

PROCEDIMIENTO TECNICO DEL PROCESO DE REGENERACION DE ACEITE
DIELECTRICO MINERAL EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA
ENERGIZADOS, REALIZADO EN LA EMPRESA JORGE LEON BEDOYA MARIN
S.A.S

EDWIN ESPINOSA MONTES
DAMIAN EFRAIN MOLINA MONTEJO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2017

PROCEDIMIENTO TECNICO DEL PROCESO DE REGENERACION DE ACEITE
DIELECTRICO MINERAL EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA
ENERGIZADOS, REALIZADO EN LA EMPRESA JORGE LEON BEDOYA MARIN
S.A.S

EDWIN ESPINOSA MONTES
DAMIAN EFRAIN MOLINA MONTEJO

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de Especialista
en Gerencia de mantenimiento

Director:
JORGE IVAN SILVA ORTEGA
Magister en Ingeniería eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2017

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Maira Salazar y mis hijas Victoria y Valeria. El mayor sacrificio para el cumplimiento de esta meta fue el tiempo dejado de compartir con ustedes.

A mis padres, porque siguen brindándome herramientas para mi desarrollo profesional.

A todo el grupo de trabajo: Gustavo Navarro, Yesid Sobrino, José Medina, Ramiro Royeth y Rafael Hernández por el desinteresado y muy amable aporte de conocimientos y experiencias.

A mi director de trabajo de grado Jorge Silva por ser guía en este gran paso de mi carrera profesional y a la Srta. Karen Pizarro por su apoyo.

Damián Efraín Molina Montejo

A Dios, por encima de todas las cosas, por ser la fuente inmarcesible de vida, por mantenerme respirando y mostrarme todo lo maravilloso que me rodea a diario.

Al cuerpo docente de la UIS, por su tiempo y paciencia.

Al grupo de trabajo de la empresa Jorge León Bedoya Marín por compartir sus conocimientos técnicos frente al tema tratado.

Al director de trabajo de grado Ing. Jorge Silva por su valiosa orientación y a la Srta. Karen Pizarro por su gran colaboración y apoyo documental.

Este trabajo se lo dedico, a quienes son la fuente de mi existir, el motivo de despertar cada día con el entusiasmo de seguir adelante con lo que implica estar vivo en este mundo de dificultades, a mis padres y hermanos, a mi esposa Carolina y a mis hijos María Juliana y Julián David.

Edwin Espinosa Montes

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	18
1.1 GENERALIDADES DE LA COMPAÑIA.....	18
1.1.1 Jorge León Bedoya Marín S.A.S.	18
1.1.2 Portafolio de servicios.....	18
1.1.3 Ubicación Geográfica.....	19
1.1.4 Misión y Visión.....	19
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	19
1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	22
1.3.1 Objetivo general.....	22
1.3.2 Objetivos específicos.....	22
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	22
1.5 ESTADO DEL ARTE	23
2. MARCO TEORICO	26
2.1 CONCEPTO DE TRANSFORMADOR ELÉCTRICO.....	26
2.1.1 Tipos de transformadores.....	27
2.1.2 Sistemas de refrigeración en transformadores.....	29
2.1.3 Partes de un transformador de potencia.....	30
2.2 ACEITES DIELECTRICOS DE ORIGEN MINERAL.....	35
2.2.1 Bases Minerales.....	36
2.2.2 Bases Parafinicas (C _n H _{2n+2}).....	36
2.2.3 Las bases Naftenicas (C _n H _{2n}).....	37
2.2.4 Las bases aromáticas (C _n H _n).....	39
2.2.5 Bases Sintéticas.....	40
2.2.6 Bases Vegetales.....	40
2.3 LOS ACEITES DIELECTRICOS.....	41
2.3.1 Propiedades Físicas.....	44
2.3.2 Propiedades Químicas.....	49

2.3.3	Propiedades Eléctricas.....	50
2.4	PRUEBAS PARA DETERMINAR EL GRADO DE CONTAMINACION Y DETERIORO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS	50
2.4.1	Pruebas para propiedades Físicas de los aceites Dieléctricos.....	51
2.4.2	Pruebas para propiedades Químicas de los aceites Dieléctricos.....	57
2.4.3	Pruebas para propiedades Eléctricas..	57
2.5	PROCESO DE REGENERACIÓN DE ACEITE.....	61
2.5.1	Inhibidores de oxidación.....	62
2.5.2	Reacondicionamiento.	63
2.5.3	Reemplazo del aceite deteriorado.	63
2.5.4	Regeneración del aceite dieléctrico.	64
3.	PROCEDIMIENTO DE REGENERACIÓN DE ACEITE EN JORGE LEON BEDOYA.....	67
3.1	DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO ACTUAL DE PROCESO DE MANTENIMIENTOS EN FRIO Y REGENERACIÓN DE ACEITES CON TRANSFORMADOR ENERGIZADOS EN JLB.....	69
3.1.1	Inicio.....	69
3.1.2	Preparar área de trabajo.....	69
3.1.3	Desenergizar el transformador para mantenimiento en frio..	69
3.1.4	Inspección y pruebas iniciales.	69
3.1.5	Corrección de fugas (Si aplica).....	82
3.1.6	Proceso de regeneración del sistema aislante del papel.	84
3.1.7	Pintura del transformador..	86
3.1.8	Pruebas eléctricas finales.....	88
4.	REESTRUCTURACION DE PROCEDIMIENTO DE REGENERACIÓN DE ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA ENERGIZADOS.....	89
4.1	DESCRIPCIÓN DEL FLUJOGRAMA DE PROCESOS PROPUESTO PARA LA EMPRESA JORGE LEÓN BEDOYA MARÍN S.A.S	91
4.1.1	Inicio – Orden de servicio..	91
4.1.2	Solicitud de información al cliente.....	91
4.1.3	Preparativo de equipos y herramientas en taller.....	93

