

**Evaluación en la Confiabilidad del Diagnóstico de Condición del Aceite Dielectrico en
Transformadores de Potencia en los Años 2018 - 2020**

Isabel Cristina Ocampo Gómez

**Trabajo de Grado para Optar Título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

Director:

Ing. David Oswaldo Niño Bohórquez

Magister en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Bucaramanga

2021

Contenido

	pág.
Introducción	9
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos	12
2. Desarrollo	13
2.1 Marco Referencial	13
2.1.1 Gestión de activos	13
2.1.1.1 Fundamentos	13
2.1.2 Transformadores de potencia	14
2.1.2.1 Sistema de aislamiento en transformadores	14
2.1.2.2 Aspectos generales de los aceites y fluidos dieléctricos	19
2.1.2.3 Degradación del sistema de aislamientos en transformadores	22
2.1.2.4 Identificación de procesos de deterioro en desarrollo en aceite dieléctrico	25
2.1.2.5 Ensayos físico-químicos de aceite	32
2.2 Marco Conceptual	43
2.3 Marco Legal	47
3. Resultados	47
3.1 Actividades Adelantadas	47
3.1.1 Revisión de la metodología de toma de muestras y de transporte	47
3.1.2 Análisis de alternativas para asegurar la confiabilidad en los resultados y para mejorar el diagnóstico	48

CONDICIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	3
3.1.2.1 Correlación rigidez dieléctrica vs. contenido de humedad.	55
3.1.2.2 Índice de color vs. tensión interfacial.	55
3.1.2.3 Gravedad específica vs. rigidez dieléctrica.	56
3.1.2.4 Tensión interfacial vs. contenido de humedad	56
3.1.2.5 Contenido de humedad vs. número de neutralización	57
3.1.2.6 Rigidez dieléctrica vs. número de neutralización	57
3.2 Actividades Proyectadas	59
4. Conclusiones	61
Referencias Bibliográficas	63
Apéndice	67

Lista de Tablas

	pág.
Tabla 1. Pruebas Eléctricas de Campo que se Realizan al Transformador y Normas Aplicables	27
Tabla 2. Pruebas Fisicoquímicas Realizadas en Aceites Minerales Contenidos en Transformadores de Potencia y Normas Aplicables	27
Tabla 3. Gases clave Generados en el Interior del Transformador	28
Tabla 4. Gas característico y tipo de falla	29
Tabla 5. Valores Patrón para Relaciones de Doernenburg, según lo Indicado en el Estándar ANSI/IEEE C57.104-1991	30
Tabla 6. Fallas cuya Identificación es Posible a través del Método de Rogers	31
Tabla 7. Límites de Aceptación para Aceites según Condición de Servicio	33
Tabla 8. Valores Mínimos Permitidos para la Prueba de Tensión Interfacial	34
Tabla 9. Criterios para Estimar la Formación de Lodos con Base en los Resultados del Ensayo de Tensión Interfacial	35
Tabla 10. Arreglos de Prueba para Ensayos de Rigidez Dieléctrica Bajo las Normas ASTM D877 y ASTM D816	37
Tabla 11. Matriz de Correlación entre las Variables del Conjunto de Datos de Ensayos Dieléctricos	54

Lista de Figuras

	pág.
Figura 1. Relación entre Gases	29
Figura 2. Representación Tridimensional de las Relaciones de Doernenburg para Tres Gases	
Clave	31
Figura 3. Relaciones Empleadas para Análisis por el Método de Rogers	31
Figura 4. Tensiómetro de Anillo	35
Figura 5. Equipo Comercial para Ensayos de Rigidez Dieléctrica	37
Figura 6. Coulómetro Comercial	38
Figura 7. Arreglo para Ensayo de Número de Neutralización	42
Figura 8. Relación Número de Neutralización vs. Índice Colorimétrico	48
Figura 9. Relación Rigidez Dieléctrica vs. Contenido de Humedad	49
Figura 10. Relación Rigidez Dieléctrica vs. Tensión Interfacial	51
Figura 11. Relación Tensión Interfacial vs. Contenido de Humedad	52
Figura 12. Relación Tensión Interfacial vs. Número de Neutralización	53
Figura 13. Mapa Térmico de la Matriz de Correlación entre las Variables del Conjunto de Datos de Ensayos Dieléctricos	54

Lista de Apéndices

	pág.
Apéndice A. Grupo de Datos de Resultados de Ensayos Fisicoquímicos Empleados para el Análisis Reporte I-MECAN-0TT191-0809 INESSMAN LTDA (2009)	67
Apéndice B. Instructivo Toma de Muestras	71
Apéndice C. Cronograma	86
Apéndice D. Presupuesto	87

Resumen

Título: Evaluación en la Confiabilidad del Diagnóstico de Condición del Aceite Dieléctrico en Transformadores de Potencia en los Años 2018 – 2020

Autor: Isabel Cristina Ocampo Gómez

Palabras Claves: Confiabilidad, Mantenimiento predictivo, Gestión de Activos, Inspección, Optimización de mantenimiento

Descripción:

A nivel de los sistemas eléctricos, los transformadores de potencia son equipos esenciales y el seguimiento de su condición necesariamente debe involucrarse en cualquier programa de gestión de activos.

Existen diversas técnicas de diagnóstico para verificar la condición de los transformadores de potencia, pero muchas de ellas involucran sacar el equipo de servicio e incluso realizar desconexiones temporales y esto puede ser particularmente crítico en sistemas que deben operar de manera continua, como los sistemas de generación y las redes de transmisión y distribución de energía, o en industrias que por sus procesos no pueden operar por baches. Así, las pruebas de aceite dieléctrico son una buena alternativa de diagnóstico tanto por la información que entregan, como por la posibilidad de ser realizadas sin interrumpir el servicio. De hecho, las principales decisiones de mantenimiento sobre transformadores de potencia se basan en la gran mayoría de los casos en los resultados de los ensayos del aceite dieléctrico contenido en ellos ya que este no solo es fundamental para su operación, sino que también su condición está íntimamente ligada al estado general del equipo.

Desafortunadamente, contrariamente a lo que sería deseable, en muchos casos los resultados de los ensayos de aceite no necesariamente reflejan la condición real del aceite contenido en el equipo y, en esa medida, se pueden tomar decisiones de mantenimiento que no van en línea con los requerimientos reales de los equipos.

La mejora en la confiabilidad de los resultados de los ensayos de laboratorio y/o el establecimiento de parámetros y métodos para validarlos, permite lograr ahorros sustanciales en mantenimiento, la eliminación de tiempos muertos y la reducción de riesgos asociados a la ejecución de los mantenimientos y a sus resultados. Esto va en línea con la filosofía del mantenimiento basado en confiabilidad.

Trabajo de grado

Universidad Industrial de Santander, facultad de físico-mecánica, Escuela de ingeniería mecánica, director Ing. David Oswaldo Niño Bohórquez, Magister en Ingeniería Eléctrica

Abstract

Title: Evaluation of the Reliability of the Diagnosis of Dielectric Oil Condition in Power Transformers in the Years 2018 - 2020

Authors: Isabel Cristina Ocampo Gómez.

Key Words: Reliability, Predictive maintenance, Asset management, Inspection, Maintenance optimization

Description

In electrical power systems, power transformers are essential equipment and to monitor their condition must necessarily be involved in any asset management program.

There are various diagnostic techniques to check the condition of power transformers, but many of them involve taking equipment out of service and even performing temporary disconnections and this can be particularly critical in systems that must operate continuously, such as generation systems. and energy transmission and distribution networks, or in industries that, due to their processes, cannot operate in batch processing mode. Thus, dielectric oil tests are a good diagnostic alternative both for the information they provide and for the possibility of being carried out without interrupting the service.

In fact, the main maintenance decisions on power transformers are based in the vast majority of cases on the results of the tests of the dielectric oil contained in them, since this is not only essential for their operation, but also because its condition. Is intimately linked to the general condition of the main equipment.

Unfortunately, contrary to what would be desirable, in many cases the results of the oil tests do not necessarily reflect the actual condition of the oil contained in the equipment and, to that extent, maintenance decisions can be taken in a way that is not in line with the actual equipment requirements.

The improvement in the reliability of the laboratory test results and / or the establishment of parameters and methods to validate them, allows to achieve substantial savings in maintenance, the elimination of downtime and the reduction of risks associated with the execution of maintenance and its results. This is in line with the philosophy of reliability-based maintenance.

¹ Degree Work

Universidad Industrial de Santander - Faculty of Physical-Mechanical Engineering, School of Mechanical, directory Ing. David Oswaldo Niño Bohórquez, Magister Ingeniería Eléctrica

Introducción

Los sistemas eléctricos son esenciales en la operación de cualquier instalación productiva y, por su naturaleza y características, muchos de sus componentes principales no son sometidos a un proceso sistemático de cambio. Esto tiene como consecuencia que tales sistemas envejezcan sin mayores cambios, llegándose al extremo de que muchos de sus componentes no son sometidos a un programa sistemático de reemplazo. Lo anterior lleva a que equipos esenciales alcancen su límite de vida útil y, a pesar de ello, continúen en servicio por un tiempo considerable.

La alternativa de solución que se plantea para tomar las decisiones de actualización o mantenimiento de los activos es la Gestión de Activos, la cual se centra en analizar el estado y la criticidad de los activos para identificar las necesidades y priorización de la reposición y mantenimiento de activos. Desafortunadamente, la determinación del estado y la criticidad de un activo son en sí mismas tareas bastante complejas y ello se refleja en el caso analizado en este documento.

En efecto, si bien el problema de toma de decisiones de mantenimiento se puede reducir a algo aparentemente tan simple como analizar una serie de combinaciones de índices de condición y niveles de impacto de una falla y definir una estrategia (por ejemplo centralizar la atención de manera invariable y exclusiva sobre los equipos que se muestran como críticos en un análisis de Pareto), la determinación de dichos parámetros no es de ninguna manera simple y se requiere de una metodología muy rigurosa y compleja, tanto para determinar la condición de un equipo o sistema a través del tiempo, como para establecer de una manera razonable y estructurada los posibles impactos de su salida de servicio.

Parte del problema es el hecho de que no hay unicidad para medir el desempeño de los activos ni para reportar sus fallas, ni tampoco hay un consenso para establecer el estado de los

equipos aún en los casos en los que se está aplicando una metodología específica para el efecto (caso de los ensayos predictivos). Finalmente, dicha falta de consenso dificulta la toma de decisiones oportunas y entorpece la gestión de mantenimiento, independientemente del hecho de que haya objetivos claros.

A nivel de los sistemas eléctricos, los transformadores de potencia son equipos esenciales y en cualquier programa de gestión de activos necesariamente tienen que ser involucrados.

Existen diversas técnicas de diagnóstico para seguir la condición de transformadores de potencia, pero muchas de ellas involucran sacar el equipo de servicio e incluso realizar desconexiones temporales y esto puede ser particularmente crítico en sistemas que deben operar de manera continua, como los sistemas de generación y las redes de transmisión y distribución de energía o en industrias que por sus procesos no pueden operar por baches (por ejemplo, en la producción de cemento). Así, las pruebas de aceite dieléctrico son una buena alternativa de diagnóstico tanto por la información que entregan como por la posibilidad de ser realizadas sin interrumpir el servicio.

De hecho, las principales decisiones de mantenimiento sobre transformadores de potencia se basan en la gran mayoría de los casos en los resultados de los ensayos del aceite dieléctrico contenido en ellos ya que este no solo es fundamental para su operación, sino que también su condición está íntimamente ligada al estado general del equipo.

Desafortunadamente, por el contrario, a lo que sería deseable, en muchos casos los resultados de los ensayos de aceite no reflejan la condición real del aceite contenido en el equipo y, en esa medida, con frecuencia, se intervienen innecesariamente unidades que se encuentran en buenas condiciones en tanto que, en otros, las dudas que generan las evidentes inconsistencias en los resultados hacen que se posterguen intervenciones que en realidad son urgentes.

La mejora en la confiabilidad de los resultados de los ensayos de laboratorio y/o el establecimiento de parámetros y métodos para validarlos, permitiría lograr ahorros sustanciales en mantenimiento, la eliminación de tiempos muertos y la reducción de riesgos asociados a la ejecución de los mantenimientos y a sus resultados. Esto va en línea con la filosofía del mantenimiento basado en confiabilidad (Campos-López, et al., 2019).

Las actividades que desarrolla la organización en la que laboro se centran principalmente en la ejecución de mantenimiento en campo de transformadores de potencia, con base en la información suministrada por diferentes laboratorios y por los clientes. En estos términos, la posibilidad de implementar una mejora en la confiabilidad de diagnóstico redundaría en un mejor servicio a sus clientes y un aporte en términos de lo concerniente a determinación de índices de condición en transformadores de potencia.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Estudiar diferentes alternativas, y buscar soluciones que permitan mejorar tanto la confiabilidad de los resultados de los ensayos fisicoquímicos de aceites dieléctricos (ADFQ) contenidos en transformadores, como para identificar objetivamente las posibles condiciones de desviación e inconsistencias en los resultados de los diferentes ensayos que conforman el conjunto que se realiza como rutina. Lo anterior con el fin de hacer más confiable el proceso del diagnóstico de equipos en servicio y/o de unidades nuevas o recién reparadas en vías de ser incorporadas a operación.

1.2 Objetivos Específicos

El trabajo a ser desarrollado se orienta a:

Definir una metodología práctica y repetible para la toma y envío de muestras de laboratorio para ensayos físico químicos de aceite dieléctrico (ADFQ) que permita reducir las posibilidades de que estas se alteren desde que son obtenidas hasta su llegada al Laboratorio en el que van a ser procesadas.

Establecer métodos objetivos (por ejemplo, mediante métodos numéricos estadísticos y de clasificación binaria) para identificar inconsistencias en los resultados de ensayos físico químicos de aceite dieléctrico.

Establecer alternativas para obtener una representación de la condición de los equipos a través del tiempo, sin que esta necesariamente dependa de los resultados de los ensayos de laboratorio.

2. Desarrollo

2.1 Marco Referencial

2.1.1 Gestión de activos

2.1.1.1 Fundamentos. La metodología para gestión de activos se puede sintetizar en los siguientes términos: Estructurar la estrategia de mantenimiento, la priorización de actividades de mantenimiento y la reposición de equipos y sistemas con base en el análisis de indicadores de condición (índices de salud) y del posible impacto de su salida de servicio (índices de criticidad).

La práctica más usual es que los indicadores de condición de los equipos se establezcan y/o se ajusten con base en los resultados de inspecciones y ensayos sistemáticos para obtener un valor representativo de la probabilidad de falla o de la probabilidad de la falla misma.

En lo que concierne al posible impacto de la salida del activo se trata de ponderar en términos monetarios cuales serían los costos de su salida en cuanto a su impacto sobre la producción, las finanzas, sobre las personas, sobre el entorno ambiental o sobre la comunidad de influencia.

Con base en esta información concisa se puede establecer de una manera muy directa (por ejemplo, a través de análisis de Pareto) las acciones más urgentes para reducir el posible impacto de la no disponibilidad de determinados equipos o sistemas.

En términos de los índices de condición y las decisiones de mantenimiento, el problema se centra en responder a las siguientes inquietudes:

- a- ¿Cómo monitorear los activos?
- b- ¿Cómo monitorear la condición?
- c- ¿Cómo interpretar los resultados?
- d- ¿Qué procedimientos seguir?

2.1.2 Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son equipos de conversión electromagnética que permiten transferir, sin niveles significativos de pérdidas, energía eléctrica entre diferentes niveles de voltaje (Reyes-Pérez, 2010). La transferencia de energía se lleva a cabo entre dos inductancias acopladas magnéticamente por medio de un núcleo de alta permeabilidad magnética.

A lo largo de toda la red eléctrica se emplean transformadores para transferir energía en los diferentes niveles de tensión asociados a generación, transmisión y distribución hasta aquello en los que se encuentran conectadas las cargas de uso final (Rueda , 2015).

Lo anterior hace que el transformador sea una de las máquinas eléctricas más utilizadas y, a la vez más críticas en cualquier sistema productivo. De hecho, la gran mayoría de las instalaciones productivas sufre graves consecuencias en su capacidad operacional ante la salida de cualquiera de sus transformadores de potencia (existen múltiples instalaciones en las que la alimentación depende única y exclusivamente de un solo transformador).

Lo anterior hace que el mantenimiento de los transformadores de potencia sea un aspecto fundamental en cualquier programa de gestión de activos.

2.1.2.1 Sistema de aislamiento en transformadores. Los transformadores de potencia son máquinas eléctricas que se componen en esencia de dos subsistemas principales: el circuito eléctrico y el circuito magnético. El primero lo forman los devanados o bobinas, primaria y secundaria, las cuales se construyen con alambre de cobre electrolítico esmaltado o platinas rectangulares de cobre o aluminio, encintadas con papel impregnado en barniz dieléctrico, y, según la estructura de la red, dichos devanados pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos. El devanado primario se conecta a la fuente de energía y el secundario al sistema o carga que se desea suplir.

Los devanados se arrollan sobre un núcleo de acero magnético que constituye el circuito o enlace magnético del transformador (Fundación Endesa, 2019). El núcleo magnético transfiere el flujo magnético inducido por el devanado primario al devanado secundario induciendo una fuerza electromotriz sobre este. El núcleo magnético está compuesto por un apilamiento de láminas de acero al silicio de grano orientado (Pérez-Londoño & López-Quintero, 2018). La laminación del acero, la alteración cristalina introducida por el silicio y el proceso de pasivado de sus superficies garantiza que el campo magnético no producirá circulación considerable de corriente a través del núcleo, con el fin de reducir las pérdidas en el equipo.

