctamente y respetando el tiempo establecido con cero incidentes.

4.4. PRUEBAS ELÉCTRICAS AL AISLAMIENTO SÓLIDO – TR8000

Siguiendo con el conjunto de pruebas realizadas al transformador, veremos a continuación las pruebas eléctricas realizadas al mismo.

4.4.1. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Utilizando un Megger de 15000 voltios junto con el método de la absorción dieléctrica, se obtuvo los siguientes valores de resistencia de aislamiento en MΩ:

Tabla 9: Datos fisicoquímicos después del mantenimiento correctivo

Tiempo	AT - Tierra (15 KV) Mohm	AT - BT (15 KV) Mohm	BT - Tierra (5 KV) Mohm
15 seg.	31800	13992	9540
30 seg.	36560	14164	9823
45 seg.	41340	15900	10176

Continua...

1 min.	42310	16536	10600
2 min.	45792	17808	11024
3 min.	46428	18126	11660
4 min.	47700	18444	11660
5 min.	50880	18444	12296
6 min.	50880	18762	12296
7 min.	50880	18762	12508
8 min.	51880	19080	12508
9 min.	52315	19080	12720
10 min.	52630	19226	12720

Elaboración: Propia

Los valores de la tabla anterior fueron corregidos a una temperatura de 20°C, ya que fueron tomados cuando el transformador poseía una temperatura de 31°C.

Figura 16: Megger de 15 kV



Elaboración: Propia

Con los datos obtenidos en la tabla XX se realizó el cálculo los índices de absorción y polarización que poseía el aislamiento del transformador, los cuales se dan a continuación:

Tabla 10: Índices de absorción y polarización

Índice	AT - Tierra	AT - BT	BT - Tierra
Absorción	1,16	1,17	1,08
Polarización	1,24	1,16	1,20

Elaboración: Propia

Se puede ver que los índices de absorción y de polarización de la tabla XXI aumentaron con respecto a los de la tabla XVIII, lo que nos sugiere que conjuntamente con la absorción de humedad del aceite se absorbió humedad del aislamiento sólido a lo largo del proceso de tratamiento del aceite, mejorándose por ende la resistencia general del aislamiento del transformador.

CONCLUSIONES

PRIMERO: Los análisis efectuados indican gran contenido de acetileno como elemento principal y común en los transformadores de acuerdo al análisis fisicoquímico, incluso por encima del 45 % del valor nominal.

SEGUNDO: El análisis cromatográfico del aceite de un transformador constituye una herramienta poderosa a la hora de emitir un diagnóstico del estado del transformador, pasando a ser esta prueba, la más importante dentro del mantenimiento preventivo periódico de un transformador en aceite.

TERCERO: El mantenimiento preventivo del transformador es esencial para un alargamiento de su vida útil. Se puede concluir que, de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico realizadas a los transformadores en aceite, la mayoría de las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento. Sin embargo, este “talón de Aquiles” puede ser fortalecido si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo periódico orientado a combatir a los factores (humedad, oxígeno, calor y contaminación) que inciden en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.

CUARTO: Habiéndose hecho un estudio de los diferentes procesos que ayudan a eliminar la humedad del sistema de aislamiento de un transformador, se puede concluir que el más efectivo es aquel que aplica calor y vacío a dicho sistema. Adicionalmente a la eliminación de la humedad, este proceso elimina el oxígeno existente en el interior del transformador, reduciendo así la posibilidad de que ocurra la oxidación del aceite de manera más acelerada.

RECOMENDACIONES

PRIMERO: Con el objeto de que los resultados de las pruebas de diagnóstico puedan ser comparados con datos anteriores, es necesario que todas las pruebas se realicen, de ser posible, con el mismo equipo y en las mismas condiciones.

En TR-3400, TR-1420, TRE-7001, TR-6301A, TR-8000 y TR-8002, el valor incremental del monóxido de carbono se debe al deterioro causado por la humedad interna del papel ubicado dentro del transformador y la reducción del valor de grado de polimerización.

SEGUNDO: En TR-3401B y TR-9000, el valor incremental del hidrógeno se debe al deterioro del aislamiento causado por el efecto térmico

TERCERO: Es necesario que se tome conciencia con respecto a la reutilización del aceite del transformador, ya que como sabemos el aceite dieléctrico utilizado en transformadores y otros equipos eléctricos proviene del petróleo, que no es un recurso renovable. Pero, para la reutilización del aceite del transformador se deberá seguir un mantenimiento preventivo del mismo, evitando el deterioro prolongado del mismo.