4.1.4	La actividad es local o fuera de la ciudad?	93
4.1.5	Charla de seguridad e inspección del área.....	94
4.1.6	Ubicación de equipos y herramientas en el sitio de trabajo..	94
4.1.7	Punto eléctrico para conexión de la máquina de tratamiento.....	95
4.1.8	Proceso de regeneración de aceite dieléctrico..	95
5.	CONCLUSIONES.	108
	BIBLIOGRAFIA.....	109

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Requisitos que deben cumplir los aceites aislantes.....	42
Tabla 2. Inspecciones típicas del aceite dieléctrico tipo II	60
Tabla 3. Criterios de evaluación para la prueba del índice de polarización	73

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Ubicación geográfica Jorge León Bedoya Marín & cia s.a.s.....	19
Figura 2. Imagen de proceso de regeneración de aceite en empresa del sector minero	20
Figura 3. Transformador de potencia 220 MVA.....	28
Figura 4. Transformador seco.....	29
Figura 5. Transformador inmerso en aceite.....	30
Figura 6. Corte transversal y descripción de partes de un transformador.....	31
Figura 7. Parte activa transformador 7.5 MVA.....	32
Figura 8. Bobinas de devanados primario (derecha) y secundario (izquierda) de transformador 7.5 MVA.....	33
Figura 9. Láminas de núcleo transformador 7.5 MVA.....	34
Figura 10. Buje de transformador 220 KV.....	35
Figura 11. Proceso de refinación de bases lubricantes minerales.....	36
Figura 12. Estructura molecular de las bases minerales Parafinicas.....	37
Figura 13. Estructura molecular de las bases lubricantes Naftenicas.....	38
Figura 14. Estructura molecular de las bases lubricantes minerales Aromáticas.....	39
Figura 15. Estructura molecular de las bases lubricantes sintéticas (Ester).....	40
Figura 16. La variación de la viscosidad con la presión para algunos lubricantes minerales y sintéticos.....	46
Figura 17. La viscosidad de los aceites lubricantes para la ISO 3448 a presión atmosférica.....	46
Figura 18. Equipo para medición de viscosidad Saybolt Universal.....	52
Figura 19. Equipo para medición de la viscosidad Cinemática y Absoluta.....	53
Figura 20. Equipo para medición del punto de fluidez.....	53
Figura 21. Equipo para determinación de punto de llama y de punto de combustión ..	54
Figura 22. Equipo para medición de la tensión interfacial.....	55
Figura 23. Equipo manual para determinación del punto de anilina.....	56

Figura 24. Herramienta para medición del color	56
Figura 24. Equipo para determinación de la estabilidad a la oxidación.....	57
Figura 26. Equipo para medición de la rigidez dieléctrica	58
Figura 27. Equipo para medición de factor de potencia.....	59
Figura 28. Diagrama del sistema de regeneración de percolación por gravedad.....	65
Figura 29. Diagrama esquemático del sistema de regeneración de percolación por presión.(Filtros de arcilla en granos)	66
Figura 30. Flujograma del proceso de mantenimientos en frío y regeneración de aceites con transformador energizados.	68
Figura 31. Esquema de conexión de prueba de resistencia de aislamiento entre devanado primario y tierra.....	71
Figura 32. Esquema de conexión de prueba de resistencia de aislamiento entre devanado primario y secundario.	71
Figura 33. Esquema de conexión de prueba de resistencia de aislamiento entre devanado secundario y tierra.	72
Figura 34. Equipo de medición de relación de transformación TTR Vanguard ATRT-01B S2	74
Figura 35. Conexión típica de transformador trifásico con grupo de conexión DYN1 ..	74
Figura 36. Ejemplo de conexión de equipo para prueba de relación de transformación.	75
Figura 37. Diagrama de medición de relación de transformación.	76
Figura 38. Esquema del circuito para determinar la resistencia de los devanados por el método de caída de tensión.	77
Figura 39. Esquema del circuito para determinar la resistencia de los devanados por el método de puente Wheastone.	78
Figura 40. Bobina de alta tensión con circuito abierto por falla de descarga atmosférica.	79
Figura 41. Modos de prueba de un transformador de dos devanados.....	81
Figura 42. Representación del circuito capacitivo de un transformador de dos devanados	82
Figura 43. Empaques de corcho – caucho utilizados en ensamble de transformador de 12.5 MVA.	84