El sistema de aislamiento tiene como función actuar como medio dieléctrico para evitar la conducción entre las bobinas y entre estas y tierra, así como prevenir las condiciones de arco que se pueden derivar de este hecho. Dicho sistema de aislamiento está conformado principalmente por papel, madera y aislamientos poliméricos (aislante sólido) y por fluido dieléctrico (aislante líquido).

El medio aislante líquido permite crear una matriz aislante completa y compleja que facilita una construcción más compacta en los equipos y da la posibilidad de manejar voltajes muy altos a través de distancias de fuga limitadas.

En gran medida el correcto funcionamiento y la confiabilidad operacional de los transformadores depende en gran medida de la integridad de su sistema de aislamiento y por ello este es un aspecto relevante en la determinación de índices de confiabilidad para una estrategia de gestión de activos (Pérez-Londoño & López-Quintero, 2018).

Uno de los principales factores de deterioro de los aislamientos sólidos y líquidos es la temperatura, como quiera que ella determina el desarrollo de procesos de degradación química. El

aislamiento sólido es quizás el más vulnerable en la medida en que al estar en contacto con los devanados, que son la fuente de calor del equipo están sometidos a las solicitaciones más severas desde el punto de vista térmico y por sus características dieléctricas son también malos conductores del calor. Esto hace que ciertas condiciones tales como cortocircuitos y transientes (sobretensiones por maniobra o por sobretensión, sobrecargas en emergencia o arranque de cargas de alta potencia) tengan un efecto deteriorante que es difícil de valorar en la práctica. Otros factores que puede resultar en el deterioro del aislamiento sólido son la humedad, por las reacciones químicas y los fenómenos mecánicos derivados de expansión volumétrica con los cambios de temperatura, y las solicitaciones mecánicas extremas que resultan en condiciones de cortocircuito

El líquido aislante también es susceptible a degradarse con la temperatura, pero gracias a su capacidad para transportar calor en convección es más fácil controlar su temperatura y, de hecho, es el medio a través del cual se provee refrigeración a la parte del equipo que involucra aislamiento sólido: la parte activa.

En términos de estrategia de gestión de activos, los siguientes aspectos resultan ser relevantes:

Factores que deterioren el aislamiento del transformador.

Pruebas que permitan realizar un diagnóstico del equipo.

Interpretación de las pruebas realizadas.

Periodicidad de las pruebas que se realizan al transformador

➤ **Sistema de Aislamiento Sólido.** El sistema de aislamiento sólido cumple las siguientes funciones principales:

- Proveer la rigidez mecánica necesaria para soportar esfuerzos mecánicos y térmicos tanto en condiciones de servicio normal como en transiente.

- Proporcionar la rigidez dieléctrica necesaria para sostener condiciones de aislamiento ante tensiones nominales y también ante sobretensiones asociadas a maniobras o a descarga atmosféricas.

- Servir como elementos de separación entre conjuntos de devanados de diferentes tensiones para facilitar la circulación del fluido con funciones de aislamiento y refrigeración.

En la construcción los sistemas de aislamiento sólido de transformadores se emplean diferentes materiales tales como papel madera, fibras vulcanizadas, porcelana plástica, baquelita, láminas de polímero sintético, etc.

En esencia el deterioro de los materiales involucrados en la conformación del sistema de aislamiento sólido se deriva de degradación térmica, El nivel de degradación térmica depende del tiempo de exposición a la condición, de la severidad de la condición y de los factores concurrentes (por ejemplo, presencia de humedad). Las temperaturas elevadas causan un envejecimiento acelerado de los materiales involucrados (por ejemplo, la celulosa presente en la madera y en el papel) reduciendo su capacidad para soportar esfuerzos eléctricos y mecánicos y los procesos de degradación asociados pueden, a su vez, generar subproductos que pueden acelerar aún más los procesos de deterioro (por ejemplo, agua, ácidos, CO, etc.) (López-Soto , 1994).

Los contaminantes pueden presentarse en forma de pequeñas partículas que pueden provenir del proceso de manufactura del transformador (residuos generados en el proceso de manufactura) del exterior o del deterioro mismo del equipo (partículas de celulosa desprendidas del papel, lodo formado a partir de la degradación del aceite o dilución de algún componente o recubrimiento no compatible químicamente con el aceite dieléctrico. “Otro contaminante que se presenta de manera común es el policlorhidrato de bifenilo, cuyo efecto más severo es reducir la capacidad del aceite de soportar esfuerzos de voltaje” (Hernández-Paz, 2017, p. 27).

El aislamiento sólido es quizás la parte más crítica del equipo en la medida de que, aparte de ser fundamental para su servicio, no puede ser reparada ni reemplazada en términos de un recambio (como si fuera una parte de repuesto) ya que se trata de un sistema integral construido a la medida. Esto hace que la valoración de su condición sea un aspecto fundamental en cualquier programa de mantenimiento. No obstante, por la relación que guarda su proceso de deterioro con el estado del aceite y los componentes que pueden estar presentes en él en un momento dado, la valoración del estado del aceite se convierte en un indicador confiable para inferir el estado del sistema de aislamiento sólido del equipo.

➤**Sistema de Aislamiento Líquido.** Los aceites y fluidos dieléctricos se integran como parte de equipos eléctricos de potencia y tienen como función primordial el garantizar condiciones de aislamiento en configuraciones de distancia reducida en unidades de media, alta y ultra alta tensión. En efecto, el uso de los aceites y fluidos dieléctricos permite construir equipos con distancia de fuga más reducidas que aquellos que involucran aire como medio aislante (transformadores de tipo seco) y ello resulta en configuraciones mucho más compactas. Otro beneficio del uso de aceite y fluidos dieléctricos es la contención de arco, si bien, bajo determinadas condiciones, existe la posibilidad de que se produzca combustión sostenida en algunos compuestos.

A nivel de los equipos que manejan niveles de potencia considerables, el aceite dieléctrico también sirve como medio de refrigeración por convección para evacuar el calor de las partes internas del equipo (Gil , 2008) (por ejemplo, el calor generado por las pérdidas en la parte activa en un transformador de potencia). Si bien existen diferentes tipos de fluidos dieléctricos, en todos los casos su calidad puede ser evaluada con base en los mismos ensayos de rutina.

Para aplicación en equipos eléctricos, el fluido dieléctrico deberá tener las siguientes propiedades para mantener un desempeño satisfactorio en servicio:

- a) Mantener altos niveles de rigidez dieléctrica
- b) Ser estable químicamente, de modo que en servicio normal no se formen residuos gomosos que deriven en la acumulación de lodos en las superficies internas del equipo en el que se incorporan.
- c) Debe fluir con facilidad para favorecer la circulación interna en el equipo y la consecuente transferencia de calor hacia el exterior.
- d) Debe ser lo más inerte posible con relación a los componentes internos del equipo al que se incorporan. No debe propiciar la aparición de procesos de corrosión en las partes metálicas involucradas, ni tampoco debe reaccionar con las partes de origen orgánico asociadas a aislantes.

2.1.2.2 Aspectos generales de los aceites y fluidos dieléctricos

➤**Aceites Minerales.** Los aceites minerales están constituidos por una mezcla de hidrocarburos de diferentes pesos moleculares, que han sido obtenidos selectivamente por medio de un proceso de destilación fraccionada de petróleo crudo (solo ciertos hidrocarburos son aptos para la aplicación en particular)

Después de un refinamiento adecuado para eliminar constituyentes indeseables, según la prevalencia del tipo de hidrocarburos, el dieléctrico puede ser clasificado como naftenico o parafinico. Para efectos de la aplicación que nos ocupa, la única diferencia relevante concierne al desempeño ante las temperaturas posibles en operación y la viscosidad bajo esas condiciones. En este sentido, las bases nafténicas presentan una ventaja importante si el equipo principal va a operar a bajas temperaturas (por ejemplo, temperatura ambiente bajo cero). No obstante, en nuestro medio

este factor es irrelevante y, de hecho, la gran mayoría de los aceites comercializados en Colombia son de base parafínica.

➤**Aceites sintéticos.** Los aceites dieléctricos sintéticos son sustancias elaboradas a partir de subproductos del petróleo y, si bien son en esencia hidrocarburos, presentan niveles de homogeneidad y características de estabilidad química y térmica, mucho más altas que los compuestos contenidos en el petróleo. Por la complejidad de su manufactura y los tiempos de síntesis son más costosos que los aceites minerales y los aceites vegetales.

Es importante anotar que algunos de estos fluidos sintéticos tales como silicona, R-Temp, etc., que son compuestos sintéticos no inflamables y solo se descomponen bajo condiciones de arco eléctrico, produciendo a su vez gases no inflamables, son muy estables y, por ende, difíciles de destruir, son contaminantes ambientales de alta toxicidad. El presente trabajo no contempla el análisis de este tipo de compuestos.

➤**Aceites vegetales.** Las bases dieléctricas vegetales se obtienen a partir de procesos de extracción de plantas idénticos a los que se emplean para la fabricación de aceites comestibles a partir de semillas de cultivos agrícolas como la palma africana, la colza, el girasol, la canola y el maíz.

Las bases vegetales, que son en esencia ésteres, no contienen petroquímicos siloxanos o halógenos y, en esa medida no son tóxicos ni afectan el ciclo del agua. También presentan una alta tasa de degradación sin que se requieran condiciones particularmente exigentes, hecho que simplifica y reduce los costos asociados a su disposición final.

Desde el punto de vista de su uso en equipos eléctricos, los aceites vegetales cuentan con un punto de ignición más alto que el de los minerales, lo que los hace más seguros en cuanto al riesgo de fuego ante ocurrencia de arco (FISE, 2019). Esto es favorecido por su bajo potencial

energético en combustión. También resulta relevante el hecho de que tienen mejores propiedades de capacidad y conductividad térmica que sus homólogos minerales (Thermtest, 2020), si bien sus condiciones de viscosidad pueden presentar variaciones muy importantes en los rangos normales de operación de los equipos y ello puede afectar su capacidad de evacuación requiriendo diseños con espacios de flujo más amplios y la necesidad de incorporar sistemas de circulación forzada en el caso de equipos de alta potencia.

Otras cualidades relevantes de las bases vegetales son su larga vida útil (mayor de 40 años) y su alta miscibilidad, que permite hacer reemplazo de aceites minerales en equipos en uso, sin necesidad de practicar una limpieza interna exhaustiva.

Las ventajas mencionadas han motivado a muchos fabricantes a incorporar aceites vegetales en equipos nuevos y también ha llevado a muchos usuarios a considerar seriamente la posibilidad de efectuar el cambio de los aceites dieléctricos minerales contenidos en sus equipos por aceites vegetales.

Desafortunadamente, la susceptibilidad a degradarse, que puede ser un factor favorable en términos de un aceite que ha salido de servicio, es algo completamente inaceptable en lo que se refiere a un aceite en servicio y ello constituye uno de los principales problemas de los aceites vegetales, sobre todo en lo que concierne a situaciones en las que se pueden involucrar fenómenos de contaminación.

Otro aspecto negativo del uso de aceites vegetales en equipos eléctricos es el compromiso que este establece entre la disponibilidad de tierras y recursos para su cultivo con el fin de producir bienes de uso industrial en detrimento de la producción de alimentos para el sustento de las personas.

➤ **Aditivos.** Para efectos de mejorar “la estabilidad química de los aceites normalmente se utiliza como inhibidor de la oxidación el 2, ó-ditertiario-butil para-creso1 (DBPC) 2,6-ditertiario-butil fenol (DBP)” (Fonseca , s.f.). El uso de un inhibidor de oxidación en el aceite es recomendado en aquellos equipos que no cuenten con sistemas adecuados para preservación del aceite y/o cuyo contenido de oxígeno disuelto pueda exceder 1.000 ppm. usualmente, el agotamiento del inhibidor es la primera indicación de que el aceite necesita mantenimiento. En la mayoría de las condiciones, el aceite no comenzará el proceso de envejecimiento por acción de la oxidación, si se cuenta con la presencia de una cantidad suficiente de inhibidor de oxidación.

2.1.2.3 Degradación del sistema de aislamientos en transformadores. En términos específicos el proceso de envejecimiento del sistema de aislamiento involucra degradación química y formación de diferentes subproductos de origen orgánico tales como acetonas, ácidos, alcoholes, peróxidos, etc. Una parte representativa de tales subproductos conforman sedimentos perceptibles de tipo ácido que son insolubles y se depositan sobre el aislamiento sólido del transformador, que comúnmente se denominan “lodos”.

Por otra parte, la celulosa se oxida paulatinamente con la temperatura, llegando en los casos extremos a degradarse completamente (carbonización) en forma tal que pueden quedar zonas expuestas sin aislante. Este proceso, a su vez, genera agua y gases que contaminan el aceite y aceleran el proceso. Adicionalmente, el papel aislante tiene características higroscópicas que favorecen la absorción de grandes cantidades de agua en peso y esta acelera su proceso de degradación. En un transformador en servicio el agua absorbida por la parte activa y por el aceite se distribuye en proporciones variables según la temperatura de operación (y, por ende, según la condición de carga), pero en todo caso condiciona el proceso de degradación de los componentes de la parte activa que en su gran mayoría contienen celulosa. De otro lado, los productos de

degradación del aceite terminan depositándose en los aislamientos sólidos modificando sus propiedades eléctricas y mecánicas. Dentro de este contexto se generan gases de diferentes composiciones específicas que a la postre son la evidencia de los fenómenos de deterioro en curso.

En lo que concierne al aceite dieléctrico, la temperatura, en combinación con las condiciones de presión, puede favorecer la formación de burbujas de gas que propician la ionización y la ocurrencia de descargas en zonas de alto gradiente eléctrico (Gil , 2008). Así mismo, la presencia de oxígeno contribuye a la formación de ácidos y otros compuestos que afectan seriamente las propiedades dieléctricas del fluido. El agua por su parte es soluble hasta cierta concentración en el aceite y su efecto es el de reducir la rigidez dieléctrica. En casos extremos se puede tener emulsión de aceite y presencia de gotas de agua formadas completamente en el fondo de la cuba del transformador. Adicionalmente, “la presencia de contaminantes sólidos que reducen la rigidez dieléctrica del aceite, ya que son ideales para determinar la ocurrencia de descargas eléctricas” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 6). Dentro de estos sólidos nocivos se encuentran la fibra celulosa y las partículas de óxido que se desprenden de la cuba.

Teniendo en consideración lo planteado anteriormente es importante monitorear el estado del sistema aislante del transformador para efectos de tomar oportunamente decisiones de mantenimiento para preservar su integridad. Por el enfoque de este trabajo, en lo que resta de esta sección la discusión se centrará en los aspectos relevantes al deterioro y la valoración de condición de los aceites dieléctricos.

➤ **Deterioro del aceite dieléctrico.** Independientemente de la naturaleza de las bases empleadas para la fabricación de un aceite dieléctrico (mineral o vegetal) este puede verse afectado de dos maneras principales: contaminación y deterioro por degradación.

La contaminación consiste en la incorporación indeseada de agua y otras sustancias extrañas que no son parte de los productos de la descomposición del aceite o fluido dieléctrico.

En el caso de la humedad, esta se puede presentar en el equipo en alguna de las siguientes formas

- “Disuelta.
- Emulsión agua/aceite.
- 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)” (Potencia Electrica Central SA de CV, 2014).

Las propiedades físico – químicas del aceite se ven afectadas en mayor o menor medida según la forma en la que esté presente la humedad en él. No obstante, el efecto más grave, que se presenta de manera invariable, es la reducción de la rigidez dieléctrica.

Por otra parte, la degradación obedece en esencia a las condiciones de servicio. En efecto, al interior del transformador el aceite dieléctrico se encuentra sometido a esfuerzos de tipo eléctrico y térmico y tales esfuerzos se hallan condicionados por los niveles de tensión involucrados y las condiciones térmicas al interior del equipo. Dentro de este contexto, otros factores externos, todos ellos nocivos, pueden jugar un papel relevante en el proceso de degradación, tales como contaminación interna o externa, presencia de humedad, presencia o formación de ácidos, presencia de oxígeno o de subproductos de reacciones con él, etc.

La degradación se define como el proceso de alteración química que resulta de la oxidación del aceite y se inicia de manera inmediata con el contacto con las partes internas del equipo al que el aceite o fluido dieléctrico es incorporado.

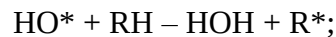
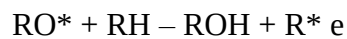
El proceso de oxidación se inicia cuando el oxígeno atrapado (incluso en solución en el

fluido) entra en contacto con hidrocarburos o compuestos orgánicos inestables en presencia de los catalizadores existentes en el equipo (en este sentido, los componentes metálicos, tales como partes de acero y cobre actúan como catalizadores del proceso de oxidación). Los compuestos inestables se consideran como impurezas, pero en la práctica es muy difícil asegurar que no se encuentren presentes en el fluido.

El proceso de oxidación se puede describir según la siguiente secuencia:

Hidrocarburo RH reacción con el oxígeno O₂ formando hidroperóxido (RH + O = ROOH), que se disocia en dos radicales altamente reactivos (ROOH = RO* + *OH).

Los radicales libres reaccionan con moléculas de hidrocarburos y hay liberación de otros radicales:



Los radicales libres reaccionan con el oxígeno y hay formación de nuevos radicales $R^* + O_2 = ROO^*$ que a su vez reaccionan con nuevas moléculas de hidrocarburos, liberando nuevamente radicales: $ROO^- + RH = ROOH + R^*$ y así en adelante

2.1.2.4 Identificación de procesos de deterioro en desarrollo en aceite dieléctrico. Como se ha planteado, “en condiciones ideales de funcionamiento no habría necesidad de tratar o cambiar un aceite dieléctrico” (Agudelo-López y Hernández-Baena, 2006, p. 20). No obstante, en la práctica se generan procesos de degradación y de contaminación que pueden afectar seriamente su capacidad de servicio y la integridad misma del equipo principal.