CUARTO: En TR-8000 según el Triángulo Duval (Anexo A.), el contenido de acetileno se debe a chispas o arcos entre malas conexiones de potencial diferente o flotante, descargas entre piezas de sujeción, bujes y tanques, alto voltaje y tierra dentro del devanado, en las paredes del tanque.

QUINTO: Si bien el objetivo de esta tesis no fue el realizar un análisis del tipo económico del conjunto de actividades dentro del mantenimiento, tanto

preventivo como correctivo, de un transformador de potencia aislado en aceite, es recomendable que este estudio sea efectuado con la finalidad de complementar al aspecto técnico estudiado en esta tesis, de manera que la persona a cargo del mantenimiento del transformador pueda escoger la alternativa más conveniente.

SIXTO: Es de vital importancia que se realice un control anual de las condiciones operativas del transformador mediante un RCM (Reliability Centred Maintenance) ya que, sin bien es cierto que las resistencias del aislamiento junto con los valores del factor de potencia del aislamiento son satisfactorias, los índices de absorción y polarización no lo son, sugiriendo lo anterior un deterioro del aislamiento del transformador como producto del envejecimiento.

REFERENCIAS

ASTM standards (1995). *Electrical insulating liquids and gases; electrical protective equipment*. USA.

Antonio Sobrevilla, Máquinas eléctricas, editorial Alsina, (1965) MIT. *Circuitos magnéticos y transformadores*, Editorial Reverte.

Biddle Instruments (1987). *Manual on Electrical Insulation testing for the practical man*, Panama.

Duber Medina M. (1989). *Pruebas de Diagnóstico en el Mantenimiento de Transformadores de Potencia* (Tesis, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral).

Ernesto Gallo Martínez (1996). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo, Transequipos* (Colombia).

IEC 60450 Second Edition. (2004). *Measurement of the average viscometric degree of polymerization of new and aged cellulosic electrically insulating materials*.

IEEE, C57.104 (1991). *Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*. Panama.

S.D Myers, J.J Kelly, R.H Parrish. (1981). *A guide to transformer maintenance, Transformer maintenance institute*, EEUU.

Westinghouse Electric Co (1976). *Electrical Maintenance Hints*.

IEEE, C57.104 (1997). *Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*. USA.

CODEENSA INC, (2010). Mantenimiento de transformadores y tratamiento de aceite dieléctrico en la industria energética en américa del sur de:

<https://www.codensa.com.co/empresas/productos-y-servicios/mantenimiento-de-instalaciones/mantenimiento-de-transformadores-y-analisis-de-aceite>.

IEEE TRANSFORMADORES, R. (2008). Transformadores, diagnostic, use and applications en thee industru 348. Recuperado el 27 de enero de 2008, de:

<http://ieeetransformadores.com/>.

VERÓNICA AZEVEDO, EDDY BOLSI, GONZALO CHARLETTO TRANSFORMADORES Y MONTAJES, UTE. (2009). Mantenimiento de Transformadores de Distribución 6° Congreso Uruguayo de Mantenimiento, Gestión de Activos y Confiabilidad Uruman 2010 de:

https://www.uruman.org/sites/default/files/articulos/mantenimiento_transformadores_distribucion.pdf.



ANEXOS

Anexo A. Reporte fisicoquímico y cromatografico de transformador TR 8000.



TRANSFORMER OIL REPORT

Date : 17/09/2016
To : Electrical Engineer
 : Juan David Lazo
From : Jonathan Cáceres Pizarro
Subjet : Transformer Oil test results

GENERAL

The purpose of this report is to provide a technical report, as part of Predictive Maintenance for the current status of the oil on the oil°-immersed transformers at the Melchorita Process Plant Area and the OSBL.

CODES AND STANDARDS

The follow codes and standards apply to this report.

➤ ASTM D974 Acidity

	Tensión ≤ 69kV	Tensión > 69kV
Aceite en Servicio (maximum limits)	0.20 mgJOH/g	0.15 mgKOH/g

➤ ASTM D924 Dielectric Loss

	25 C°	100 C°
Aceite Nuevo (maximum limits)	0.05 %	0.4%
Aceite en Servicio (maximum limits)	0.5%	5.0%

➤ ASTM D1816 Dielectric Strength

	Tensión ≤ 69kV	Tensión > 69kV
Aceite Nuevo (minimum limits)	45Kv / 2.0mm	52Kv / 2.0mm
Aceite Usado (minimum limits)	40Kv / 2.0mm	47Kv / 2.0mm

Continúa...