Figura 44. Diagrama de procesos actual de la empresa Jorge León Bedoya Marin S.A.S	85
Figura 45. Preparación de superficie de la tapa del tanque principal de transformador de 100 MVA	86
Figura 46. Aplicación de anticorrosivo en tanque de expansión de transformador de 100 MVA.	87
Figura 47. Aplicación de acabado en poliuretano en tanque de expansión de transformador de 100 MVA.	87
Figura 48. Flujograma general del proceso de regeneración de aceites con transformador energizados.	90
Figura 49. Ejemplo de dato de placa de un transformador, con todas sus características de diseño.	92
Figura 50. Ubicación de equipos para proceso en transformador de 20 MVA.	94
Figura 51. Flujograma del proceso de regeneración de aceites con transformador energizados.	96
Figura 52. Delimitación de área de trabajo durante proceso de regeneración de aceite en sitio en empresa sector minero	99
Figura 53. Instalación de relé Buchollz en la válvula inferior del transformador	100
Figura 54. Torre de regeneración (Tierra fuller).....	101
Figura 55. Conexión de válvulas #4, #6 y #8 descritas en el diagrama de procesos (#8 bomba de entrada de la máquina, #6 salida de aceite a la torre de regeneración y #4 entrada de aceite regenerado)	101
Figura 56. Conexión filtro con torre de regeneración	102
Figura 57. Configuración interna de la máquina de recirculación.	104
Figura 58. Cambio de color en un proceso de regeneración.	105
Figura 59. Flujograma del proceso de regeneración de aceites con transformador energizados.	107

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Ficha técnica de empaque de corcho caucho	112
Anexo B. Ficha técnica de empaque de corcho caucho	113
Anexo C. Caracterización del procedimiento con personal técnico.	114

RESUMEN

TITULO:

PROCEDIMIENTO TECNICO DEL PROCESO DE REGENERACION DE ACEITE DIELECTRICO MINERAL EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA ENERGIZADOS, REALIZADO EN LA EMPRESA JORGE LEON BEDOYA MARIN S.A.S*

AUTORES:

EDWIN ESPINOSA MONTES Y DAMIAN EFRAIN MOLINA MONTEJO**

PALABRAS CLAVE:

ACEITE DIELECTRICO, REGENERACION DE ACEITE, MANTENIMIENTO PREVENTIVO, MANTENIMIENTO PREDICTIVO, MANTENIMIENTO

CONTENIDO:

Esta monografía muestra el desarrollo de un procedimiento técnico del proceso de regeneración de aceite dieléctrico mineral en transformadores de potencia energizados, realizado en la empresa Jorge León Bedoya Marín S.A.S. Se propone el desarrollo de este documento como respuesta a la necesidad de integrar las diferentes actividades que componen el proceso y minimizar los impactos negativos que durante la ejecución del procedimiento actual afectan la seguridad del personal, la calidad del producto final y la integridad de los equipos involucrados en el proceso, de igual forma dentro de la filosofía del proceso se apunta a las buenas practicas que permitan la conservación del medio ambiente, buscando incluir en el procedimiento actividades que minimicen los impactos que se puedan generar en el medio ambiente si se llegase a presentar un contacto directo del aceite con el suelo.

El desarrollo del procedimiento está soportado por el conocimiento y experiencia del personal que actualmente realiza esta tarea, por las consideraciones obtenidas de los procesos llevados a cabo por otras empresas y la información técnica de los equipos usados en el proceso. El pilar fundamental del procedimiento es la aplicación de metodologías basadas en mantenimiento preventivo y predictivo, en donde a través de actividades ya planificadas y criterios de diagnóstico de aceites dieléctricos basados en normas, se busca llegar al punto óptimo del aceite en el cual se cumplan las recomendaciones de la norma.

*Monografía de grado

**Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: Jorge Ivan Silva Ortega

ABSTRACT

TITLE:

TECHNICAL PROCEDURE OF THE REGENERATION PROCESS OF MINERAL DIELECTRIC OIL IN ENERGIZED POWER TRANSFORMERS, DONE IN THE COMPANY JORGE LEON BEDOYA MARIN S.A.S*

AUTHOR:

EDWIN ESPINOSA MONTES Y DAMIAN EFRAIN MOLINA MONTEJO **

KEYWORDS:

DIELECTRIC OIL, OIL REGENERATION, PREVENTIVE MAINTENANCE, PREDICTIVE MAINTENANCE, MAINTENANCE

CONTENTS:

This document describe a new technical procedure used to regenerate dielectric oil while power transformers are in service. Actually, Jorge León Bedoya Marín S.A.S. Company realize a similar process and this one is proposed as an alternative in order to integrate activities, reducing negative impacts registered previously, preserving operator's security, guarantying quality of the final product and keeping equipment conservation used during dielectric oil regeneration process, in the same way within the philosophy of the process is aimed at good practices that allow the conservation of the environment, seeking to include in the procedure activities that minimize the impacts that can be generated in the environment if it were to present a direct contact of the oil with soil.

The procedure is supported by a structured and reviewed state of art achieved during the survey period; it considers personnel experience and recommendations suggested to do the regeneration process and the benchmarking process realized in other companies that realize similar activities. The main support of the proposed procedure is the application of methodologies based on preventive and predictive maintenance where planned activities and oil dielectric criteria to diagnostic its status based on standards. The procedure try to guaranty the dielectric oil optimal point in which all properties suggested by the standard will be accomplished.