La única manera de tener información objetiva que permita identificar la existencia de condiciones de deterioro o de contaminación en los fluidos dieléctricos es realizar periódicamente pruebas de valoración de parámetros representativos de su estado.

➤ **Diagnóstico del sistema de aislamiento de un transformador de potencia inmerso en aceite.** En principio, a través del seguimiento sistemático de parámetros representativos de la condición de los equipos en planta es posible prevenir danos o fallas en el equipo, incrementando por esa vía su confiabilidad y su vida útil. No obstante, para implementar adecuadamente este modo de trabajo hay dos aspectos de fondo a definir: los parámetros a ser evaluados para efectos de valoración de condición y la periodicidad del plan.

En lo que concierne al caso en el que se centra este trabajo, existen múltiples formas de valorar el estado de los transformadores de potencia y de sus accesorios y equipos asociados. No obstante, si se tiene en cuenta el hecho de que la vida útil y la operabilidad de un transformador dependen, en esencia del estado de su sistema de aislamiento, la definición de la estrategia se hace mucho más simple.

Así, bajo la perspectiva de que la capacidad funcional de los transformadores está determinada en gran parte por su capacidad para soportar los esfuerzos eléctricos asociados a sus condiciones de servicio se concluye que las pruebas de aislamiento, bien sea que se trate de ensayos en AC o en DC, resultan ser las más representativas de la condición de este tipo de equipos y, en esa medida, están en la primera línea de acción en cualquier programa de valoración de condición de equipos en servicio.

De otra parte, debido a su función aislante y refrigerante, a la relación cuasi directa de su estado con el de la parte activa del transformador y a que en la práctica es el componente del equipo que normalmente puede ser intervenido con un impacto muy alto en la mejora de condición del equipo asociado, el aceite aislante es el componente que se inspecciona con mayor frecuencia para tomar decisiones desde el punto de vista de mantenimiento (Pérez-Londoño y López-Quintero, 2018)

➤ **Pruebas eléctricas de campo.** Las pruebas eléctricas de campo que usualmente se incorporan dentro de un programa de valoración de condición de transformadores en servicio se indican en la Tabla 1. Estas pruebas se hallan fundamentalmente enfocadas al diagnóstico de la parte activa del equipo y, como se puede apreciar, hay dos ensayos que son representativos del estado del sistema de aislamiento: el ensayo de factor de pérdidas y capacitancia y el ensayo de medición de resistencia de aislamiento.

Tabla 1.

Pruebas Eléctricas de Campo que se Realizan al Transformador y Normas Aplicables

Nombre de la prueba	Norma
Factor de potencia y capacitación de los devanados	ANSI/IEEE Estándar 62-1995
Impedancia de cortocircuito	ANSI/IEEE Estándar 62-1995
Resistencia de devanados	ANSI/IEEE Estándar 62-1995
Relación de transformación	ANSI/IEEE C57.12.91
Resistencia de aislamiento	ANSI/IEEE C57.12.91
Corriente de excitación	ANSI/IEEE Estándar 62-1995
Núcleo a tierra	ANSI/IEEE Estándar 62-1995

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 13)

➤ **Pruebas de aceite.** Las principales pruebas que se hacen sobre el aceite mineral son las fisicoquímicas y las de cromatografía de gases. Las principales pruebas fisicoquímicas que se realizan sobre el aceite mineral contenido en transformadores de potencia y las normas que las rigen se listan en la Tabla 2:

Tabla 2.

Pruebas Fisicoquímicas Realizadas en Aceites Minerales Contenidos en Transformadores de Potencia y Normas Aplicables

Nombre de la Prueba	Norma
---------------------	-------

Tensión Interfacial	ASTM D971
Rigidez Dieléctrica	ASTM D877 - ASTM D 816
Contenido de Humedad	ASTM D1533
Color	ASTM D1524
Factor de Potencia	ASTM D924
Contenido de Inhibidor	ASTM D2668
Número de Neutralización	ASTM D974
Compuestos Furanos	ASTM D5837

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 14)

Los detalles pertinentes de los ensayos fisicoquímicos sobre los que se centra este documento se plantean en una sección posterior.

Otro ensayo que resulta ser muy utilizado por permitir la identificación de fallas en desarrollo en la parte activa es el análisis de gases disueltos. En efecto este ensayo permite identificar la presencia de inconvenientes tales como arcos internos, recalentamientos masivos, descargas parciales, recalentamientos localizados (puntos calientes) y por ello es parte del programa de valoración de condición de cualquier transformador de alta capacidad. Los que se busca identificar y medir se denominan como “gases clave” y son los que se muestran en la Tabla 3

Tabla 3.

Gases clave Generados en el Interior del Transformador

Gas	Símbolo
Hidrógeno	H ₂
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂
Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO ₂

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dielectrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 15)

Las posibles fallas en el transformador, de acuerdo con la combinación de gases clave y sus proporciones relativas se evalúan por medio de comparaciones de tipo estequiométrico que se han establecido como metodologías. Las más comúnmente usadas son las siguientes:

Método del gas característico.

Método de las relaciones de Doernenbirg

Método de las relaciones de Rogers.

Para el caso del método del gas característico la falla se caracteriza por el gas predominante y por su cantidad, tal como se indica en la Tabla 4

Tabla 4.

Gas característico y tipo de falla

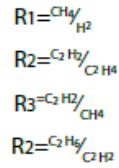
Gas Principal	Tipo de Falla
C ₂ H ₄ (Etileno)	Aceite sobrecalentado
CO (Monóxido de carbono)	Papel sobrecalentado
H ₂ (Hidrógeno)	Efecto corona
C ₂ H ₂ (Acetileno)	Arco interno

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dielectrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 15)

En cuanto al método de las relaciones de Doernenburg, este se centra específicamente en la concentración de los siguientes gases CH₄, H₂, C₂H₂, C₂H₆, según las relaciones que se plantean a continuación en la Figura 1.

Figura 1.

Relación entre Gases



Nota: Figura tomada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 16)

Los valores de concentraciones de gases aparecen indicados en partes por millón (p.p.m), 1 ml/1000 ml, y se comparan con los valores patrón listados en la Figura 1, la cual aparece enunciada en el Estándar ANSI/IEEE C57.104-1991. “Si alguna de las concentraciones excede el doble del valor patrón y una de las concentraciones de los demás gases excede el límite mostrado, el transformador puede considerarse defectuoso” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 16).

Tabla 5.

Valores Patrón para Relaciones de Doernenburg, según lo Indicado en el Estándar ANSI/IEEE C57.104-1991

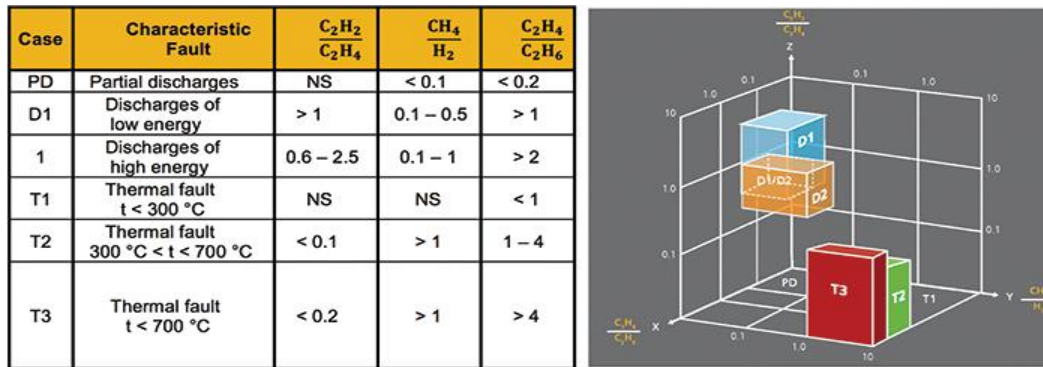
Gases Disueltos	RPM
Hidrógeno	100
Metano	120
Acetileno	35
Etileno	30
Etano	65
Monóxido de Carbono	350

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 16)

El estado del transformador se diagnostica mediante una gráfica bidimensional o tridimensional en la que cada eje se asocia a la relación de dos gases. Dependiendo de si se trata una gráfica bidimensional o tridimensional se definen áreas o volúmenes que representan las condiciones de falla (Golarz, 2015). En la Figura 2 aparece una representación tridimensional y las fallas asociadas a las relaciones.

Figura 2.

Representación Tridimensional de las Relaciones de Doernenburg para Tres Gases Clave



Nota: Figura tomada de “Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) Techniques and Interpretations” (Golarz, 2015, p. 34).

El método de Rogers plantea el análisis de las relaciones que aparecen mostradas en la Figura 3:

Figura 3.

Relaciones Empleadas para Análisis por el Método de Rogers

- $R1 = \frac{CH_4}{H_2}$
- $R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
- $R3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
- $R2 = \frac{CO_2}{CO}$

Nota: Figura adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 17)

En la Tabla 6 aparecen listadas las fallas cuya identificación es posible a través de la revisión de las relaciones entre gases clave planteadas en el método de Rogers

Tabla 6.

Fallas cuya Identificación es Posible a través del Método de Rogers

Tipo De Falla	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
No presenta falla	0	0	0
Descargas parciales de baja energía	0	1	0
Descargas parciales de alta energía	1	1	0
Descargas de baja energía	1 a 2	0	1 a 2

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 18)

2.1.2.5 Ensayos físico-químicos de aceite. En esta sección se describen los aspectos generales de los principales ensayos físico químicos en cuanto a su relevancia y en cuanto a la metodología empleada para su ejecución. En ese sentido, su objetivo es contextualizar la importancia de este tipo de ensayos y la relación que subyace entre algunos de ellos, y de ninguna manera se pretende que esta sea un compendio de la normatividad aplicable.

Tabla 7.

Límites de Aceptación para Aceites según Condición de Servicio

Ensayo y Método	Norma ASTM	Unidad	Referencia ¹⁾				
			Equipos En Uso ^{a)}			Equipos Nuevos ^{b)}	
			^ 69kV	>69^230 kV	>230 kV	^ 69kV	>69^230 kV
Índice Colorimétrico - Método de escala de colores estándar	D1500-07	Adimensional	N.A.	N.A.	N.A.	1.0 max.	1.0 max.
Gravedad Especifica a 25°C - Método del Hidrómetro	D1298-99	g/cm3	0.84 min	0.84 min	0.84 min	0.91 min	0.91 min.
Numero de Neutralización - Método titulación acido-base por indicador de color	D 974-08	mg KOH/g Aceite	0.20 max.	0.15 max.	0.10 max.	0.015 max.	0.015 max.
Tensión Interfacial - Método del anillo Pt-Ir	D 971-99a	Dinas/cm	25 min	30 min	32 min	38 min	38 min
Contenido de Humedad - Método de titulación coulometrica por Karl Fisher	D 1533-00	ppm	35 max.	25 max.	20 max.	20 max.	10 max.
Rigidez Dieléctrica - Proc. A utilizando electrodos de disco con galga de 2.54 mm	D 877-02	kV	25 min	25 min	25 min	30 min	30 min
Rigidez Dieléctrica - Utilizando electrodos semiesféricos VDE con galga de 2 mm	D 1816-04	kV	40 min	47 min	50 min	45 min	52 min

Nota: Tabla elaborada por el autor

➤ **Ensayo de tensión interfacial.** La tensión interfacial es un fenómeno físico – químico asociado a las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas de un líquido en equilibrio. La tensión interfacial se define como la fuerza necesaria para producir el corte de una película de fluido bajo unas condiciones dadas. Para el caso de los ensayos de aceite dicho ensayo se realiza midiendo la fuerza necesaria para que un anillo de alambre de platino-iridio de un diámetro estandarizado corte una película de aceite de una altura también estandarizada vertida sobre un volumen de agua destilada. La fuerza necesaria para producir el corte es una medida de la fuerza de atracción molecular en el aceite. Esta prueba proporciona un medio de detectar la presencia de contaminantes polares solubles y productos de la degradación del aceite, como quiera que estos producen una reducción en este parámetro (Pinzón-Villarreal, 2019). El método se halla normalizado según el estándar ASTM D-971.

Los valores de aceptación regularmente usados para aceites nuevos y usados aparecen resumidos en la Tabla 8.

Tabla 8.

Valores Mínimos Permitidos para la Prueba de Tensión Interfacial

Aceite	Valor
Aceite Nuevo	45 dinas / cm
Aceite Usado	21 dinas / cm
Agua Destilada	70 dinas / cm

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dielectrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 19)

Desde el punto de vista de formación de lodos, se plantean los criterios que aparecen listados en la Tabla 9

Tabla 9.

Criterios para Estimar la Formación de Lodos con Base en los Resultados del Ensayo de Tensión Interfacial

Criterio	Tipo de Lodo
$T1 < 15 \text{ dinas / cm}$	Formación de lodos
$15 \text{ dinas / cm} < T1 < 22 \text{ dinas / cm}$	Condición incierta
$T1 > 22 \text{ dinas / cm}$	Ningún lodo formado

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 19)

La prueba se realiza con un equipo denominado Tensiómetro que consta de una plataforma horizontal para sostener el recipiente con la muestra (agua destilada en un volumen preestablecido de aceite en su superficie) y un mecanismo que desplaza un toroide de platino iridio de 40 mm de diámetro y sección 0.3 mm en forma vertical midiendo la fuerza máxima que requiere para salir del fluido (fuerza necesaria para cortar la película de aceite) (Pinzón-Villarreal, 2019). El equipo en cuestión se muestra en la Figura 4:

Figura 4.

Tensiómetro de Anillo



Nota: Figura tomada de. Tensiómetros Laval Lab Inc (s.f.)

Los valores límite para este ensayo, según las características del transformador, se indican en la Tabla 7.

➤**Rigidez dieléctrica.** La prueba de rigidez dieléctrica del aceite consiste en determinar de manera práctica el nivel de ruptura eléctrica y constituye una medida directa de la capacidad que tiene el líquido aislante para soportar un esfuerzo eléctrico sin presentar condiciones de arco (Pinzón-Villarreal, 2019). Este ensayo sirve para comprobar la presencia de contaminantes en el aceite, como: partículas conductoras, agua, polvo o celulosa.

La rigidez dieléctrica es una medida objetiva de la capacidad del aceite para soportar esfuerzos eléctricos en condiciones de servicio, sin llegar a condición de falla. También sirve para tener un indicio de la presencia de contaminantes y humedad.

La medición se realiza mediante la aplicación repetida de niveles de tensión creciente sobre una muestra de aceite en el que se hallan sumergidos electrodos de diseño predeterminado de acuerdo con las normas establecida para el efecto (El estándar ASTM D877 y especifica una cuba de pruebas equipado con electrodos planos esparcidos separados 2.54 mm de pulgada, en tanto que la ASTM D-1816 especifica una cuba de pruebas equipada con electrodos semiesféricos separados entre 1 mm y 2 mm (Kay Electric, s.f.)).

Para las normas mencionadas anteriormente los arreglos de prueba tienen las características indicadas en la Tabla 10:

Tabla 10.

Arreglos de Prueba para Ensayos de Rigidez Dieléctrica Bajo las Normas ASTM D877 y ASTM D816

Norma	Tipo de Electrodo	Distancia entre Electrodo	Tensión Mínima
ASTM D877	Planos	2.54mm	25 KV
ASTM D816	Semiesféricos	2.0mm	50 KV

Nota: Tabla adaptada de “Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite” (Pinzón-Villarreal, 2019, p. 24)

En las normas ASTM que rigen este tipo de ensayo, los equipos que se necesitan para realizar la prueba se presentan como un conjunto de elementos separados, aunque en la práctica se consiguen equipos especializados para este ensayo que cumplen cabalmente con los requerimientos del Estándar. Un equipo comercial para este tipo de ensayos se muestra en la Figura 5. Los valores límite para este ensayo, según las características del transformador, se indican en la Tabla 7.

Figura 5.

Equipo Comercial para Ensayos de Rigidez Dieléctrica



Nota: Figura tomada de “Ensayador de rigidez dieléctrica” (Indusener, s.f.)

➤ **Contenido de humedad.** Este método se enfoca en determinar el contenido de humedad de 1 aceite aislante mediante titulación por método Karl Fischer (por medición de la variación en la conductividad de una muestra de aceite a la que se le agrega paulatinamente un reactivo que neutraliza la conductividad del agua) y tiene un nivel de precisión bastante alto. La presencia de humedad en el aceite dieléctrico es indeseable ya que reduce la capacidad del mismo para soportar esfuerzo eléctrico (Gil , 2008).

El contenido de humedad del aceite se presenta en partes por millón o miligramos de agua por kilogramo de líquido aislante). Por si misma y, en especial, para los transformadores inmersos en aceite mineral, la estimación en partes por millón ppm) del contenido de humedad no es suficiente para evaluar la condición de humedad en el equipo ya que la humedad se concentra en solución en diferentes proporciones en el aceite y en la parte activa según la temperatura del aceite y la de la parte activa (los aislantes de la parte activan y el líquido dieléctrico presentan condiciones de solución variable según la temperatura). El método normalizado para establecer el contenido de humedad en el aceite dieléctrico es el ASTM D 1533 y el equipo que se indica para el efecto es el titulador coulométrico. La Figura 4 muestra un coulómetro comercial (Pinzón-Villarreal, 2019).

Los valores límite para este ensayo, según las características del transformador, se indican en la Tabla 7.

Figura 6.
Coulómetro Comercial



Nota: Figura tomada de Titulador Karl Fischer Coulometrico si Titroline 7500kf trace (RSU Labsupply, s.f.)

➤**Color.** El cambio de color es un indicio de las condiciones de contaminación y/o de la degradación del aceite dieléctrico. Un oscurecimiento del aceite concurrente con un aumento en el número de neutralización (TAN) se puede relacionar directamente con degradación en tanto que esta condición en ausencia de un cambio en el número de neutralización es un posible indicio de contaminación (Pinzón-Villarreal, 2019). La prueba consiste en efectuar una comparación contra un patrón de colores estándar a los que se les ha asignado una numeración preestablecida.