➤ ASTM D971 Interfacial Tension

	Tensión ≤ 69kV	Tensión > 69kV
Aceite en Servicio (minimum limits)	25 mN/m	30 mN/m g

➤ ASTM 1533 Amount of water

	Tensión ≤ 69kV	Tensión > 69kV
Aceite Nuevo (maximum limits)	20ppm	10ppm
Aceite Usado (maximum limits)	35ppm	25ppm

- ASTM D1298 Gravity
- ASTM D1500 Color
- ASTM D1524 Visual Condition
- IEC 60599 Standard Diagnostics
- IEEE C57.106 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulation Oil in Equipment.
- IEEE C57.104 Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-immersed Transformers.
- IEC 60599 - Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment In-Service Guide To The Interpretation Of Dissolved And Free Gases Analysis
- ASTM D3612 Chromatographic analysis Standard Test
- IEC 60599 Standard Diagnostics, It works according to ratios, described below:

Basic rates for Gases

Acetylene / Ethylene	Methane / Hydrogen	Ethylene / Ethane
C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄	CH ₄ / H ₂	C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆

Maximum values guideline for Gases in ppmv

Transformer type according to the power	H ₂	CH ₄	CO	CH ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂
Power	150	130	600	1400	280	90	20
Distribution	100	50	200	5000	50	50	5

OBSERVATIONS

Since 26th until 28th of July ABB took 58 transformer oil samples at the site in order to perform physicochemical and chromatographic analysis, this included plant and OSBL transformers.

On July 17nd the results were received by the Electrical Engineer area for analysis. After review these are the principal findings:

- The Physical/Chemical analysis performed in process area of plant and OSBL transformers comply with the recommendations of IEEE C57.106; According to this standard a new oil exam must be sampled within the following twelve months.

- It is very important to note that the quantities of water in all the transformers are below the threshold tolerances in accordance with the aforementioned standard

- The Dissolved Gas Analysis show:
 - TR-3400B present high content of Monoxide Carbon, these values has risen to 824ppmv with an increase of 18 units since the last sampling. (< 1MVA: Monoxide Carbon 200ppmv Max).
 - TR-3401B present high content of Hydrogen, these values has risen to 298ppmv with an increase of 31 units since the last sampling. (< 1MVA: Monoxide Carbon 200ppmv Max).
 - TR-1410 present high content of Monoxide Carbon, these values has risen to 900ppmv with an increase of 5 units since the last sampling. (> = 1 MVA: Monoxide Carbon 600ppmv Max).
 - TR-1420 present high content of Monoxide Carbon, these values has risen to 1297ppmv with an increase of 254 units since the last sampling. (> = 1 MVA: Monoxide Carbon 600ppmv Max).
 - TRE-7001 present high content of Monoxide Carbon, these values has risen to 370ppmv with an increase of 65 units since the last sampling. (< 1MVA: Monoxide Carbon 200ppmv Max).
 - TR-6301A present high content of Monoxide Carbon, these values has risen to 370ppmv with an increase of 18 units since the last sampling.(< 1MVA: Monoxide Carbon 200ppmv Max).}
 - TR-8000 (admin building) present high content of Monoxide Carbon, this parameter has risen to 268ppmv with an increase of 22 units since the last sampling and 01 unt of Acetylene: 38 ppmv. (Acetylene 20ppmv Max) & (< 1MVA: Monoxide Carbon 200ppmv Max).
 - TR-8002 present high content of Monoxide Carbon, these values has risen to 234ppmv with an increase of 28 units since the last sampling. (< 1MVA: Monoxide Carbon 200ppmv Max).
 - TR-9000 present high content of Hydrogen, these values has risen to 239ppmv with an increase of 7 units since the last sampling. (> = 1 MVA: Hydrogen 150ppmv Max).
 - Two OSBL transformers:

TR-118-0109 presents the following content:

H₂: 211 ppmv
CO₂: 5863 ppmv
CO: 1275 ppmv

TR-SCP-VII presents the following content:

CO: 643 ppmv

(< 1MVA: Hydrogen 100ppmv Max).
(< 1MVA: Diox.Carb.5000ppmv Max).
(< 1MVA: Monox. Carb. 200ppmv Max).

CONCLUSIONS

In TR-3400, TR-1420, TRE-7001, TR-6301A, TR-8000 and TR-8002 the incremental value of Carbon Monoxide is due to the deterioration caused by the inner humidity of the paper located inside the transformer and the reduction of the polymerization grade value.