*Monograph

**Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization. Director: Jorge Iván Silva Ortega

INTRODUCCIÓN

Los procesos de regeneración de aceite dieléctrico en aparatos eléctricos son el resultado de un desarrollo tecnológico e innovación constante, lo cual responde a garantizar la vida útil del equipo haciendo uso de mantenimiento preventivo y predictivo, al igual que promueve la implementación de acciones que establece el sistema de gestión de desechos y residuos al interior de una organización, logrando recuperar un alto grado del aceite original.

Dentro de su aplicación, los aceites dialécticos son utilizados como refrigerantes y aislantes en transformadores, reactores, entre otros equipos eléctricos cuya aplicación se centra en garantizar la operación normal en espacios cerrados entre fases conductoras.

El presente documento presenta los componentes técnicos y metodológicos de una propuesta de procedimiento técnico del proceso de regeneración de aceite dieléctrico mineral en transformadores de potencia energizados, implementado en la actualidad en la empresa JORGE LEON BEDOYA MARIN S.A.S

La presente monografía se estructura en una sección de marco teórico en donde se relacionan los conceptos utilizados durante la elaboración del procedimiento, un marco metodológico, una sección donde se describe el procedimiento actual desarrollado por la empresa y finalmente se estructura el proceso de regeneración propuesto.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 GENERALIDADES DE LA COMPAÑÍA.

1.1.1 Jorge León Bedoya Marín S.A.S. JORGE LEON BEDOYA MARIN & CIA S.A.S. es una empresa que ha ido consolidándose en el mercado por más de 20 años, tiempo durante el cual ha obtenido amplio conocimiento por sus servicios en el área de mantenimiento y reparación de transformadores eléctricos, todo ello apoyado en un sistema de gestión de calidad que cumple con las exigencias de la norma ICONTEC ISO 9001.

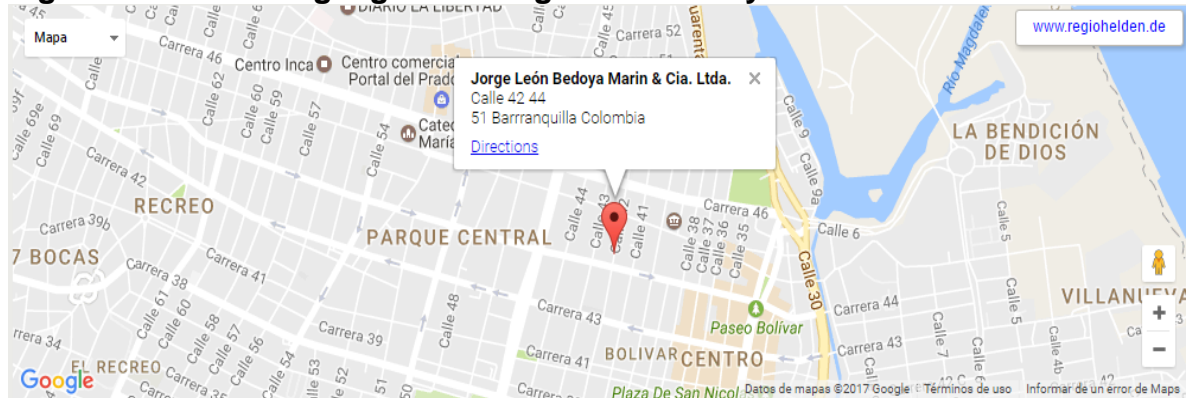
La empresa desarrollo la propuesta de incursionar en el área de ensayos dieléctricos de equipos para trabajo con línea energizada y a su vez obtuvo la acreditación del laboratorio con la Organización Nacional de Acreditación ONAC bajo la norma ISO-IEC-17025-2005, para realizar ensayos eléctricos a elementos de protección personal y equipos de elevación para posicionamiento de línea viva.

1.1.2 Portafolio de servicios. JORGE LEON BEDOYA MARIN & CIA S.A.S es una empresa especialista en transformadores eléctricos, ensayos de laboratorios para aceites dieléctricos, equipos de protección personal, equipos de aislamiento y maquinaria dieléctrica, que tienen dentro de su portafolio de servicios las siguientes alternativas para los clientes:

- Mantenimiento de transformadores eléctricos.
- Alistamiento de transformadores de potencia.
- Proceso de regeneración de aceite en frío y en caliente.
- Pruebas eléctricas para transformadores de potencia.
- Laboratorio de ensayos dieléctricos.
- Laboratorio de aceites.
- Laboratorio de prueba de transformadores.

1.1.3 Ubicación Geográfica. La empresa se encuentra ubicada en la calle 42 # 44 -51 del barrio Rosario e la ciudad de Barranquilla, departamento del atlántico.

Figura 1. Ubicación geográfica Jorge León Bedoya Marín & cia s.a.s



Fuente: <http://www.jorgeleonbedoya.com/contact.html>, Marzo de 2017.

1.1.4 Misión y Visión.

Misión: Ofrecer servicios de óptima calidad al sector eléctrico colombiano, con excelencia en servicio y precios competitivos. Crear el mejor clima de trabajo y satisfacción para sus empleados.