El análisis de color está normalizado en el estándar ASTM D 1500, en el cual se indica que los equipos utilizados para llevar a cabo este ensayo se necesita un colorímetro, el cual es en esencia un dispositivo con fuente de luz, patrones de vidrio de colores según el estándar, recipiente contenedor de la muestra con tapa y una pieza para visualización y contenedor de muestra (Pinzón-Villarreal, 2019). Esta prueba por sí sola no es una guía para determinar la calidad del aceite, pero da una idea global de su estado de deterioro.

Los valores límite para este ensayo, según las características del transformador, se indican en la Tabla 7.

➤**Factor de Potencia.** El factor de potencia es una medida de las pérdidas resistivas a través del aceite y se establece al comparar la proporción entre la componente resistiva y la componente inductiva que resultan al aplicar un campo alternante a un volumen específico de aceite dieléctrico (Pinzón-Villarreal, 2019). Las pérdidas resistivas mencionadas obedecen a la presencia de partículas contaminantes, agua y/o radicales ácidos libres en solución resultantes de la degradación del aceite.

La medida de factor de potencia en aceites y fluidos dieléctricos se realizan, por lo general, a dos temperaturas: 25 °C y 100 °C y ello tiene como objeto permitir hacer una discriminación de la causa más probable de la condición identificada. El método normalizado es el descrito en el estándar ASTM D924

Los valores límite para este ensayo, según las características del transformador, se indican en la Tabla 7.

➤ **Análisis del contenido de inhibidor en el Aceite.** Es de suma importancia realizar la prueba para conocer el contenido de inhibidor de oxidación del aceite de un equipo en servicio como una medida de su susceptibilidad a deteriorarse por procesos de envejecimiento ya que en la mayoría de los casos el aceite no comenzará el proceso de envejecimiento por acción de la oxidación, si se cuenta con la presencia de una cantidad suficiente de inhibidor de oxidación. De otro lado, un exceso de inhibidor también resulta ser un problema en la medida en que el inhibidor en exceso se comporta como un contaminante del fluido dieléctrico.

Existen dos métodos de prueba normalizadas para el inhibidor de oxidación. Ambos métodos detectan los dos componentes, DBPC y DBP, utilizados como antioxidantes en el aceite del transformador y presentan su contenido combinado como el contenido total de inhibidor de oxidación. Los métodos normalizados para medir el contenido de inhibidor son el ASTM D 2668 y el ASTM D 4768 (Pinzón-Villarreal, 2019).

➤ **Número de Neutralización.** El número de neutralización de un líquido aislante dieléctrico es la medida de la concentración de componentes ácidos presentes en él. Para el caso de aceites nuevos, la presencia de radicales ácidos, en la práctica, es muy pequeña y obedece a tolerancias del proceso de refinación y de ahí la importancia de tener una medida inicial para efectos de seguir la evolución del comportamiento del fluido en el tiempo. Para el aceite en

servicio, el incremento en el número ácido es una medida del crecimiento de subproductos derivados de la oxidación del aceite que en la práctica tienen una incidencia bastante severa en su desarrollo. El número de neutralización es una guía objetiva para determinar cuando el aceite debe ser tratado químicamente o reemplazado. La medida se hace por titulación empleando una solución de hidróxido de potasio y se mide en términos de la cantidad de reactivo necesaria para neutralizar el contenido ácido de una muestra de un gramo de aceite.

A medida que el aceite se deteriora el número de neutralización o acidez en el aceite aumenta de manera progresiva debido a que el aceite es un hidrocarburo saturado no polar que, cuando se degrada por oxidación, da paso a la formación de carboxílicos.

El principio de ensayo parte del hecho de que los ácidos contenidos en la muestra del aceite dieléctrico, se pueden neutralizar con una base estandarizada, mediante titulación química para efectos de titulación. La medida de acidez se da en términos de la cantidad de reactivo necesario para neutralizar la acidez de la muestra para un volumen determinado de aceite (mgKOH / g aceite).

La presencia de ácidos orgánicos en los sistemas de aislamiento de los transformadores de potencia resulta ser muy dañina, sobre todo cuando se combina con un alto contenido de humedad, ya que genera procesos de corrosión de los metales. Otra consecuencia de un proceso avanzado de degradación es la formación y acumulación de lodos sobre las superficies internas del equipo, siendo particularmente grave para los aislamientos y los ductos de refrigeración de las bobinas (en casos críticos esto afecta severamente el ciclo de refrigeración del transformador). El método normalizado para el análisis de aceite es el ASTM-D-974

Los valores límite para este ensayo, según las características del transformador se indican en la Tabla 7. La Figura 7 muestra un arreglo para ensayo de número de neutralización:

Figura 7.

Arreglo para Ensayo de Número de Neutralización



Nota: Imagen tomada de “Wt-Tt-5B-Y Titulador automático de titulación potenciométrica” (Made in China, s.f.).

➤ **Gravedad específica.** La gravedad específica de un aceite aislante, es la relación de los pesos a igual volumen de aceite y agua a temperatura ambiente 20°C. La medida de la gravedad específica sirve para establecer una medida relativa de la degradación del aceite (la comparación es válida al hacerla en términos de la evolución en un mismo equipo. El método normalizado para este ensayo es el ASTM D-1298

Los valores límite para este ensayo, según las características del transformador, se indican en la Tabla 7.

➤ **Viscosidad.** La viscosidad del aceite aislante, que en esencia es la resistencia a un flujo continuo sin turbulencia (flujo laminar), se establece a través de la medición del tiempo del flujo de una cantidad normalizada de aceite bajo condiciones controladas. Un acentuado crecimiento de la viscosidad acompañada de un incremento del número de neutralización y una intensificación en el color puede indicar un nivel grave de degradación del aceite. La viscosidad se establece con base en el método normalizado ASTM D-83.

➤ **Análisis del contenido de PCB.** “Los compuestos bifenil Clorados (PCB) constituyen una familia de hidrocarburos aromáticos clorados sintéticos, que tienen propiedades térmicas, dieléctricas y de estabilidad química particularmente buenas” (Pinzón-Rincón, 2015, p. 9). Este hecho motivó que en el pasado estos se emplearan de manera masiva en la fabricación de equipos eléctricos de potencia. Desafortunadamente, en su momento no se evaluaron debidamente sus inconvenientes para el medio ambiente y la salud humana y solo fueron prohibidos cuando ya había un número importante de equipos en servicio conteniendo esta clase de dieléctrico. Dado que los equipos son susceptibles a contaminarse de manera cruzada (por ejemplo, cuando un proveedor de servicios de tratamiento de aceite realiza un trabajo sobre un equipo conteniendo PCB's y luego efectúa una operación sobre otro equipo que originalmente no fue llenado con este tipo de compuestos), es una práctica regular realizar pruebas de contenido de PCB's sobre los equipos. Un equipo se considera contaminado si su contenido es superior a 50 ppm. Este ensayo se rige por el método descrito en el estándar 9079US EPA SW-846.

2.2 Marco Conceptual

Bajo el concepto de gestión de activos, todo parecería reducirse a comparar valores de índices de condición y de criticidad, o el resultado de sus productos, para tomar decisiones objetivas de mantenimiento y para fijar prioridades. Tal apreciación sería completamente cierta si en la práctica fuera posible establecer de manera simple y directa tales índices. No obstante, ello no es así y llegar a caracterizaciones razonables implica por una parte la disponibilidad organizada de múltiples datos representativos de la condición de los equipos y una métrica razonable de los impactos derivados de su falla y de su no disponibilidad y por otro lado de una metodología muy rigurosa para procesar dicha información de modo que esta se pueda reflejar en una serie de valores representativos y útiles. El objetivo de este trabajo no es profundizar en este problema complejo,

que, aún con guías, no es fácil de resolver, sobre todo en lo que concierne a los índices de condición. Una clara muestra de la cantidad de variables involucradas en un análisis de este tipo es el planteamiento que se hace al respecto en el documento “DNO Common Network Asset Indices Methodology” de la OFGEM

Aun hablando de un solo tipo de equipo, lo concerniente a la caracterización de condición no es un tema simple en manera alguna. Para el caso que nos ocupa, es decir, para los transformadores de potencia, el índice de condición es el resultado de la combinación de múltiples diagnósticos, de los cuales, el análisis fisicoquímico, que es la técnica sobre la que se centra este documento, es tan solo una parte.

Teniendo como base este contexto, es claro que los análisis de aceite son fundamentales para efectos de tomar decisiones de mantenimiento físico o químico de los aceites dieléctricos en servicio son relevantes para el diagnóstico y la estimación de probabilidad de falla de los equipos a los que están asociados, pero sus resultados no son el único elemento de juicio para el efecto (Gil , 2008).

De cualquier modo, es importante poder asegurar su confiabilidad ya que la falta de esta, o los errores en la interpretación de resultados, deriva en decisiones equivocadas, riesgos para los equipos y pérdidas financieras significativas por mal uso de recursos de mantenimiento o por lucro cesante de equipos que no fueron atendidos en la forma en la que realmente lo requerían.

Con frecuencia, los factores que pueden afectar la confiabilidad en los resultados de los ensayos de laboratorio y hacen que estos muestren panoramas peores, en algunos casos en condiciones extremas. De otro lado, tratándose de parámetros de evaluación que en su mayoría corresponden a variables continuas, hacen muy complejo la toma de decisiones que pueden resultar ser radicalmente distintas con base en meros valores límite.

La confiabilidad de los resultados de los ensayos de aceite dieléctrico depende en gran medida de la toma y la manipulación de la muestra en campo y del proceso que se hace en el laboratorio, incluyendo el manejo físico dentro del mismo. Por otra parte, el diagnóstico depende de la confiabilidad de los resultados, del método y/o los criterios de análisis y de la habilidad y experiencia del analista.

Esto hace que sea muy importante poder disponer de una solución que permita tanto validar la consistencia de los resultados como mejorar la calidad del diagnóstico.

Los inconvenientes de confiabilidad en los resultados de los ensayos dieléctricos, y en general en cualquier tipo de ensayo de valoración de condición tomado como base para calcular índices de confiabilidad no son tolerables ni para las estrategias convencionales de mantenimiento, ni mucho menos para un esquema de trabajo basado en la filosofía de gestión de activos.

En términos de los ensayos fisicoquímicos de aceite, que son el eje de este trabajo, hay dos aspectos que resultan ser fundamentales:

- La confiabilidad de los resultados
- El diagnóstico con base en los resultados.

En este sentido, los esfuerzos se deben orientar a identificar, analizar y adoptar diferentes alternativas para mejorar la confiabilidad de los resultados de ensayos de aceites dieléctricos y desarrollar una técnica eficaz para reconocer posibles condiciones de desviación.

En el marco teórico se describieron los principales ensayos que de manera genérica se denominan como Físico-Químicas. Las pruebas de cromatografía en realidad están orientadas a valorar la condición de la parte activa del transformador en servicio y por ello no forman parte del análisis involucrado de este proyecto.

Las pruebas físico-químicas que se hacen usualmente para el diagnóstico del aceite dieléctrico y que van a ser consideradas en el desarrollo subsecuente de este trabajo:

- Color
- Acidez
- Densidad
- Tensión Interfacial
- Contenido de Humedad
- Rigidez Dieléctrica

De estas pruebas, aquellas cuyos resultados se afectan fácilmente por la manipulación errónea en la toma de la muestra y/o en el transporte son: Tensión Interfacial, Contenido de Humedad y Rigidez Dieléctrica, ello debido a que el aceite es muy higroscópico y captura fácilmente contaminantes pequeños presentes en el medio ambiente (Pinzón-Villarreal, 2019).

La absorción de humedad y de contaminantes pequeños no solo aumenta el contenido de humedad y reduce la tensión interfacial, respectivamente, sino que también reduce drásticamente la rigidez dieléctrica y esta se relaciona con la capacidad del aceite para soportar el esfuerzo eléctrico, por lo tanto, este es un parámetro crítico dentro del servicio del equipo.

Así, los análisis realizados sobre muestras alteradas pueden llevar fácilmente a la conclusión errónea de que un equipo que en realidad se encuentra en buenas condiciones, requiere ser intervenido con urgencia para evitar una posible falla catastrófica.

A la posibilidad de contaminación se deben sumar otros factores que también resultan ser críticos:

- a- La confiabilidad en el procesamiento de las muestras

b- Los posibles sesgos de las personas o compañías involucradas en el análisis y diagnóstico (por ejemplo, por intereses de tipo comercial o de responsabilidad sobre los equipos).

Salvo los casos de sesgos mencionados, los problemas en el muestreo y en el procesamiento de las muestras casi invariablemente derivan en un diagnóstico de una condición inferior a la real (ello debido a que los parámetros más susceptibles de degradarse son el contenido de humedad, la tensión interfacial y la rigidez dieléctrica).

2.3 Marco Legal

Dentro del contexto del trabajo las regulaciones y normatividad aplicable son:

- a).ISO/IEC 17025:2017.
- b). Resolución 318 de febrero 14 del 2000: Se establece las condiciones técnicas para el manejo, almacenamiento, transporte, utilización y disposición de aceites usados.
- c). Resolución No. 1741 del 24 octubre de 2016: Modifica resolución 222 de 2011 y se adoptan atrás disposiciones ambientales

3. Resultados

3.1 Actividades Adelantadas

3.1.1 Revisión de la metodología de toma de muestras y de transporte

Para efectos de plantear alternativas para mejorar la metodología de recolección y transporte de muestra se ha emprendido una revisión crítica del procedimiento interno para recolección de muestras de la Compañía y para el efecto se está teniendo en cuenta la literatura disponible para efectos de redefinirla de manera racional. Uno de los principales inconvenientes que se están observando en ese proceso es que algunos autores recomiendan que antes de tomar la

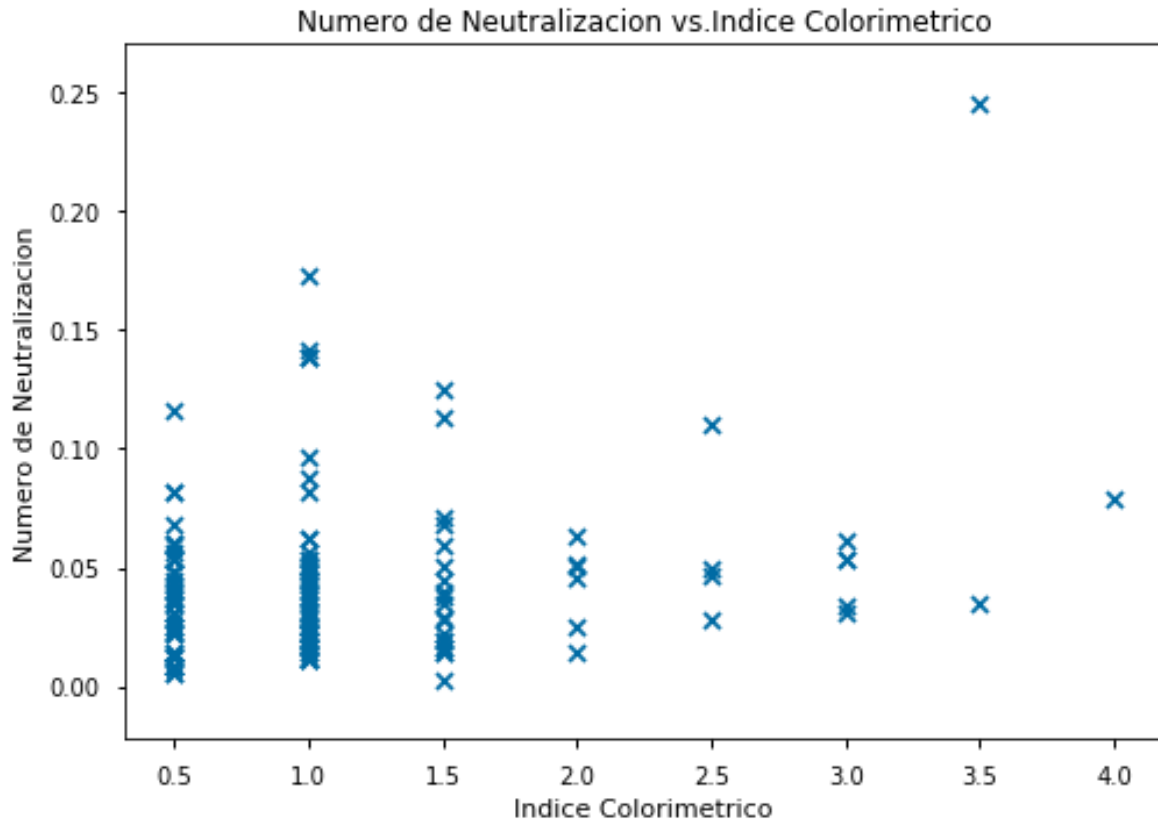
muestra se debe dejar fluir una cantidad semejante al volumen de la muestra que se va a tomar bajo la premisa de que ello asegura que los elementos contaminantes en la válvula de muestreo van a ser removidos con esta práctica. No obstante, esta recomendación va en contravía de las buenas prácticas ambientales porque resulta en mayor cantidad de fluido para disposición (de hecho, el aceite dieléctrico ha sido clasificado como un líquido peligroso y ello es un inconveniente desde el punto de logística y costos de disposición) y, además, implica un impacto representativo en equipos que contienen volúmenes limitados de aceite, como por ejemplo transformadores de distribución de menos de 300 kVA. El hecho es que, en equipos tan pequeños, la pérdida de un volumen entre uno y dos litros por muestreo puede ser crítico en unos pocos años de uso bajo un programa regular de ensayos.