In TR-3401B & TR-9000 the incremental value of Hydrogen is due to the deterioration of insulation caused by thermal effect

In TR-8000 according the Duval Triangle (Appendix I) the content of acetylene is due to Sparking or arcing between bad connections of different or floating potential, discharges between clamping parts, bushing and tank, high voltage and ground within winding, on tank walls.

RECOMMENDATIONS

Based on the findings on the Dissolved Gas Analysis, the following action is recommended:

Perform the dissolved gas analysis on the transformers that exceeded the recommended threshold tolerance of IEC IEC60599: 1999 + A1: 2007 and IEEE C57.106 in the next oil evaluation by ABB. This will help to evaluate the rate of gas increase.

Perform Chromatographic Analysis in the transformers TR-8000. Referring to item 9 of the Standard IEC60599: 1999 + A1: 2007 should make a new test within three months to assess the trend of the gases detected.

Perform Chromatographic Analysis in the transformers: the transformers TR-3400B, TR-3401B, TR-6301A, TRE-7001, TR-1410, TR-1420, TR-8002, TR-9000, TR-118-0109 and SCP VI. Referring to item 9 of the Standard IEC60599: 1999 +

A1: 2007 should make a new test within six months to assess the trend of the gases detected.

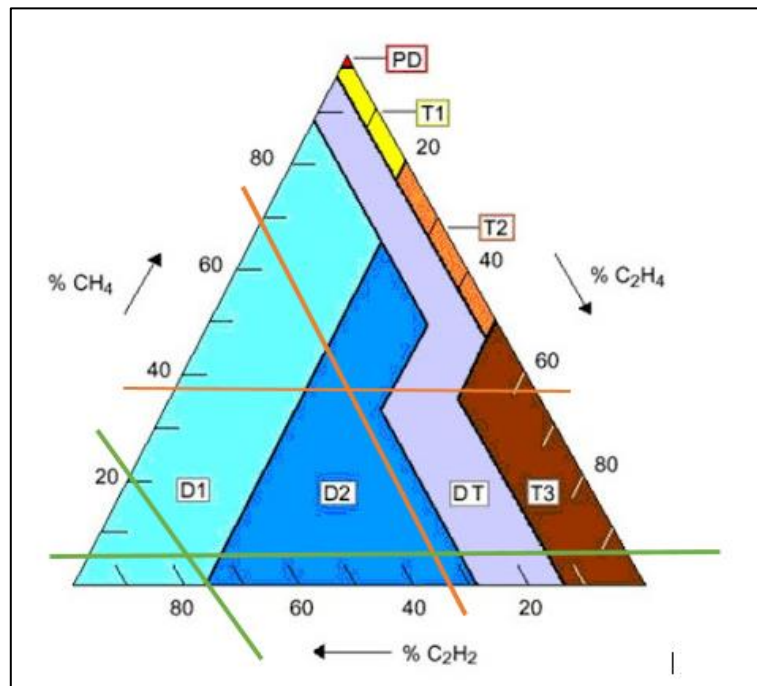
EVALUATION OF POSSIBLE FAULT TYPE USING DUVAL TRIANGLE (IEC 60599)

TR-8000

Calculating the relative proportion of the Three Gases, In %

$$\begin{aligned} \text{CH}_4 &= 2 \\ \text{C}_2\text{H}_4 &= 8 \\ \text{C}_2\text{H}_2 &= 38 \\ S &= 2 + 8 + 38 = 48 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X=0.042 & ; & X\% = \text{CH}_4 = 4.2\% \\ Y=0.167 & ; & y\% = \text{C}_2\text{H}_4 = 16.7\% \\ Z=0.792 & ; & z\% = \text{C}_2\text{H}_2 = 79.2\% \end{aligned}$$



Elaboración. Propia

Fault type: D1 Discharge of low Energy

The amount of acetylene and monoxide carbon is detected above the reference value given by the standard IEC60599:1999+A1:2007.

- Acetylene: Increase from 30 to 38ppmv (Std. max: 5ppmv).
Rate of increase between two last tests is 1.2 times.
- Monoxide carbon: Increase from 246 to 268ppmv (Std. max: 200ppmv).
Rate of increase between two last tests is 1.08 times.

According to the Transformer Oil Evaluation Procedure, the fault could be Sparking or arcing between bad connections of different or floating potential, discharges between clamping parts, bushing and tank, high voltage and ground within winding, on tank walls. For more examples review the Transformer Oil Evaluation Procedure ELC-000-PRO-0006.