Visión: Ser un grupo reconocido a nivel nacional e internacional, por la alta calidad de servicio, mística de trabajo y el uso e implementación de tecnología avanzada, comprometidos a superar las expectativas de nuestros clientes.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La operación de transformadores eléctricos en el uso final, el transporte y la distribución de energía, categorizan este tipo de máquinas como críticas y

prioritarias al momento de suministrar energía eléctrica a un proceso, instalación o red eléctrica. Debido a su relevancia en el proceso, la capacidad para diagnosticar con precisión, predecir y tratar eficientemente los problemas asociados a fallas en los componentes internos y su sistema de aislamiento sólido y líquido, es esencial para el personal de mantenimiento, ingeniería y operaciones.

En grandes empresas tales como Cementeras, industrias químicas, centrales de generación, minas de carbón entre otras aplicaciones, existe una gran diversidad de transformadores eléctricos (transformadores de distribución, de potencia, transformadores con diferentes tipos de refrigeración y aislamiento) que representan una alta criticidad en el proceso de producción o cualquiera que sea su actividad económica principal.

Figura 2. Imagen de proceso de regeneración de aceite en empresa del sector minero



Fuente: ilustración propia tomada en empresa del sector minero durante un proceso de regeneración del aceite dieléctrico de un transformador de potencia.

El sistema de aislamiento del transformador en general está compuesto de una parte líquida (aceite mineral aislante), y una parte sólida (papel a base de celulosa obtenido mediante el proceso kraft es decir cocción al sulfato).

La gran mayoría de los transformadores eléctricos tiene como fluido aislante el aceite mineral de bases naftenicas, aromáticas e isoparafínicas, las cuales cada una aportan propiedades diferentes a la funcionalidad del dieléctrico (BRIONES MARTINEZ, 2005).

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la necesidad de la ininterrumpida operación del sistema nacional interconectado, establece un escenario en el que el desarrollo energético exige ubicarse en posiciones prioritarias. Hoy en día en el país existe una gran cantidad de transformadores de potencia con más de 20 años de vida cuyos aceites dieléctricos, como producto de envejecimiento natural, se encuentran deteriorados debido al régimen de operación, la carga y la temperatura a los que se someten desde su puesta en marcha.

Jorge León bedoya Marín S.A, empresa que ha ido consolidándose en el mercado por más de 20 años, tiempo durante el cual ha obtenido amplio reconocimiento por sus servicios en el área de mantenimiento reparación de transformadores eléctricos, tiene dentro de su portafolio de servicios el proceso de regeneración de aceite dieléctrico en línea para la recuperación de cualidades químicas y dieléctricas mediante un proceso que unifica el filtrado de aceite por tierra fuller y el proceso de termovacío (secado por circulación de resistencias y desgasificado por proceso de vacío).

Este proceso aunque es realizado por personal con amplia experiencia, no se encuentra actualmente documentado en un procedimiento técnico que incluya la descripción del proceso desde la etapa inicial, las condiciones de seguridad a implementar y la etapa final que incluya los análisis físico-químicos del estado final del aceite y las pruebas eléctricas de verificación del estado general del transformador. Por lo anterior surge la siguiente pregunta de investigación:

¿Es posible integrar un procedimiento para evaluar la calidad de regeneración del aceite dieléctrico de origen mineral en transformadores de potencia?

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.3.1 Objetivo general. Desarrollar procedimiento técnico del proceso de regeneración de aceite dieléctrico mineral en transformadores de potencia energizados.

1.3.2 Objetivos específicos

- Desarrollar una revisión del estado del arte centrada en revisar los procedimientos de regeneración de aceites dieléctricos de origen mineral.
- Caracterizar el procedimiento de regeneración de aceite dieléctrico de origen mineral implementado actualmente en la empresa Jorge León Bedoya Marín S.A.S.
- Proponer acciones de mejora para el proceso de regeneración de aceite dieléctrico de origen mineral en transformadores de potencia energizados.
- Desarrollar un manual que integre el procedimiento definitivo del proceso de regeneración del aceite dieléctrico mineral de transformadores de potencia energizados.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de una estrategia de mantenimiento eléctrico preventivo en transformadores eléctricos resulta relevante dentro de la operación de la industria, dado que es vital establecer y llevar a cabo un plan de mantenimiento adecuado que incluya técnicas para garantizar el correcto funcionamiento del equipo evitando salidas de operación no programadas y que ocasionen pérdidas económicas en la producción de una empresa.

La falla de un transformador eléctrico origina importantes costos debido a las interrupciones en la producción; es por esto que la industria considera rigurosos planes de mantenimiento prefiriéndolos en lugar de mantenimiento orientado a la falla o correctivo.

Desde una perspectiva de seguridad del personal y de confiabilidad del proceso, se pretende con la siguiente monografía proponer un procedimiento detallado que permita al personal técnico ejecutor de las actividades y al personal de mantenimiento de la empresa contratante, tener una guía actualizada del paso a paso de las actividades que integran el proceso de recuperación del aceite y a su vez involucrar los requerimientos de seguridad que garanticen la integridad física del personal, la confiabilidad del proceso y la continua operación del transformador durante el tratamiento.

1.5 ESTADO DEL ARTE

Michael Faraday construyó el primer transformador de forma experimental en el año 1831 cuando se disponía a realizar experimentos en los que posteriormente descubriría el fenómeno de la inducción magnética. Para este experimento usó dos bobinas una arrollada sobre la otra, en las cuales al variar la corriente, el flujo magnético sobre la segunda bobina variaba y se inducía una corriente eléctrica.