3.1.2 Análisis de alternativas para asegurar la confiabilidad en los resultados y para mejorar el diagnóstico

En lo concerniente a la identificación de alternativas para asegurar la confiabilidad en los resultados y para mejorar el diagnóstico de aceites dieléctricos se adelantó la recolección de una serie de datos disponibles acerca de ensayos fisicoquímicos de aceite dieléctrico, los cuales fueron organizados y tabulados para poder procesarlos de manera masiva. Estos datos corresponden a una serie de muestreos realizados por la firma INESSMAN LTDA en el año 2009 sobre una serie de transformadores con potencias en el rango de 300 kVA a 20 MVA, y niveles de tensión primaria de 115 kV y 34.5 kV en dos locaciones de producción de crudo en el Departamento del Huila.

Figura 8.

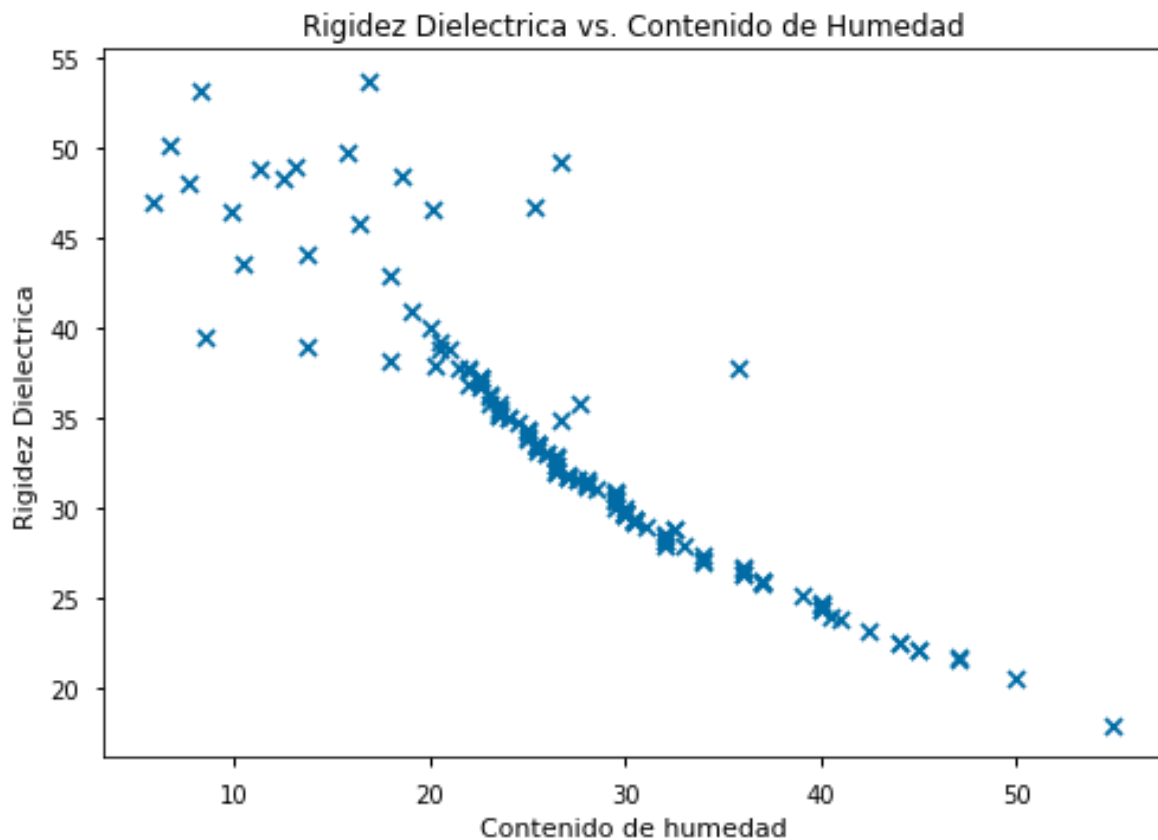
Relación Número de Neutralización vs. Índice Colorimétrico



Nota: Figura elaborada por el autor.

Para efectos de determinar si, como se planteó al inicio de este proyecto, era viable enfocar el trabajo en buscar la manera de utilizar técnicas avanzadas de procesamiento y análisis para no depender de manera exclusiva en conocimiento experto (experto humano) y, a la vez, para poder validar la consistencia de los conjuntos de datos entregados por el laboratorio, se adelantaron verificaciones cualitativas sobre las posibles relaciones entre las variables involucradas sobre ese grupo de datos y también se adelantó un análisis de correlación y la consecuente generación de un mapa térmico de la matriz de correlación correspondiente. Las Figuras 8 a 12 muestran el comportamiento relativo entre algunas de las principales variables que se sabe tienen interrelación. La tabla 13 y la Figura 11 ilustran el nivel de correlación relativo entre variables.

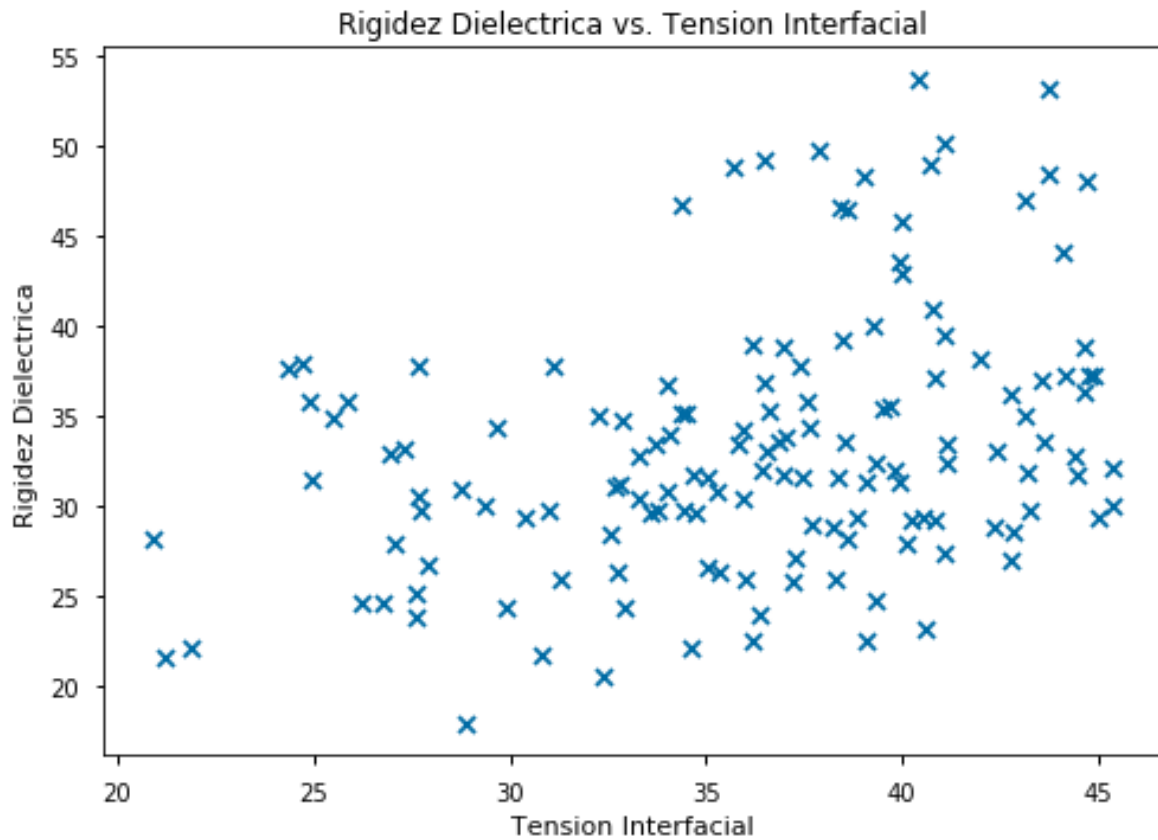
Figura 9.

Relación Rigidez Dieléctrica vs. Contenido de Humedad

Nota: Figura elaborada por el autor.

Al revisar la matriz de correlación y el mapa térmico correspondiente se aprecia que para el conjunto de muestras los niveles de correlación más altos se presentan para los siguientes pares de variables:

- a) Rigidez Dieléctrica vs. Contenido de Humedad
- b) Índice de Color vs. Tensión Interfacial
- c) Gravedad Específica vs. Rigidez Dieléctrica
- d) Tensión Interfacial vs. Contenido de Humedad
- e) Contenido de Humedad vs. Número de Neutralización
- f) Rigidez Dieléctrica vs. Número de Neutralización

Figura 10*Relación Rigidez Dieléctrica vs. Tensión Interfacial*

Nota: Figura elaborada por el autor.

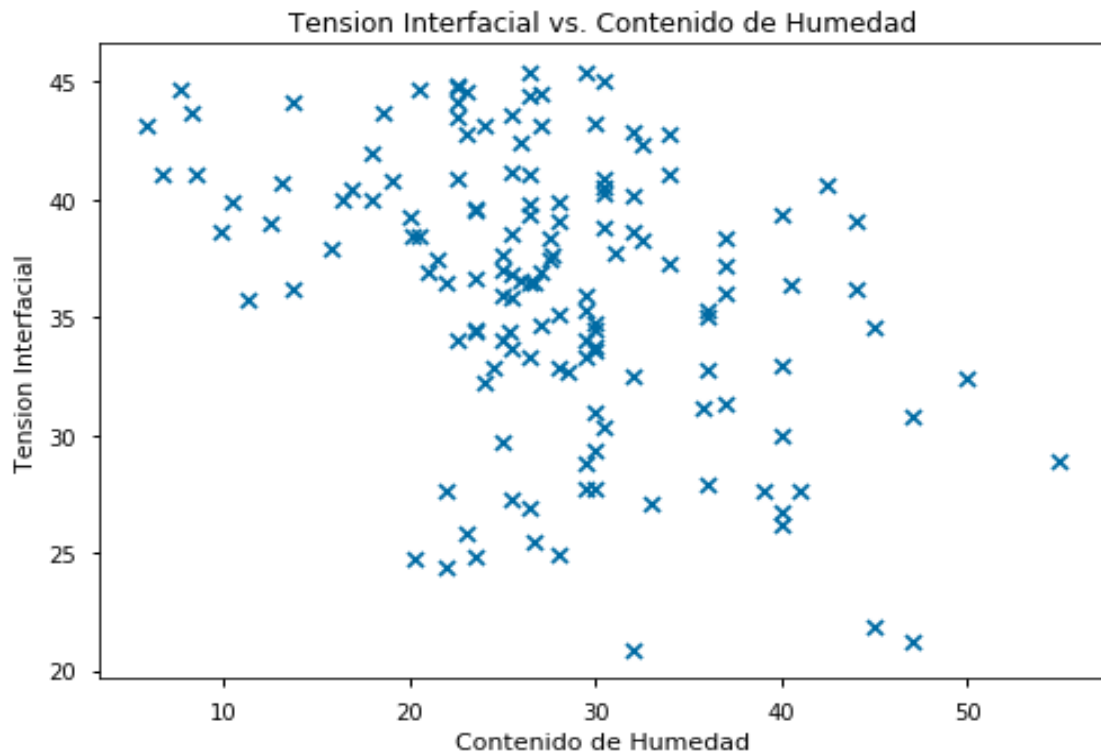
Con respecto a las gráficas, a la luz de los resultados de los cálculos de la matriz de correlación, es pertinente hacer los siguientes comentarios:

a) La correlación entre el parámetro de Índice de Color y otros parámetros representativos del proceso de deterioro del aceite se ve afectada de una manera bastante seria por el hecho de que este se establece a través de una discretización para poder darle manejo por técnica de comparación, con la intervención directa de un operador humano. Si a futuro la norma se modifica y se establece la posibilidad de establecer valores continuos, aprovechando las nuevas tecnologías de discernimiento cromático, es razonable esperar que se puedan establecer niveles de correlación

más altos. De hecho, dada la correlación identificada entre el Índice de Color vs. Tensión Interfacial es razonable suponer que en la práctica esta es en realidad mucho más alta, y que, bajo el uso de las técnicas actuales, ella queda oculta por la condición discreta del parámetro de Índice de Color.

Figura 11.

Relación Tensión Interfacial vs. Contenido de Humedad



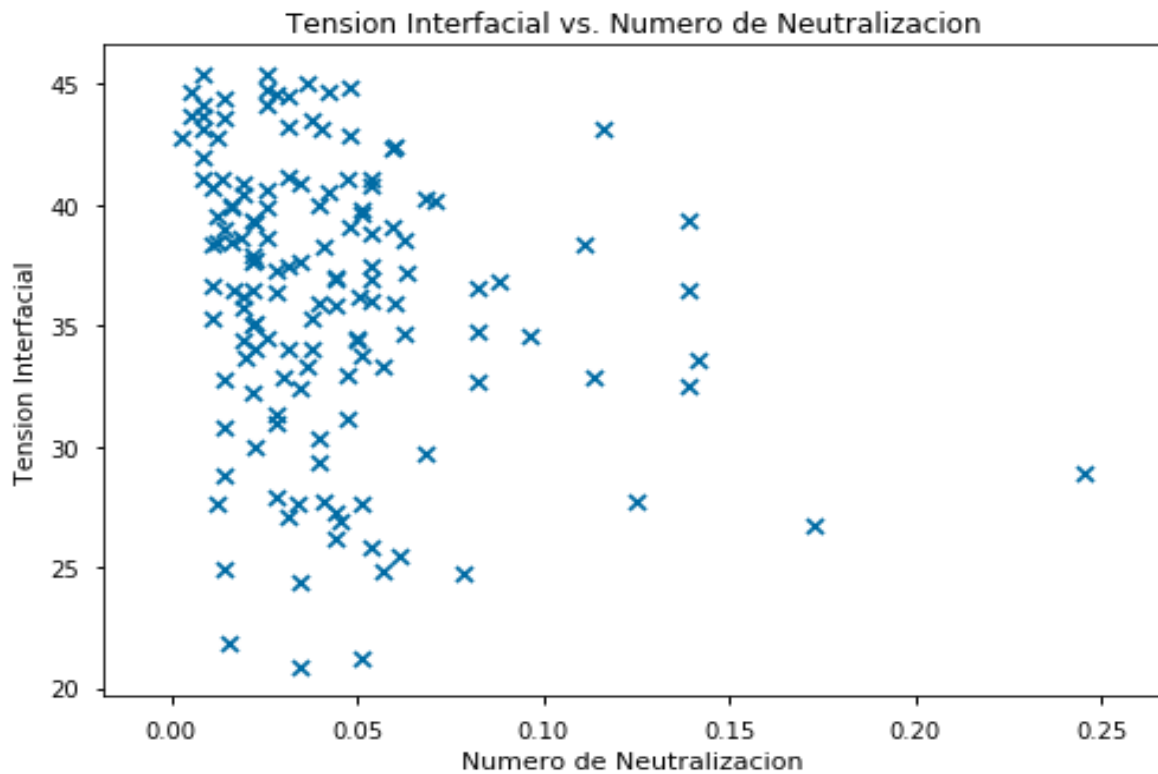
Nota: Figura elaborada por el autor.

b) La posibilidad de establecer una relación matemática entre los parámetros de contenido de Rigidez Dieléctrica vs. Contenido de Humedad como un punto de prueba de consistencia entre los parámetros en cuestión parece ser bastante viable, pero es evidente que bajo determinadas circunstancias se pueden tener valores de dispersión altos en comparación con los esperados, posiblemente por la presencia de contaminantes y residuos de degradación.

c) En cuanto a las demás correlaciones identificadas, estas en principio parecen no ser tan fuertes, pero ello podría obedecer a la susceptibilidad a variar ante influencias externas (contaminación con agua o partículas externas) por parte de uno o de ambos componentes del conjunto.

Figura 12.

Relación Tensión Interfacial vs. Número de Neutralización

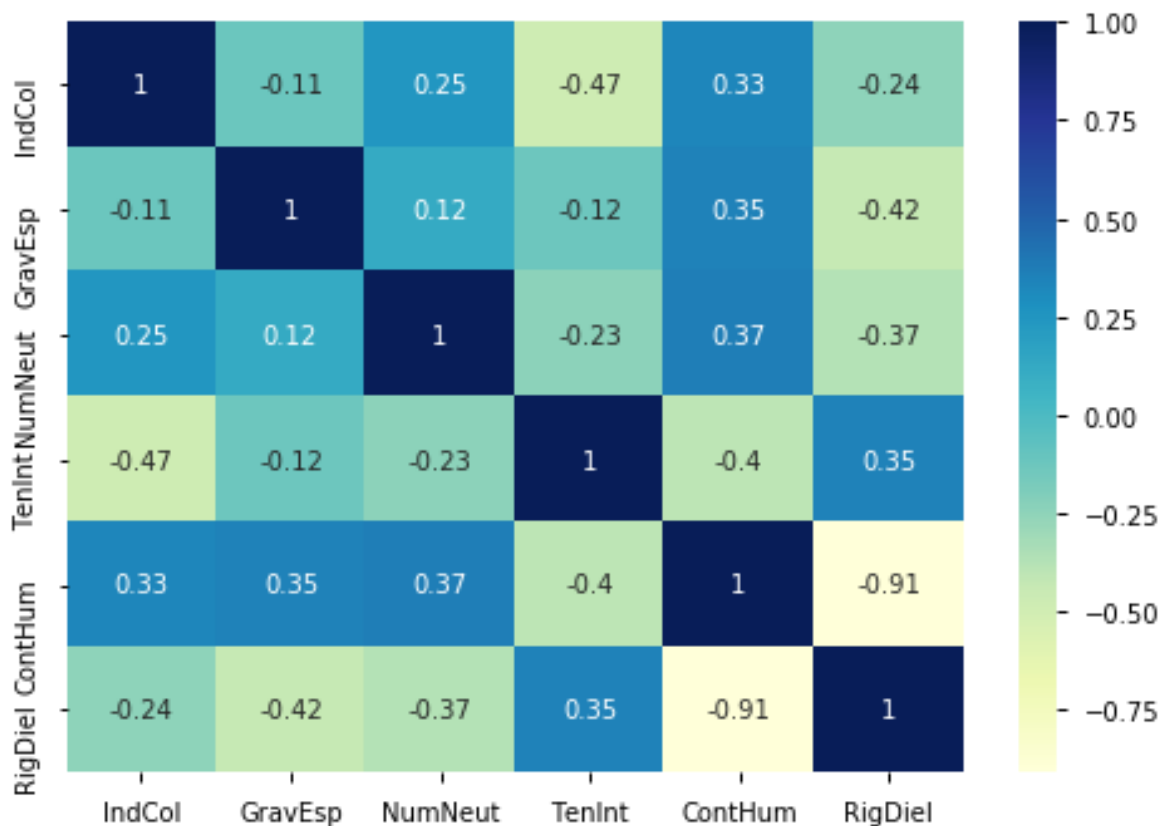


Nota: Figura elaborada por el autor.