Anexo B. Reporte de aceite y gases emitidos por la empresa ABB.



17/07/15

INFORME DE ANALISIS PPTR-LA-15-0962

REFERENCIA								
Cliente	PERU LNG S.R.L.			N° Orden Servicio	1470687000			
Dirección	Av. Victor Andres Belaunde No. 147 - Interior 101 - San Isidro			Fecha de Recepción (dd/mm/yy)	29/05/2015			
Usuario Final	-			Fecha de Emisión (dd/mm/yy)	15/07/2015			
Descripción Muestra	Se recepcionó botella y jeringa con aceite aislante.			Muestra Extraída por	Laboratorio			
DATOS DEL EQUIPO								
Serie	23984894-011-01	Tipo de Equipo	Transformador	Cant. de Aceite	458Gl			
Sub Estación	TR-8000	Tipo de Aceite	Mineral	Punto de Muestreo	Inferior			
Fabricante	SQUARE D	Año de Fabricación	2008	Temp. Aceite (°C)	30.0			
Tensión: (Kv)	4.16 / 0.48 / 0.27	Conmutador bajo Carga	No	Temp. Ambiente:(°C)	25.0			
Potencia:(MVA)	0.5 / 0.56	Tanque Conservador	No	Humedad Relativa (%)	60.0			
DATOS DE LA MUESTRA								
Nro Muestra	15-0962	14-2550	14-0775	13-2110	13-1486			
Fecha de Muestreo	27/05/2015	15/11/2014	09/04/2014	15/10/2013	01/08/2013			
En Operación	SI	SI	SI	SI	SI			
Temperatura de Muestra (°C)	26.0	22.0	31.0	24.0	21.0			
Fisicoquimico								
Norma	Ensayo	Unidad	Valor de Orientación	Resultados				
ASTM D974	Indice de Acidez	mgKOH/g	0.2 - máximo	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	-
ASTM D924	Perdidas Dielectricas a 25°C (*)	%	0.5 - máximo	0.015	0.023	0.011	0.011	-
ASTM D924	Perdidas Dielectricas a 100°C (*)	%	5 - máximo	0.408	0.392	0.269	0.298	-
ASTM D1816	Rigidez Dieléctrica	kV/2.0mm	40 - mínimo	62	64	71	61	-
ASTM D971	Tension Interfacial	mN/m	25 - mínimo	45	46	47	47	-
ASTM D1533	Humedad en Aceite	ppm	35 - máximo	3	3	3	4	-
ASTM D1500	Color	-	-	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	-
ASTM D1524	Condicion Visual	-	B y C - Brillante y claro	B y C	B y C	B y C	B y C	-
ASTM D1298	Gravedad Especifica	-	-	0.881	0.881	0.881	0.882	-
(*)Tipo de celda: MC2A, frecuencia: 60 Hz, tensión (RMS): 2000VCA/500VCD								
T(°C)=23 HR(%)=64								
Diagnostico de Muestra 15-0962								
<ul style="list-style-type: none"> Los resultados obtenidos de las pruebas de indice de neutralización (acidez), pérdidas dieléctricas, rigidez dieléctrica (23°C), tensión interfacial y contenido de agua están dentro de los valores recomendados por la Norma IEEE C57.106-2006. Haciendo referencia al punto 8.2 de la Norma IEEE C57.106-2006, el aceite debería ser analizado en doce meses. 								



17/07/15

INFORME DE ANALISIS PPTR-LA-15-0962

REFERENCIA			
Cliente	PERU LNG S.R.L.	N° Orden Servicio	1470687000
Dirección	Av. Victor Andres Belaunde No. 147 - Interior 101 - San Isidro	Fecha de Recepción (dd/mm/yy)	29/05/2015
Usuario Final	-	Fecha de Emisión (dd/mm/yy)	15/07/2015
Descripción Muestra	Se recibió botella y jeringa con aceite aislante.	Muestra Extraída por	Laboratorio

DATOS DEL EQUIPO					
Serie	23984894-011-01	Tipo de Equipo	Transformador	Cant. de Aceite	458GI
Sub Estación	TR-8000	Tipo de Aceite	Mineral	Punto de Muestreo	Inferior
Fabricante	SQUARE D	Año de Fabricación	2008	Temp. Aceite (°C)	30.0
Tensión: (Kv)	4.16 / 0.48 / 0.27	Conmutador bajo Carga	No	Temp. Ambiente:(°C)	25.0
Potencia:(MVA)	0.5 / 0.56	Tanque Conservador	No	Humedad Relativa (%)	60.0