Sin embargo Michael Faraday no prestó mucha atención a este fenómeno ya que sus intereses estaban enfocados en otras investigaciones y fue por esto que otros científicos llevaron a cabo experimentos con distintas versiones de este primer transformador inventado por Faraday.

La invención del transformador data del año 1884 por parte de los ingenieros húngaros Zipernowsky, Bláthy y Deri, trabajadores todos de la compañía Ganz crearon

en Budapest el modelo “ZBD” de transformador de corriente alterna, este desarrollo fue aplicado en los sistemas de transmisión que para esa época eran de corriente directa y presentaban limitación técnicas en cuanto a operación y limitaciones económicas por pérdidas de energía.

El primer sistema de distribución de corriente alterna con fines comerciales que usaba transformadores, se puso en operación en los estados unidos de américa en el año 1886 en Great Barrington y en ese mismo año se logró transmitir la potencia eléctrica a 2000 voltios en corriente alterna a una distancia de 30 Km (Enriquez Harper, 2003).

La utilización de aceite mineral para transformadores data desde 1887. Aquellos aceites eran producidos a base de crudos parafinicos y tuvieron gran aceptación por más de 50 años. Sin embargo, a pesar de que los aceites parafinicos son más estables que los naftenicos, al deteriorarse, sus productos de oxidación son de difícil eliminación. Por esta razón fueron introducidos los aceites naftenicos, los cuales presentan el inconveniente de oxidarse más rápidamente que los aceites parafinicos.

El primer intento para recuperar el aceite, perdió aceptación al descubrirse que el aceite recuperado o reciclado se deteriora más rápidamente que un aceite nuevo en el mismo transformador. Por este motivo el cambio de aceite se hizo popular, ya que el aceite nuevo contiene un inhibidor natural que prolonga su vida útil. Luego de 30 años de investigación se logra identificar un antioxidante que al ser añadido al aceite recuperado, previene su oxidación acelerada (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 1994).

A partir de este momento, la recuperación del aceite recobra aceptación y es así como en el 1952 el comité de la sociedad americana para pruebas y materiales (ASTM) declara que los aceites aislantes al ser tratados apropiadamente pueden tener una extensión de vida útil limitada. A pesar de este pronunciamiento, la mayor parte de la industria continuó reemplazando los aceites envejecidos por nuevos por creer que era económicamente más rentable. Sin embargo la experiencia ha

revelado que esta opción no fue la acertada (Baez Pastrana & Peraza Olivares, 2012).

En el año 1973, se produce una escasez tanto de aceite de transformador como de inhibidor DPBC, por lo que los precios de los mismos se dispararon a nivel mundial. Debido a que únicamente el 3% de los crudos son apropiados para obtener aceite dieléctrico de transformador, cuya provisión se encontraba en crisis, el aceite de transformador se convirtió en una mezcla, la cual incluye parafinicos y aromáticos en más del 50% de su composición (Baez Pastrana & Peraza Olivares, 2012).

2. MARCO TEORICO

2.1 CONCEPTO DE TRANSFORMADOR ELÉCTRICO.

Los transformadores son máquinas estáticas capaces de elevar, reducir o mantener los niveles de tensión y corriente sin variar la frecuencia y manteniendo la potencia; la principal función de ellos es cambiar los parámetros de la energía eléctrica(L. Beasn, Chackan Jr, Moore R, & Wentz C, 1959).

El transformador es un dispositivo que no tiene partes móviles, este transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro bajo el principio de inducción electromagnética. La transferencia de energía la hace por lo general con cambios en los valores de voltajes y corrientes(Enriquez Harper, 2003).

Su utilización hizo posible la realización práctica y económica del transporte de energía eléctrica a grandes distancias

Según sea su función dentro las necesidades de operación, un transformador puede ser usado como elevador o reductor, este recibe la potencia eléctrica a un valor de voltaje y la entrega a un valor más elevado o más reducido dependiendo de la función (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 1998).

El transformador básicamente está formado por una parte activa donde tienen lugar los fenómenos electromagnéticos, un sistema aislante que es el que limita la generación de corrientes de fuga que se puedan presentar entre devanados o

entre los devanados y la carcasa y una carcasa que principalmente le brinda soporte a la parte activa y a los diferentes accesorios.

2.1.1 Tipos de transformadores. Existen diversas formas de clasificar los transformadores, dependiendo del autor, entre las clasificaciones más usuales se encuentran (Solano Martinez, 2005):

2.1.1.1 Según el número de fases. Según el número de derivaciones en cada devanado se destacan.

Monofásicos: con arrollamientos únicos en el primario y el secundario; por ejemplo, el que con una tensión de entrada 220 V entrega 125 V a la salida, utilizados más en áreas rurales

Trifásicos: Tiene 3 bobinados en su primario y 3 en su secundario. Puede adoptar forma de estrella (Y) con hilo de neutro o NO, de Triangulo (Δ) y las combinaciones entre ellas: Δ - Δ , Δ -Y, Y- Δ y Y-Y; Al pasar de Δ a Y o viceversa las tensiones varían.

2.1.1.2 Según su funcionalidad. Hay muchos tipos de transformadores, pero todos están basados en los mismos principios básicos, Pueden clasificarse en dos grandes grupos de tipos básicos: transformadores de potencia y de medida

De Potencia: Los transformadores eléctricos de potencia sirven para variar los valores de tensión de un circuito de corriente alterna, manteniendo su potencia, su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética

De medida: Sirven para variar los valores de grandes tensiones o intensidades para poderlas medir sin peligro (TP y TC).