Tabla 11.*Matriz de Correlación entre las Variables del Conjunto de Datos de Ensayos Dieléctricos*

	IndCol	GravEsp	NumNeut	TenInt	ContHum	RigDiel
IndCol	1.000000	-0.111907	0.253027	-0.473440	0.334417	-0.240714
GravEsp	-0.111907	1.000000	0.121158	-0.118812	0.351618	-0.424316
NumNeut	0.253027	0.121158	1.000000	-0.233189	0.370872	-0.366633
TenInt	-0.473440	-0.118812	-0.233189	1.000000	-0.399284	0.353362
ContHum	0.334417	0.351618	0.370872	-0.399284	1.000000	-0.908559
RigDiel	-0.240714	-0.424316	-0.366633	0.353362	-0.908559	1.000000

Nota: Figura elaborada por el autor.

Figura 13.*Mapa Térmico de la Matriz de Correlación entre las Variables del Conjunto de Datos de Ensayos**Dieléctricos*

Nota: Figura elaborada por el autor.

A continuación, se plantean algunos comentarios acerca de las correlaciones evidenciadas:

3.1.2.1 Correlación rigidez dieléctrica vs. contenido de humedad. Esta correlación de tipo negativo (cuando aumenta el contenido de humedad se reduce la rigidez dieléctrica), se deriva del efecto de aumento en la conductividad y de la pérdida de homogeneidad de la matriz del aceite que introduce el agua en las diferentes formas en las que puede estar presente en el aceite. Es importante anotar que el carácter higroscópico del aceite determina que, ante una mala manipulación, bien sea en el momento del muestreo o en el de procesar la muestra para efectuar los ensayos, necesariamente habrá absorción de humedad presente en la atmósfera y que ello afectará gravemente la calidad de los resultados, como se desprende de lo observado en la gráfica. Lo concerniente al manejo de la muestra para la prueba está por fuera del control de la Empresa, ya que es algo que concierne exclusivamente al Laboratorio donde se lleva a cabo el análisis y en esa medida lo único que se puede hacer concierne al muestreo, el embalaje y los medios de transporte, y ello forma parte del alcance propuesto para el presente trabajo, ya que es uno de los aspectos a controlar para mejorar la calidad de los resultados.

3.1.2.2 Índice de color vs. tensión interfacial. El índice de color aumenta en la medida en que el proceso de degradación del aceite avanza y se relaciona con los residuos que generan los procesos de polimerización y/u oxidación de las cadenas alifáticas o aromáticas contenidas en la base del aceite. De otro lado, estos residuos tienden a reducir la tensión interfacial de manera progresiva al ir aumentando su concentración.

Considerando lo indicado anteriormente, la correlación negativa identificada para las variables es consistente con lo esperado. Así, al observar colores intensos en el aceite dieléctrico es razonable esperar que los valores de tensión interfacial para las muestras correspondientes van a ser bajos.

La correlación entre estas variables sería vulnerable a las alteraciones que podría sufrir la Tensión Interfacial como consecuencia de contaminación con agua o con partículas extrañas por mala manipulación desde su extracción hasta su procesamiento y en esa medida sería uno de los aspectos sobre los que tendría influencia el presente trabajo.

3.1.2.3 Gravedad específica vs. rigidez dieléctrica. Se observa una correlación negativa entre la gravedad específica y la rigidez dieléctrica, la cual podría explicarse en el hecho de que a menor densidad hay mayor movilidad molecular y ello facilita la redistribución de las partículas ante las condiciones de campo eléctrico, de modo que los gradientes de voltaje son soportados en una mejor manera, alcanzándose mayores niveles de rigidez dieléctrica.

Dada la baja correlación que tiene la Gravedad Específica con otros parámetros, esta relación en esencia prácticamente solo se vería afectada por las alteraciones que podría sufrir la Rigidez dieléctrica y, en esa medida, podría ser un parámetro de control de consistencia.

3.1.2.4 Tensión interfacial vs. contenido de humedad. Esta correlación de tipo negativo (cuando aumenta el contenido de humedad se reduce la tensión interfacial) obedece a la pérdida de homogeneidad que introduce el agua en solución en la matriz del aceite, se deriva del efecto de aumento en la conductividad y de la pérdida de homogeneidad de la matriz del aceite que introduce el agua en las diferentes formas en las que puede estar presente en el aceite. Al igual que en el caso de la correlación Rigidez Dieléctrica vs. Contenido de Humedad el carácter higroscópico del aceite determina que, ante una mala manipulación, bien sea en el momento del muestreo o en el de procesar la muestra para efectuar los ensayos, habrá absorción de humedad presente en la atmósfera y que ello afectará la calidad de los resultados, aunque no con un nivel de impacto tan severo como en el caso Rigidez Dieléctrica vs. Contenido de Humedad por el nivel de correlación involucrado.

Este es otro de los aspectos sobre los que se espera una mejora significativa con el desarrollo del proyecto hasta su etapa final en cuanto a la revisión de la toma y transporte de muestras.

3.1.2.5 Contenido de humedad vs. número de neutralización. Hay una moderada correlación positiva entre el Contenido de Humedad y el Número de Neutralización y ello es razonable en la medida en que la titulación potenciométrica puede verse afectada por el contenido de humedad presente en la muestra (de hecho, el método Karl Fischer para medición de contenido de humedad es un método de titulación potenciométrica).

Dada la correlación del número de neutralización con otros parámetros no es posible establecer una relación unívoca entre estos parámetros para control de consistencia de resultados.

3.1.2.6 Rigidez dieléctrica vs. número de neutralización. Hay una moderada correlación negativa entre la Rigidez Dieléctrica y el Número de Neutralización y ello es razonable en la medida en que con el aumento en el nivel de degradación del aceite aumenta la cantidad de residuos de degradación que hacen perder homogeneidad a la matriz del aceite.

Dada la correlación del número de neutralización con otros parámetros no es posible establecer una relación unívoca entre estos parámetros para control de consistencia de resultados.

Lo encontrado en cuanto a las correlaciones entre los parámetros usualmente utilizados indica que, en general, estas son bastante complejas. Esto sumado al hecho de que entre las variables hay una que es discreta (índice de color) y a que forman un conjunto limitado (información parcial de estado) no resulta práctico entrar a buscar la forma de describirlas en términos de ecuaciones paramétricas.

En condiciones normales una persona con el entrenamiento y experiencia suficientes puede determinar con un nivel razonable de acierto si un conjunto de resultados es consistente al tener la

oportunidad de hacer comparaciones con información previa, con resultados obtenidos paralelamente y mediante consulta de fuentes especializadas, entre otras opciones, y, de la misma forma, puede llegar a emitir un concepto acorde con la condición de la muestra analizada. No obstante, tal metodología no puede ser puesta en términos de un procedimiento para que sea repetido por una persona en formación o ser implementada en medios electrónicos de cálculo convencionales (por ejemplo, una hoja de cálculo formulada en Excel).

Una forma de establecer un mecanismo de validación de consistencia y de efectuar un diagnóstico automático podría ser empleando un sistema de clasificación binario o multiestado (por recurrencia de clasificación binaria) en dos etapas. La primera etapa sería un sistema de clasificación binaria (confiable – no confiable) o multiestado (altamente confiable, confiable, medianamente confiable, poco confiable, no confiable) para decidir si vale la pena entrar a analizar los resultados y si se puede tomar una decisión de mantenimiento con base en dicho análisis. La segunda etapa sería también un sistema de clasificación binaria (bueno – malo), o multiestado (excelente, bueno, aceptable, deficiente, malo) para calificar el estado del aceite según los valores de sus parámetros en conjunto.

Para efectos de desarrollar el sistema mencionado en principio se podría trabajar con el conjunto de muestras con las que se adelantaron los primeros pasos de este proyecto, pero para entrar a desarrollar una herramienta de alta confiabilidad con esta metodología, sería conveniente contar con una base de datos mucho más amplia (del orden de miles de muestras) como la que podría tener un laboratorio que lleva varios años de actividad (por ejemplo el laboratorio del CIDET, el antiguo laboratorio de ISA).

Los datos deben ser analizados por un experto en diagnóstico para que agregue dos variables asociadas a cada muestra en la forma que se indica a continuación: una variable de

confiabilidad de la muestra para todo el conjunto y una variable de diagnóstico solo para aquellas muestras cuya variable de confiabilidad indique que son aptas para diagnóstico. El conjunto completo de variables sería usado para entrenar el sistema de discriminación de confiabilidad y el subconjunto de muestras confiables sería usado para entrenar el sistema de diagnóstico.

Otra alternativa para mejorar la confiabilidad y la repetibilidad en la clasificación de condición que se propuso inicialmente es emplear los criterios de aceptación no como un límite estricto, sino como el centro de una frontera difusa entre los estados bueno y malo o aceptable e inaceptable para cada parámetro y sobre esa base generar el diagnóstico general de la muestra. Para este efecto el punto de partida sería la tabla 9, que establece límites según condición (aceite nuevo o usado) y según nivel de tensión para construir matrices de grado de pertenencia para cada categoría. Esta estrategia no sería aplicable para efectos de discriminación de la confiabilidad y consistencia de los parámetros de la muestra ya que esta última clasificación no obedece a los valores absolutos que tienen los parámetros, sino a sus relaciones mutuas, y estas difícilmente pueden ser representadas en términos de relaciones matemáticas, de forma que puedan ser establecidos índices de pertenencia. Por el contrario, para el caso de diagnóstico hay valores límite preestablecidos por parámetro (los indicados en la Tabla 7) y por ello la definición de valores de pertenencia es directa, de modo que la metodología se puede aplicar sin mayores dificultades.

Entre diferentes opciones, las dos alternativas podrían combinarse por ejemplo en una solución que valide la consistencia de la muestra por clasificación binaria (o clasificación multiestado) y que establezca un diagnóstico cruzado usando tanto clasificación multiestado, como lógica difusa para una mayor confiabilidad.

3.2 Actividades Proyectadas

Las actividades que se proyecta realizar a continuación son las siguientes:

a. Completar la revisión de la metodología de recolección y transporte de muestra y validar su resultado mediante pruebas en campo, preferiblemente por comparación (toma de la muestra con el método nuevo y toma de muestra testigo usando la metodología actual, obrando de manera semejante en lo concerniente al envío de la muestra a laboratorio).

b. Con el apoyo de personal experto se obtendrán dos clasificaciones para el set de datos de ensayos que se tiene disponible, de manera que se tenga una variable asociada a la confiabilidad de la muestra, y una variable de condición del aceite para aquellos casos en los que la muestra sea considerada confiable (excelente, bueno, regular, aceptable, malo, crítico).

c. Con base en el set de datos revisado y ajustado por personal experto, y con apoyo externo se empleará una herramienta de analítica de datos (por ejemplo, Matlab) para crear un sistema de aprendizaje que se entrenará con dicho set. Se harán pruebas de consistencia con muestras externas, contando con el apoyo de personal experto para validar la confiabilidad de la herramienta.

d. Con apoyo externo y empleando una herramienta de analítica de datos se definirá la metodología para plantear, reducir y procesar las matrices de índices de pertenencia, para obtener una caracterización de condición de muestras procesadas. Esta metodología no depende en manera alguna del procesamiento de la base de datos de medidas, sino de los criterios binarios (bueno – malo) basados en valores límite de la Tabla 7.

e. Con las herramientas ya desarrolladas se repetiría el paso “b” sobre una base de datos mucho más amplia (del orden de miles de muestras) y se adelantaría el reentrenamiento de las herramientas de clasificación binaria desarrolladas, según se describe en el paso “c”.

f. La herramienta desarrollada se podría emplear a usar a manera de piloto con clientes y otros entes externos.

g. La metodología desarrollada podría ser ajustada para implementar herramientas de discernimiento sobre resultados de ensayos, para definir de una manera más objetiva índices de condición de equipos.

4. Conclusiones

El presente trabajo se centra en un conjunto limitado de parámetros para la evaluación de un tipo particular de activo (para evaluar objetivamente la condición de un transformador y estimar adecuadamente su susceptibilidad a fallar, en la práctica, se requiere de evaluar muchos más parámetros) y, en el desarrollo de las actividades propias del mismo, ha resultado evidente que no es fácil ni estandarizar ni automatizar un proceso de diagnóstico de esta naturaleza, si bien ello es viable con las nuevas tecnologías de procesamiento de información disponible.

No obstante, es claro que, aun llegando a una solución práctica para el caso que nos ocupa, su aplicación en el análisis de grandes conjuntos de muestras implica un desarrollo adicional considerable. Para una solución de alta confiabilidad, al menos en términos de los sistemas de clasificación binaria y/o multiestado propuestos se requiere adelantar el entrenamiento respectivo contando con bases de datos de aceites del orden de miles de datos.

Si bien el Proyecto y lo que se ha discutido en el presente documento se ha centrado en aceites minerales, independientemente de que estos sean de base alifática o nafténica, la metodología planteada es aplicable sin mayores ajustes a aceites de origen vegetal, como quiera que los procesos de deterioro son semejantes a los de los aceites minerales, los parámetros de valoración de condición son los mismos y las relaciones mutuas entre estos siguen patrones semejantes.

Si bien existen diversas metodologías para implementar programas de gestión de activos, es un hecho que no se trata de un proceso simple, en manera alguna. Uno de los principales

inconvenientes concierne a la determinación de los índices de condición (“health index”) de los equipos, o, en su defecto, índices de propensión a fallar o la probabilidad de falla misma. En este sentido hay varios problemas de fondo, que en la práctica pueden ser subestimados:

a) Discernir de manera adecuada que activos deben ser considerados en el programa de gestión de activos (cuanto mayor sea la cantidad y variedad, el problema de determinación de índices de condición se hace más complejo).

b) Lograr una caracterización adecuada para cada equipo, teniendo en consideración todos los factores que resulten ser relevantes para estimar su condición.

c) Garantizar la confiabilidad de la información empleada como base para caracterizar la condición de los equipos.

d) Disponer de una estructura de información adecuada para poder hacer fluir la información para efectos de ser consolidada, procesada, visualizada y analizada. Por la cantidad de información y la naturaleza de la misma, es difícil que esta pueda ser manejada directamente por un CMMS convencional

En este caso apenas se ha revisado un subconjunto de los datos que sería necesario procesar como parte de la determinación del índice de condición de transformadores de potencia y de lo observado en el desarrollo de este trabajo, es claro que se trata de una tarea compleja.

Se evidencia que existe la posibilidad de emplear herramientas de analítica de datos para simplificar y mejorar la precisión en los diagnósticos de condición de equipos en servicio. Esto es importante para mejorar la seguridad en la toma de decisiones y para reducir en alguna medida la dependencia sobre un conocimiento experto que es escaso en nuestro medio y, en la mayoría de oportunidades, difícil de acceder.