DATOS DE LA MUESTRA					
Nro Muestra	15-0962	14-2550	14-0775	13-2110	13-1486
Fecha de Muestreo	27/05/2015	15/11/2014	09/04/2014	15/10/2013	01/08/2013
En Operación	SI	SI	SI	SI	SI
Temperatura de Muestra (°C)	26.0	22.0	31.0	24.0	21.0

Cromatografico								
Norma	Gas	Unidad	Valor de Orientación	Resultados				
ASTM D3612	Hidrogeno (H2)	ppm	100 - máximo	15	6	0	-	0
ASTM D3612	Oxigeno (O2)	ppm	-	14369	41203	7108	-	5435
ASTM D3612	Nitrogeno (N2)	ppm	-	58633	205587	43805	-	34615
ASTM D3612	Metano (CH4)	ppm	50 - máximo	2	4	0	-	3
ASTM D3612	Monóxido de Carbono(CO)	ppm	200 - máximo	268	246	272	-	151
ASTM D3612	Dioxido de Carbono (CO2)	ppm	5000 - máximo	2100	1500	1584	-	1111
ASTM D3612	Etileno (C2H4)	ppm	50 - máximo	8	9	10	-	7
ASTM D3612	Etano (C2H6)	ppm	50 - máximo	0	1	0	-	0
ASTM D3612	Acetileno (C2H2)	ppm	5 - máximo	38	39	30	-	21
ASTM D3612	Tot. Gases Combustibles	ppm		331	305	312	-	182
ASTM D3612	Total de Gases	ppm		75433	248595	52809	-	41343

Diagnostico de Muestra 15-0962

• Las cantidades de acetileno y monóxido de carbono se encuentran por encima de los valores de referencia dados por la Norma IEC60599:1999+A1:2007.
 • Haciendo referencia al punto 9 de la Norma IEC60599:1999+A1:2007 se debería hacer un nuevo muestreo dentro de tres meses para evaluar la tendencia de los gases detectados.



17/07/15


INFORME DE ANALISIS PPTR-LA-15-0962


REFERENCIA			
Cliente	PERU LNG S.R.L.	N° Orden Servicio	1470687000
Dirección	Av. Victor Andres Belaunde No. 147 - Interior 101 - San Isidro	Fecha de Recepción (dd/mm/yy)	29/05/2015
Usuario Final	-	Fecha de Emisión (dd/mm/yy)	15/07/2015
Descripción Muestra	Se recepcionó botella y jeringa con aceite aislante.	Muestra Extraída por	Laboratorio

DATOS DEL EQUIPO					
Serie	23984894-011-01	Tipo de Equipo	Transformador	Cant. de Aceite	458G
Sub Estación	TR-8000	Tipo de Aceite	Mineral	Punto de Muestreo	Inferior
Fabricante	SQUARE D	Año de Fabricación	2008	Temp. Aceite (°C)	30.0
Tensión: (Kv)	4.16 / 0.48 / 0.27	Conmutador bajo Carga	No	Temp. Ambiente:(°C)	25.0
Potencia:(MVA)	0.5 / 0.56	Tanque Conservador	No	Humedad Relativa (%)	60.0

DATOS DE LA MUESTRA					
Nro Muestra	15-0962	14-2550	14-0775	13-2110	13-1486
Fecha de Muestreo	27/05/2015	15/11/2014	09/04/2014	15/10/2013	01/08/2013
En Operación	SI	SI	SI	SI	SI
Temperatura de Muestra (°C)	26.0	22.0	31.0	24.0	21.0

FIN DEL INFORME

Elaborado por 
 RAMOS AGAPITO, JESSICA DEL ROSARIO
 ANALISTA

Revisado por 
 BENITES BAYONA, MAGALY JANETH
 JEFE DE LABORATORIO

Los análisis, opiniones o interpretaciones contenidas en este informe se basan en el material recolectado y la información suministrada por el cliente. Nuestros resultados se refieren sólo a la muestra o las muestras analizadas. Las interpretaciones u opiniones expresadas representan el mejor juicio de ABB. ABB no asume ninguna responsabilidad y no hace ninguna garantía o representación expresa o implícita en cuanto a la condición, la productividad o el correcto funcionamiento de cualquier equipo u otros bienes que pueden ser objeto de este informe utilizado o depender de ella para la razón que sea.