Figura 3. Transformador de potencia 220 MVA.



Fuente: Autor del trabajo de grado. Transformador de una central de generación térmica.

2.1.1.3 Según su voltaje. Transformadores de transmisión, subtransmisión y distribución

2.1.1.4 Según su aislamiento. Transformadores secos o inmersos en líquido refrigerante (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 1998).

Figura 4. Transformador seco



Fuente: Autor del trabajo de grado. Transformador seco en taller JLB.

2.1.1.5 Según su ubicación de operación. Transformadores tipo pedestal o transformadores aéreos.

2.1.2 Sistemas de refrigeración en transformadores. La parte activa de los transformadores generan calor a causa de las pérdidas resistivas o por efecto joule. Las altas temperaturas acortan la vida del transformador. Una de las funciones principales del aceite dieléctrico en los transformadores es transferir el calor lejos del núcleo y los devanados con el fin de evitar el deterioro temprano del aislamiento y los demás problemas que se pueden ocasionar al trabajar el equipo bajo condiciones fuera de diseño. La función principal del sistema de enfriamiento del transformador es transferir este calor del aceite hacia el aire exterior, enfriando así el transformador lo cual le permite a este extender su vida útil y aumentar su capacidad de carga. (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2004).

El método de enfriamiento puede ser natural o forzado. La refrigeración natural del aire se denomina AN (Air Natural), y la refrigeración forzada por medio de ventiladores se denomina AF (Air Forced). La refrigeración natural del aceite es denominada ON (Oil Natural), y la forzada por medio de bombas OF (Oil Forced). Ocasionalmente se utiliza el agua como refrigerante del aceite y este método es denominado WF (Water Forced). La denominación del método de refrigeración debe tener en cuenta cada uno de los fluidos convectivos presentes, como ejemplo de

esta denominación se tienen los transformadores ONAN (Oil Natural – Air Natural) y ONAF (Oil Natural – Air Forced) (Figura 5) .

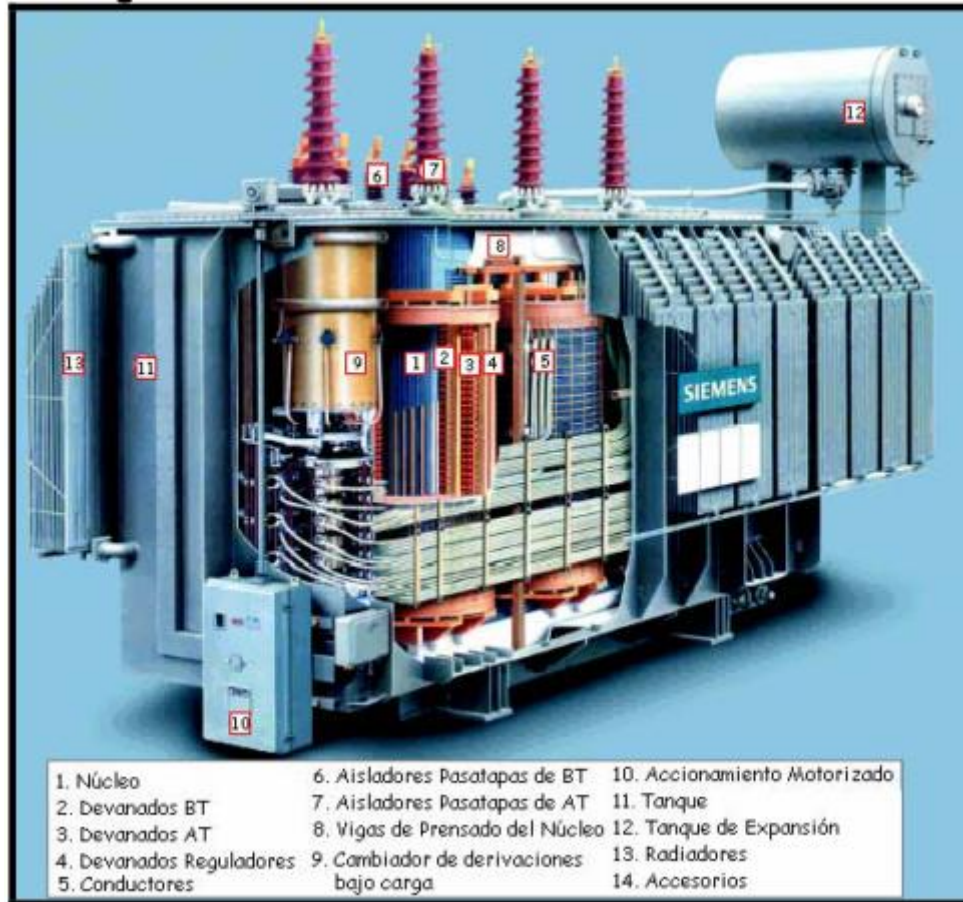
Figura 5. Transformador inmerso en aceite



Fuente: Autor del trabajo de grado. Transformador con método de enfriamiento ONAF de empresa de acueducto de Barranquilla.