Referencias Bibliográficas

- Agudelo-López, S., y Hernández-Baena, D. (2006). *Sistema de recolección de aceites residuales para estaciones de servicio y servitecas, contribuyendo con el cuidado y la preservación del medio ambiente*. [Proyecto de grado]. Medellín: Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad EAFIT.
- ASTM International. (1987). *ASTM D877-87 Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes*. West Conshohocken: ASTM .
- Campos-López, O., Tolentino-Eslava, G., Toledo-Velázquez, M. y Tolentino-Eslava, R. (2019). Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) considerando taxonomía de equipos, base de datos y criticidad de efectos. *Revista Científica*, 23(1), 51-59.
- FISE. (junio de 2019). *Dieléctrico vegetal*. <https://fise.co/noticias/dielectrico-vegetal/#:~:text=Como%20segundo%20aspecto%20positivo%2C%20los,en%20el%20proceso%20de%20combusti%C3%B3n>.
- Fonseca , O. (s.f.). *Ensayos al Aceite Dieléctrico. Diagnósticos esenciales en cualquier programa de Mantenimiento Eléctrico*. Docplayer: <https://docplayer.es/9412795-Ensayos-al-aceite-dielectrico-diagnosticos-esenciales-en-cualquier-programa-de-mantenimiento-electrico.html>
- Fundación Endesa. (agosto de 2019). *El transformador eléctrico*. <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>
- Gil, I. (2008). *Transformadores*. Brettis: <https://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>
- Golarz, J. (2015). Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) Techniques and Interpretations. *Electric Energy T&D Magazine*, 19(6), 31-36. <https://electricenergyonline.com/energy/magazine/913/article/Guest-Editorial-Understanding-Dissolved-Gas-Analysis-DGA-Techniques-and-Interpretations.htm>

- Hernández-Paz, I. (2017). *Estrategia de diagnóstico para el mantenimiento predictivo de transformadores eléctricos*. [Tesis de Especialización en Ingeniería Eléctrica]. Santa Clara: Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas.
- Indusener. (s.f.). *Ensayador de rigidez dieléctrica*. <https://www.indusener.com/images/pdf/OLT-1.6v-compressed.pdf>
- INESSMAN LTDA . (s.f.). *Análisis Cromatográfico y Fisicoquímico de Aceites Dieléctricos - Reporte I-MECAN-OTT191-0809*. Bogotá : INESSMAN LTDA .
- Kay Electric. (s.f.). *Ensayos al Aceite Dieléctrico Parte II. Análisis de la rigidez dieléctrica. Métodos Normalizados ASTM D-1816 y D-877*. <https://kayelectric.com.ve/blog/32-ensayos-al-aceite-dielectrico-ii>
- Laval Lab Inc. (s.f.). *Tensiómetro TensioCAD de anillo y placa*. <https://lavallab.com/es/products/tensiometros/tensiometro-anillo-placa/>
- López-Soto , M. A. (1994). *El líquido de silicona en transformadores eléctricos: características, uso y mantenimiento*. [Tesis de Grado]. Cali: Facultad de Ingenierías. Corporación Universitaria Autónoma de Occidente.
- Made in China. (s.f.). *Wt-Tt-5B-Y Titulador automático de titulación potenciométrica*. https://es.made-in-china.com/co_labxiangyi/product_Wt-Tt-5b-Y-Automatic-Titrator-Potentiometric-Titration_reienuuhg.html
- Milasch, M. (1984). *Manutencao de transformadores em liquid isolante* (5 ed.). São Paulo: Edgard Blucher.
- Office of Gas and Electricity Markets. (2017). *DNO Common network asset indices methodology*. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2017/05/dno_common_network_asset_indices_methodology_v1.1.pdf

- Pérez-Londoño, S. M., y López-Quintero, J. G. (2018). *Transformadores Eléctricos*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Pinzón-Rincón, F. (2015). *Manual para la Gestión Integral de Bifenilos Policlorados. Generalidades y conceptos básicos sobre bifenilos policlorados - PCB*. Bogotá: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. http://www.ideam.gov.co/documents/51310/526455/Tomo1_GENERALIDADES+Y+CONCEPTOS.pdf/5e5f5cb4-c268-4276-99e6-41c8b7632144
- Pinzón-Villarreal, V. J. (2019). *Manual de Pruebas Realizadas al Aceite Dieléctrico de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite*. Barranquilla: Institución Universitaria Itsa.
- Potencia Electrica Central SA de CV. (29 de agosto de 2014). *Factores que afectan a un transformador*. <https://www.potenciaelectronica.com.mx/www/factores-que-afectan-a-un-transformador/>
- Reyes-Pérez, I. (2010). *Procedimiento para realizar e interpretar la prueba de cromatografía de gases en transformadores de potencia*. [Tesis de grado]. México: Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México.
- RSU Labsupply. (s.f.). *Titulador Karl Fischer Coulometrico si Titroline 7500kf trace*. http://www.rsulab.mx/product_info.php/manufacturers_id/45/products_id/1003
- Rueda, L. (2015). *Guía de curso máquinas eléctricas*. Cartagena: Editorial Universidad Tecnológica de Bolívar.
- Thermtest. (23 de abril de 2020). *Materiales térmicamente conductores y aplicaciones comunes*. <https://thermtest.com/latinamerica/materiales-termicamente-conductores-y-aplicaciones-comunes>

Apéndices*Apéndice A. Grupo de Datos de Resultados de Ensayos Fisicoquímicos Empleados para el Análisis**Reporte I-MECAN-OTT191-0809 INESSMAN LTDA (2009)*

Color	Gravedar Especifica	Numero Neutraliz.	Tensión Interfacial	Contenido Humedad	Rigidez Dieléctrica
1	0,8778	0,0196	40,4	16,8	53,7
1,5	0,8718	0,0139	39	12,5	48,3
2,5	0,8813	0,047	31,1	35,8	37,8
1,5	0,8845	0,0192	34,4	25,4	46,7
1	0,8828	0,0163	38,4	20,1	46,6
1,5	0,8839	0,0219	36,5	26,7	49,2
1	0,8852	0,0194	36,2	13,7	39
1	0,8806	0,0217	37,9	15,8	49,7
1,5	0,8752	0,0167	36,5	21,9	36,9
3	0,8714	0,061	25,5	26,7	34,9
1	0,8644	0,0164	40	16,4	45,8
1,5	0,8853	0,0192	35,7	11,3	48,9
1	0,8838	0,0109	40,7	13,1	49
0,5	0,8853	0,0138	41,1	6,7	50,1
1	0,8818	0,0162	39,9	10,4	43,6
0,5	0,8758	0,0083	43,1	5,8	47
0,5	0,8758	0,0083	43,7	18,5	48,4
0,5	0,8753	0,0082	44,1	13,7	44,1
0,5	0,8765	0,0055	44,7	7,6	48,1
1	0,8745	0,0189	38,6	9,8	46,5
0,5	0,8782	0,0084	42	18	38,2
4	0,8829	0,0786	24,7	20,3	37,9
0,5	0,8795	0,0084	41,1	8,5	39,5
0,5	0,8735	0,0056	43,7	8,3	53,2
1	0,8855	0,0221	37,6	27,6	35,8
2	0,91389	0,0453	26,918	26,5	32,88
1	0,9105	0,0878	36,862	25,5	33,6
0,5	0,93154	0,0085	45,38	29,5	30,04
0,5	0,9138	0,0595	42,357	32,5	28,8
0,5	0,92432	0,0425	44,628	20,5	38,86
1,5	0,90749	0,1133	32,859	24,5	34,8
2	0,92609	0,0142	28,767	29,5	31
1	0,91673	0,0255	39,91	28	31,4

1	0,91801	0,0822	34,735	30	29,6
1	0,91705	0,0538	35,976	37	26
1,5	0,90207	0,1247	27,673	29,5	30,6
1	0,92371	0,1388	36,438	26,5	32
1	0,92592	0,0113	36,604	23,5	35,3
1	0,90738	0,0255	40,571	42,5	23,18
0,5	0,92537	0,0227	39,25	20	40
0,5	0,79972	0,0227	37,714	31	29
1	0,91656	0,0623	34,644	27	31,8
1	0,92432	0,1388	32,533	32	28,4
1	0,91977	0,0482	42,843	32	28,6
1	0,91665	0,0397	35,95	29,5	30,4
0,5	0,91488	0,0312	41,104	25,5	33,46
1	0,91594	0,0623	38,527	25,5	33,58
0,5	0,92383	0,0567	24,875	23,5	35,76
0,5	0,90639	0,1162	43,136	24	35,06
1	0,8963	0,1417	33,578	30	29,6
0,5	0,87796	0,068	40,211	30,5	29,2
1	0,92577	0,0113	35,261	29,5	30,8
1	0,9348	0,0567	33,278	29,5	30,4
1	0,91678	0,0255	38,587	32	28,24
0,5	0,90395	0,0822	32,685	28,5	31,08
1,5	0,89004	0,068	29,656	25	34,32
1	0,92796	0,0192	40,839	30,5	29,2
1	0,92332	0,051	33,774	30	29,8
1	0,91893	0,0482	39,049	44	22,6
1	0,89124	0,0963	34,594	45	22,2
1	0,91011	0,1728	26,764	40	24,6
3	0,88389	0,0312	27,077	33	27,88
0,5	0,89835	0,0397	40,007	18	42,96
0,5	0,90985	0,0255	44,728	22,5	37,26
1	0,89508	0,0538	41,102	26,5	32,4
2	0,89206	0,0514	39,655	23,5	35,6
0,5	0,91167	0,0411	38,237	32,5	28,9
0,5	0,91045	0,0221	32,247	24	35,1
1,5	0,91468	0,0348	20,904	32	28,2
1	0,88921	0,0368	33,274	26,5	32,8
2	0,88772	0,0255	34,442	30	29,8
1	0,90637	0,0425	40,504	30,5	29,34
0,5	0,92478	0,0822	36,518	26	33,06
1,5	0,90472	0,0142	32,722	36	26,3
1	0,89214	0,0142	24,961	28	31,5
0,5	0,88583	0,0221	39,335	26,5	32,4

3,5	0,90173	0,2454	28,878	55	18
1,5	0,89789	0,0506	36,159	44	22,6
1	0,92406	0,02221	29,932	40	24,4
1	0,91068	0,0348	24,357	22	37,6
0,5	0,89345	0,0126	38,46	20,5	39,2
0,5	0,92812	0,0142	43,616	25,5	33,6
1	0,93138	0,0514	39,782	26,5	32
0,5	0,91662	0,0601	35,948	25	34,2
0,5	0,88895	0,0126	39,492	23,5	35,4
1	0,92231	0,0285	36,336	40,5	24
0,5	0,9115	0,0482	44,859	22,5	37,22
0,5	0,91437	0,0476	41,065	34	27,4
1,5	0,89467	0,0285	37,258	34	27,2
1,5	0,90026	0,0708	40,12	32	28
0,5	0,88958	0,0538	40,794	19	41
1	0,90871	0,1388	39,35	40	24,8
0,5	0,92711	0,0379	43,516	22,5	37
3	0,89879	0,0537	37,473	27,5	31,6
3	0,90137	0,034	27,647	22	37,84
2	0,92346	0,051	21,191	47	21,6
1	0,88741	0,0221	35,046	36	26,6
2,5	0,89055	0,1107	38,311	37	26
1	0,91423	0,05	34,503	23,5	35,2
1	0,90603	0,0379	35,319	36	26,4
0,5	0,90556	0,0142	44,402	26,5	32,76
1,5	0,90392	0,0595	39,049	28	31,4
0,5	0,91765	0,0255	45,382	26,5	32,2
3	0,87503	0,0537	38,838	30,5	29,4
1	0,93023	0,0474	32,934	40	24,4
1	0,923	0,0227	35,065	28	31,56
0,5	0,89764	0,0312	37,412	21,5	37,86
0,5	0,92353	0,04	43,176	27	31,84
1	0,90659	0,03	32,814	28	31,2
1	0,88886	0,0142	30,822	47	21,8
1	0,89369	0,0283	31,005	30	29,8
0,5	0,89493	0,0601	42,382	26	33
1	0,90477	0,0312	33,983	29,5	30,8
1	0,90782	0,0397	30,368	30,5	29,4
1	0,93073	0,0113	38,352	27,5	31,6
1,5	0,9007	0,0028	42,746	34	27
1	0,92792	0,051	27,591	39	25,2
1,5	0,92551	0,0283	31,308	37	26
0,5	0,90164	0,0255	44,122	22,5	37,28

1	0,8762	0,0227	33,992	22,5	36,7
1	0,90353	0,0411	27,728	30	29,8
0,5	0,91804	0,0538	25,861	23	35,8
1,5	0,90595	0,0379	34,044	25	34
0,5	0,91339	0,0368	45,014	30,5	29,4
0,5	0,92414	0,0283	44,611	23	36,4
0,5	0,91135	0,0348	40,845	22,5	37,2
0,5	0,9224	0,0443	27,306	25,5	33,2
1,5	0,91338	0,0397	29,379	30	30
2,5	0,88554	0,05	34,352	23,5	35,2
1	0,92224	0,0198	33,703	25,5	33,5
2,5	0,90818	0,0283	27,911	36	26,8
0,5	0,92156	0,0348	37,608	25	34,4
1	0,92586	0,0443	26,219	40	24,6
0,5	0,91902	0,0126	42,779	23	36,2
1,5	0,90784	0,0158	21,882	45	22,2
2	0,86468	0,0632	37,203	37	25,8
3,5	0,93198	0,0348	32,398	50	20,6
1	0,91629	0,0316	43,227	30	29,8
1	0,91478	0,0443	35,831	25,5	33,4
0,5	0,81629	0,0538	36,949	21	38,8
1	0,92801	0,0126	27,596	41	23,8
1	0,89679	0,0316	44,45	27	31,8
1,5	0,89039	0,0443	37,047	25	33,8
1	0,92823	0,0443	36,942	27	31,8

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 71 / 87

Apéndice B. Instructivo Toma de Muestras

1. OBJETIVO

Establecer los procedimientos de toma de muestras de aceite dieléctrico en transformadores de potencia y equipos de servicios auxiliares.

2. DESARROLLO

2.1 Descripción de la técnica

Proporcionar una guía general de toma de muestras de aceite adaptada a las normas internacionales ASTM D923 y ASTM D3613 a las condiciones locales de operación, ya que dicha muestra es tomada con el fin de verificar la calidad del aceite y establecer la condición del equipo analizado.

La toma de muestras se define como la obtención de una cantidad de sustancia adecuada para realizar las pruebas requeridas, por lo que se resalta la importancia de tomar una muestra de aceite homogénea y representativa del equipo garantizando un adecuado embalaje para evitar su deterioro y así aumentar la confiabilidad del resultado de los análisis a realizar.

2.2 Equipos utilizados

- Elementos para la recolección de las muestras: frascos de vidrio de 1000 ml si la muestra es para análisis fisicoquímicos, jeringas de vidrio de 50 ml si la muestra es para análisis de cromatografía.
- Herramientas para soltar y apretar componentes del transformador: llaves de tubo y llave expansiva.
- Acoples y racores para realizar las conexiones a las válvulas de los equipos y/o tanques de almacenamiento.
- Mangueras de para material químico de diferentes diámetros y tamaños.
- Recipiente para recolección de derrames o residuo: balde, vasija y frasco de plástico para almacenamiento de aceites sobrantes.
- Papel Waypall para limpieza de elementos, en caso de derrames.
- Guantes de cirugía o guantes de caucho, tapabocas y gafas de seguridad.

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 72 / 87

- Trapos o estopas para limpieza en caso de derrames.
- Bolsa de basura de color rojo para disposición de residuos.
- Cinta de enmascarar, cinta ancha, bisturí y niple.
- Termómetro para medir la temperatura del ambiente y del aceite al momento de tomar la muestra.
- Nevera o cava de icopor para transporte de frascos y jeringas.
- Etiqueta de aceites.

Los dispositivos utilizados para la recolección de las muestras deben ser acordes con el tipo de análisis requerido (Ver tabla 1). Las mangueras o tuberías de conexión deben ser tan cortas como sea posible y preferiblemente de tygón.

ENSAYO	VOLUMEN MUESTRA	MATERIAL
Análisis Físico-Químicos Básicos	1000 mL	Frasco de vidrio
Análisis de Caracterización	1000 mL	Frasco de vidrio
Análisis de Furanos	50 mL	Frasco de vidrio
Análisis de Partículas	240 mL	Frasco de vidrio
Análisis de Cromatografía de Gases	50 mL	Jeringa de vidrio
Contenido de Humedad	20/30 mL	Jeringa de vidrio

Tabla 1. Dispositivos para recolección de muestras

Las jeringas hipodérmicas de vidrio poseen una válvula de plástico de tres vías fijada en un extremo, que a pesar de ser removible es considerada parte integral de la misma. La jeringa apropiada para las tomas es aquella que cuenta con un pistón de alta precisión que impida la fuga del aceite y que permita su fácil desplazamiento por cambios del volumen del aceite. De igual forma los frascos de vidrio color ámbar pueden ser de diferentes volúmenes dependiendo del tipo de análisis requerido: 1000, 500, 120 o 60 ml.

Teniendo en cuenta que el envío de las muestras puede hacerse por vía aérea o terrestre, según la facilidad de cada uno de los clientes y la urgencia de los análisis, es importante resaltar que el embalaje de las mismas debe garantizar su protección contra posibles daños durante el transporte por lo que generalmente

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 73 / 87

se utiliza icopor flexible, cartón para asegurar el material y plástico negro para cubrirlas y así evitar que la luz llegue a afectar la muestra. De igual forma la caja debe llevar un pictograma o una etiqueta que indique la fragilidad de la misma.

2.3 Precauciones y/o recomendaciones

- Antes de ejecutar la labor, realizar una inspección visual del lugar de trabajo, estado de válvulas e indicadores del transformador a intervenir, realizar un registro fotográfico de estos aspectos.
- Tomar fotografía a la placa de datos del transformador, consignar los datos de placa del transformador de forma correcta en la etiqueta de aceite.
- La toma de aceite puede realizarse estando el transformador tanto energizado como desenergizado. Anotar este punto en el respectivo informe.
- Utilizar todos los EPP's durante todo el desarrollo de la labor.
- Si el transformador está energizado, tener especial cuidado con las partes energizadas del transformador.
- Delimitar el área de trabajo con cinta de "Peligro".
- En caso dado que las muestras se tomen con jeringa es muy probable que se formen burbujas de gas después de algún tiempo de tomada la muestra. La formación de estas burbujas o desgasificación del aceite se debe a cambios de temperatura o presión, por lo que por ningún motivo se deben eliminar estas burbujas ya que esta hace parte de la muestra.
- Para estimar de manera indirecta la humedad del papel de los transformadores, es importante tomar las temperaturas de la parte superior de la cuba (Temperatura Leída en el indicador de temperatura del equipo) y de la muestra de aceite (Temperatura Medida).
- Manipular con sumo cuidado los frascos y jeringas de vidrio, cubrirlos de tal forma que no incida la luz en ellos.
- El lugar en donde se toma la muestra debe dejarse en perfecto orden y limpieza.

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

 PROACTIVE AND INNOVATIVE SERVICES	INSTRUCTIVO			
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		Fecha de aprobación:	
			15/06/2018	
		Versión: 1	Pág. 74 / 87	

2.4 Procedimiento

2.4.1 Toma de muestras de aceite en frasco de vidrio

Dependiendo del tipo de análisis a realizar se deben tomar las precauciones necesarias para la recolección de la muestra. El análisis de rigidez dieléctrica es el más exigente ya que debe evitarse la turbulencia del aceite dentro del recipiente.

- Diligenciar dos (2) etiquetas por cada frasco de vidrio. Tomar fotografía a la placa del transformador.
 - Verificar que la válvula de donde se tomará la muestra de aceite esté debidamente cerrada.
 - Retire el tapón presente en la válvula del punto de muestreo.
 - Colocar el acople apropiado al diámetro de la válvula del punto de muestreo. Colocar el racor y la respectiva manguera de una longitud corta.
 - Abrir la válvula del punto de muestreo lentamente y en una vasija o balde almacenar una pequeña cantidad de aceite, esto con el fin de que la suciedad presente en el conducto de la válvula sea removido.
 - Introducir la manguera hasta el fondo del frasco de vidrio con el fin de que el flujo del aceite en su interior sea de abajo hacia arriba y así evitar la formación de burbujas de aire. Abrir lentamente la válvula y llenar el frasco más o menos a 1/4 de su capacidad.
 - Tapar el frasco y realizar suaves movimientos para que el aceite contamine el interior del frasco.
 - Desechar este aceite en el frasco de plástico para residuos.
-
- En este punto ya el frasco está listo para la toma de aceite. Repita el paso anterior pero esta vez llenar el frasco hasta el nivel mostrado en la imagen C. El frasco debe quedar con una pequeña cámara de aire para evitar que explote por los cambios de temperatura.
 - Cerrar la válvula de muestreo.
 - Tapar correctamente el frasco y colocar una de las etiquetas. Tomar fotografía del frasco etiquetado.
 - Envolver apropiadamente el frasco con papel Waypall para protegerlo de la incidencia de la luz. Colocar la otra etiqueta y tomar fotografía.

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

 PROACTIVE AND INNOVATIVE SERVICES	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 75 / 87



a. Lavado



b. Llenado de aceite



c. Altura de la muestra



d. Sello final



e. Etiquetado externo

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 76 / 87

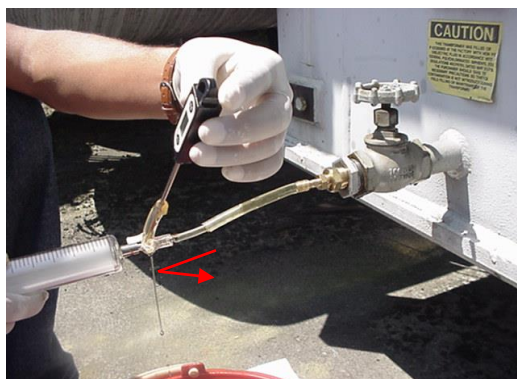
2.4.2 Toma de muestras de aceite en jeringa

- Diligenciar una (1) etiqueta por cada jeringa de vidrio. Tomar fotografía a la placa del transformador.
 - Si no se ha realizado el drenado especificado en los pasos dos a cinco del numeral 5.1 entonces realizarlos.
 - Colocar el acople apropiado al diámetro de la válvula del punto de muestreo. Colocar el racor y la respectiva manguera de una longitud corta.
 - Colocar la jeringa de forma horizontal gire la válvula de tres vías 90° para que el aceite entre a la jeringa (Ver Figura f), luego deje llenar la jeringa con el aceite hasta un 60% de su capacidad. Gire la válvula de tres vías otros 90° de tal manera que apunte hacia el transformador.
 - Extracción de las burbujas de aire: Coloque la jeringa en posición vertical (Ver Figura h) y proceda a sacar cualquier burbuja de aire que se encuentre dentro de la jeringa, presionando cuidadosamente el pistón de la jeringa. Luego, coloque la jeringa nuevamente en posición horizontal y elimine el resto del aceite dejando sólo de 1 a 2 ml dentro de la jeringa. Repita este proceso hasta que no haya burbujas.
 - Para el llenado final de la jeringa colocarla en posición horizontal, devolver la válvula de tres vías 90° para que el aceite del transformador ingrese a la jeringa hasta el volumen máximo marcado en ella (20, 30 o 50 ml). Una vez la jeringa esté llena, devuelva la válvula de tres vías otros 90° (0° posición de cerrado) para que el aceite quede almacenado en la jeringa.
 - Separe la jeringa y verifique que no hayan burbujas de aire, en caso positivo sacarlas inmediatamente. Cerrar la válvula del transformador y verificar que no queden fugas de aceite.
 - Tapar cuidadosamente la jeringa con papel Waypall procurando no apretarlo mucho para evitar romper la jeringa.
 - Colocar la etiqueta y tomar una fotografía.
- Para el procedimiento de toma de muestras en jeringa se sugiere contemplar las siguientes recomendaciones:
- No llenar la jeringa más de su volumen.
 - El émbolo de la jeringa debe permanecer siempre limpio con el fin de que se desplace libremente, evitar el contacto con las manos.

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		Versión: 1	Pág. 77 / 87

- Por ningún motivo colocar cinta en la válvula de tres vías o en el émbolo de la jeringa, ya que el aceite desprende la goma y esta puede ocasionar la contaminación de la muestra o que el émbolo se pegue y se rompa la jeringa.



f. Medida de la temperatura

del aceite



g. Lavado de la jeringa



h. Extracción de burbujas



i. Toma final

2.4.3 Toma de muestras de aceite con bomba manual

Para este procedimiento se necesita adicionalmente el equipo:

- Bomba manual rotatorio Fill Rite Serie 100.
- El procedimiento con bomba manual consiste en:

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 78 / 87

- Colocar plástico en suelo, alrededor de la válvula de muestreo, por si se presentan goteos.
- Ensamblar la manija de madera en la bomba manual ayudándose de un destornillador de pala.
- Conectar el acople que se encuentra dentro de la caja ya ensamblado a la manguera de la bomba, luego conecte la manguera a la bomba.
- Desplazar la caneca de aceite al lado del transformador y limpiar muy bien la tapa superior y la boquilla antes de ser abierta (quitar tierra, polvo, agua, etc.). Con un trapo seco, bien limpio y que no bote pelusa, limpiar el tubo de la bomba y ensamblarlo en la bomba manual sellando el acople con teflón.
- Abrir la boquilla de la caneca de aceite e introducir el tubo y la bomba ya ensamblados y asegurar para que no entre suciedad en la caneca.
- Sin conectar el acople al transformador y contando con un recipiente para alojar aceite (balde, caneca, etc.), bombear aceite para limpiar de impurezas la manguera y el acople antes de ser conectado a la válvula de llenado del transformador.
- Conectar el acople con la manguera y la bomba manual ya acoplados a la válvula de llenado del transformador ubicada en la parte superior (NO abrir la válvula del transformador todavía).
- Abrir la válvula de desfogue del acople para que saque el aire y bombear aceite para que la manguera se llene, tener un recipiente para evitar derrames en el suelo, luego de estar llena la manguera cerrar el desfogue.
- Observar la presión inicial del transformador, este debe estar con presión.
- Abrir la válvula de llenado del transformador y empezar a bombear aceite con la bomba manual.
- Cuando se esté bombeando estar muy pendiente del nivel de aceite y la presión del transformador, observando los indicadores de nivel y presión ubicados en el mismo.
- Cuando el nivel de aceite sea óptimo, es decir, alcance el nivel requerido dejar de bombear y cerrar la válvula de llenado del transformador.
- Lo más probable es que la presión aumente con el llenado que se hizo, para dejar la presión donde se encontraba inicialmente, se abre muy lentamente la válvula de desfogue del transformador ubicada la parte superior observando siempre el indicador de presión, cerrar el desfogue cuando la presión llegue al valor inicial. **IMPORTANTE:** si al momento del llenado la presión sube demasiado y no se ha alcanzado el nivel de aceite requerido abrir la válvula de desfogue durante el llenado pero solo lo suficiente para que baje la presión un poco.
- Realizar fluido inverso con la bomba y desocupar la manguera.

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 79 / 87

- Desacoplar el acople de la válvula de entrada del transformador, desconectar manguera.
- Quitar la bomba manual de la caneca de aceite tapar la boquilla de la caneca y almacenar.
- Desconectar el tubo y guardar la bomba.
- Para iniciar con la toma de muestras se debe tener en cuenta lo siguiente:
- Utilizar un pedazo de manguera de tygón y acoplarlo al desprendimiento lateral de la válvula de tres vías que esta puesta en la jeringa.
- Introducir el termómetro digital dentro de la manguera.
- Abrir la llave del transformador y dejar drenar suficiente aceite hasta que la temperatura del termómetro se estabilice, por lo que la posición de la válvula de tres vías debe estar cerrada (0°, mirando hacia la jeringa), dejando las otras abiertas y así permitir el drenaje de las tuberías y accesorios.
-

Este procedimiento de drenaje de aceite debe realizarse tanto para tomar muestras en frasco como en jeringa, garantizando que el aceite a drenar es una muestra representativa del volumen del transformador. De igual forma, es de gran importancia consignar el valor de la temperatura estable, puesto que nos ayudará a estimar el porcentaje de humedad del aislamiento sólido del equipo.

2.5 Identificación de las muestras

Las muestras deben identificarse a medida que se vayan tomando, con el fin de evitar cualquier tipo de confusión entre ellas, para esto se debe diligenciar el formato mostrado en la figura j. En lo posible se deben diligenciar todos los ítems que allí aparecen, con el fin de obtener una buena identificación de la muestra.

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

 PROACTIVE AND INNOVATIVE SERVICES	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 80 / 87

DATOS NOMINALES DEL TRANSFORMADOR					
	Fabricante				Año de fabricación:
Datos de placa transformador	Modelo:		Serie:		Contenido aceite:
	Potencia nominal (kVA):		Tensión primaria (kV):		Tensión secundaria (V):
Ubicación:					TA G:
DATOS DE MUESTREO					
Punto de muestreo			Presión atmosférica (mm Hg):		
Fecha de la toma:			Temperatura Aceite(°C):		
Hora de la toma			Temperatura Ambiente(°C):		
Fecha de procesamiento:			Humedad Relativa (%):		
Tipo de aceite					

j. Etiqueta para frascos y jeringas

2.6 Normas aplicables

- ASTM D923 – Standard practices for Sampling Electrical Insulating Liquids.
- ASTM D3613 - Standard Methods of Sampling Electrical Insulating Oils for Gas Analysis and Determination of Water Content.

3. Análisis de riesgos

ETAPAS

- Planificación: Planear el trabajo a realizar, seleccionar las herramientas, equipos, instrumentos y elementos de protección personal que se utilizarán.
- Señalización: Señalizar el área de trabajo mediante el uso de cintas, conos, barandas o con el sistema pertinente de señalización de áreas.
- Evaluar las características del entorno y del área de trabajo.

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 81 / 87

- Ejecución del trabajo con herramientas y elementos de protección personal necesarios y adecuados.
- Término del trabajo, retiro de herramientas, materiales y traslado al vehículo (si es necesario).
- Retiro de señalización (cuando sea necesario).

PRECAUCIONES ANTES DE INICIAR LOS TRABAJOS

Verificar el estado de las herramientas a utilizar y los elementos de protección personal de acuerdo con el factor de riesgo al que se expondrán, tales como casco, guantes, gafas, protección auditiva, calzado apropiado y otros elementos de protección personal a utilizar de acuerdo con la labor a ejecutar.

PRECAUCIONES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

- Identificar cualquier situación que pueda generar un riesgo
- Reportar cualquier condición de riesgo identificada previamente y no controlada.
- Suspender la ejecución de los trabajos cuando se detecten procedimientos o condiciones no seguras.
- Informar al personal no autorizado de las restricciones de acceso al área.

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 82 / 87

PELIGRO	RIESGO	CONTROL REQUERIDO	RESPONSABLE
MECANICO uso inadecuado de Equipos y herramientas, superficies filosas, proyección de partículas y equipos en movimiento.	Exposición personal en el área y exposición de miembros superiores e inferiores	Preventivo: Inspección pre operacional de los equipos y herramientas, seguir procedimientos de trabajo, seguir instrucciones del fabricantes, utilizar las herramientas y equipos acorde a la actividad. Realizar charla de seguridad sobre el uso seguro de las herramientas y equipos. Divulgación y socialización procedimientos de trabajo. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar medevac, dejar las áreas en orden y aseo.	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
VIAL Tráfico vehicular	Exposición del Personal en el área.	Preventivo: Establecer áreas de parqueo, conservar la distancia de seguridad. Realizar inspección pre operacional. Realizar capacitación al personal sobre seguridad vial, seguir las normas de tránsito y reglamentarias de la organización para tal fin. Socializar con el personal posibles interferencias, actos o condiciones inseguras. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar Medevac, mantener las áreas señalizadas y demarcadas, en orden y aseo.	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
LOCATIVO: Terreno irregular, desnivelado, presencia de huecos y/o excavaciones. Orden y aseo.	Exposición del personal en el área de trabajo	Preventivo: Inspección previa del área de trabajo antes de realizar la actividad, Charla de seguridad sobre las posibles interferencias encontradas en el área. Seguir procedimiento de trabajo, para el desplazamiento utilizar los senderos autorizados. Reactivo:	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

 PROACTIVE AND INNOVATIVE SERVICES	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 83 / 87

		Ante la presencia de algún evento activar el medevac, mantener las áreas señalizadas, en orden y aseo.	
ELECTRICO: Uso de equipos Eléctricos	Contacto directo y/o indirecto	Preventivo: Realizar las actividades pre operacionales de los equipos y herramientas, inspeccionar que la intensidad del voltaje sea el mismo del equipo, revisar las extensiones eléctricas las cuales deben estar en buen estado. Generar las inspecciones de EPP's correspondientes a la actividad. Verificar que todas las extensiones cumplan con las medidas de seguridad, aterrizar los equipos, cumplir con las 5 reglas de oro. Verificar y coordinar que la autoridad eléctrica haya aplicado el procedimiento de aislamiento eléctrico SAES. NO INTERVENIR NINGUN EQUIPO CUANDO SE ENCUENTRE EL AREA ENERGIZADA. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar el medevac.	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
FISICO: Temperatura extremas y radiaciones no ionizantes (calor ambiente)	Exposición del personal en el área de trabajo	Preventivo: Mantener hidratación en el área, realizar esta hidratación en lugares bajo sombra, realizar pausas activas mínimos 2 veces al día, y mantener uso de bloqueador continuamente. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar el medevac.	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
FISICO: Iluminación deficiente en el área de trabajo	Exposición del Personal en el área.	Preventivo: Para realizar trabajos nocturnos verificar que la iluminación sea la adecuada para la ejecución segura de la actividad. Seguir procedimiento de trabajo,	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 84 / 87

		programar los trabajos en horario laboral de 8 horas diurnas. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar el medevac, mantener las áreas ordenadas y limpias.	Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
BIOMECAÁNICO: Posturas y/o movimiento repetitivos y levantamiento manual de cargas.	Exposición del Personal a levantamiento Manual inadecuado y posturas repetitivas	Preventivo: Realizar calistenia al inicio de la actividad, seguir procedimiento de manejo manual de cargas. Realizar charlas sobre higiene postural. No levantar más de 25 KG por personal, en lo posible utilizar ayuda mecánica. Realizar pausas activas Realizar ejercicios de estiramiento. Inspección previa del área de trabajo. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar el medevac.	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
FISICO: (Ruido) producido por equipos en el área.	Exposición del Personal en el área.	Preventivo: Seguir programa de mantenimiento, charlas de seguridad sobre los efectos del ruido. Seguir procedimientos de trabajos, reportar cualquier daño detectado en los equipos, usar los EPP's de protección auditiva tipo copa o de inserción depende del área, generar pausas activas diarias. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar el medevac.	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
FISICO: Presencia de lluvias y/o tormentas eléctricas.	Exposición del Personal en el área.	Preventivo: Inspección previa del área, instalar carpas de refugio en sitios de trabajo que no dispongan de uno cercano, estas deben ser aterrizadas. Reactivo:	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

	INSTRUCTIVO		Fecha de aprobación:	
	TOMA DE MUESTRAS DE ACEITES		15/06/2018	
			Versión: 1	Pág. 85 / 87

		Ante la presencia de lluvias y/o tormentas eléctricas se debe suspender las actividades y buscar refugio seguro. Después ante la presencia de algún evento, activar medevac.	Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
TRABAJO ADYASENTE	Interferencias con otras actividades	Preventivo: Realizar inspecciones del área donde se va a realizar la actividad, evitar la interferencia con otras actividades, seguir con el cronograma de las actividades y socializarlo a todo el personal. Señalizar y acordonar las áreas de trabajo. Activar procedimiento de bloqueo y etiquetado, si da lugar. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar el medevac.	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas
BIOLOGICO: animales ponzoñosos y venenosos (avispa, serpientes.)	Exposición del Personal en el área.	Preventivo: Inspección del área, antes de utilizar los equipos. Verificar la presencia de algún animal escondido en el área. No dejar botas, guantes, cascos, etc de trabajo, expuestas al refugio de cualquier animal. Revisar cabinas, equipos, y demás herramientas para tener precaución. Reactivo: En caso de presentarse un evento activar el medevac.	Ingeniero de Pruebas Electromecánicas Técnicos de Pruebas electromecánicas Supervisor Técnico de Pruebas electromecánicas

		La copia o impresión de este documento, le da el carácter de "NO CONTROLADO" y el SIG no se hace responsable por su consulta o uso no actualizado.
Revisado por: Coordinador SST	Aprobado por: Gerencia	

Apéndice D. Presupuesto

Concepto	Presupuesto Trimestral
GASTOS GENERALES	
Papelería y Consumibles	\$ 500,000.00
Gastos de viaje	\$2,000,000.00
GASTOS DE INFRAESTRUCTURA	
Software de analítica de datos	\$ 1,500,000.00
Uso de equipo de laboratorio/contratación externa de procesamiento de muestras	\$ 3,500,000.00
GASTOS DE PERSONAL	
Dia Ingeniero senior	\$700,000.00
Dia Ingeniero	\$ 150,000.00
	\$8,350,000.00
GASTOS IMPREVISTO	
Otros gastos e imprevistos	\$835,000.00