2.1.3 Partes de un transformador de potencia. A continuación se muestra una ilustración de las partes de un transformador de potencia y la descripción de las partes principales y más representativas.

Figura 6. Corte transversal y descripción de partes de un transformador.



Fuente: Solano Marínez, J. E. (2005). *Mantenimiento de transformadores de potencia*. Universidad Industrial De Santander

Parte Activa.

Es la parte representativa del transformador, es el corazón del transformador, el lugar en donde se dan el fenómeno electromagnético que permite generar los cambios de nivel de tensión. Generalmente la parte activa en los transformadores de potencia está inmersa en aceite dieléctrico.

Figura 7. Parte activa transformador 7.5 MVA



Fuente: Autor del trabajo de grado. Mantenimiento de transformador de 7.5 MVA en el taller JLB.

Devanados.

Son el circuito eléctrico del transformador, a través de los devanados circula la corriente del transformador. Son elaborados en cobre o aluminio esmaltado con un recubrimiento de papel aislante (papel Kraff) es cual es adherido mediante una resina especial.

Figura 8. Bobinas de devanados primario (derecha) y secundario (izquierda) de transformador 7.5 MVA



Fuente: Autor del trabajo de grado. Mantenimiento de transformador de 7.5 MVA en el taller JLB.

Núcleo.

Es la parte del transformador por la cual circula el flujo magnético que inducirá la tensión en el devanado secundario, las láminas del núcleo están elaboradas de un material de hierro al silicio de grano orientado laminado en frío las cuales están aisladas entre sí con el fin de disminuir las corrientes parásitas. La alta permeabilidad magnética debe ser una de las características más importantes de estas láminas ya que se debe garantizar que el flujo magnético tenga la menor oposición a su circulación.

Figura 9. Láminas de núcleo transformador 7.5 MVA



Fuente: Autor del trabajo de grado. Mantenimiento de transformador de 7.5 MVA en el taller JLB.

Tanque (Cuba).

Es la parte del transformador que le brinda protección y soporte a la parte activa, en el tanque se realiza el almacenamiento del aceite dieléctrico, el cual es aislado de condiciones ambientales que puedan afectar su integridad.

Bushings, Bujes o Pasatapas.

Estos tienen la función de permitir la conexión de cada una de las fases de los devanados con la fuente de alimentación externa o la carga, garantizando el aislamiento de la conexión con la carcasa o cuba del transformador.

Son fabricados en porcelana impermeable con la característica que este material debe ser lo menos higroscópico posible para evitar la absorción de humedad que produce el aumento de corrientes de fuga, también son fabricados a base de polímeros.

Figura 10. Buje de transformador 220 KV.



Fuente: Autor del trabajo de grado. Mantenimiento de transformador en central de generación térmica (Cambio de buje).

2.2 ACEITES DIELECTRICOS DE ORIGEN MINERAL

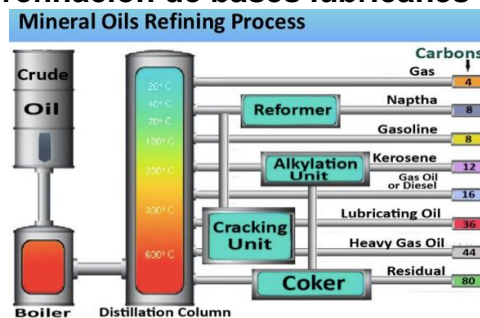
Desde tiempos muy remotos, el hombre ha tratado de resolver los obstáculos que le ha impuesto la naturaleza, se cree que el origen de los lubricantes, se remonta aproximadamente a unos 4.000 años antes de nuestra era, cuando se tuvo la necesidad de lubricar los elementos móviles diseñados para su supervivencia utilizando en un principio grasas de tipo animal.

Con el pasar de los años y el avance de la tecnología, aprovecho los recursos que le ofrecía la naturaleza y los transformo en su beneficio, dentro de estos recursos, se encuentran los minerales fósiles, los cuales, son la materia prima de las bases lubricantes de la más amplia gama de productos que se encuentran hoy en el mercado.

Composición de aceites los lubricantes

Los lubricantes están elaborados por dos componentes principales, un aceite base, más un paquete de aditivos que puede variar su cantidad en proporción desde un 0,1 hasta un 30 % y que funcionan como mejoradores de dicho básico.

Figura 11. Proceso de refinación de bases lubricantes minerales



Fuente: Testoil [En línea] [13 febrero 2014]. Disponible en: <https://www.slideshare.net/KarrieWilliams/lubrication-fundamentals-lubricating-oil-basics>

2.2.1 Bases Minerales. Se obtienen en refinerías de petróleo, a partir de procesos de refinación y petroquímica, y dependiendo de la calidad del crudo en gran parte por su lugar de extracción, estas pueden ser: Parafinicas, Naftenicas o Aromáticas, siendo las dos primeras, las más utilizadas en el mercado industrial.

2.2.2 Bases Parafinicas (C_nH_{2n+2}). Debido a su alto contenido de hidrocarburos parafinicos, entre el 70 y 80%, son ampliamente utilizadas en la preparación de aceites lubricantes donde la temperatura de operación de los equipos es relativamente alta, pero debido a su contenido de parafinas, no se comportan de la mejor manera a bajas temperaturas, dentro de sus principales ventajas se podría destacar, su alta resistencia a la oxidación.

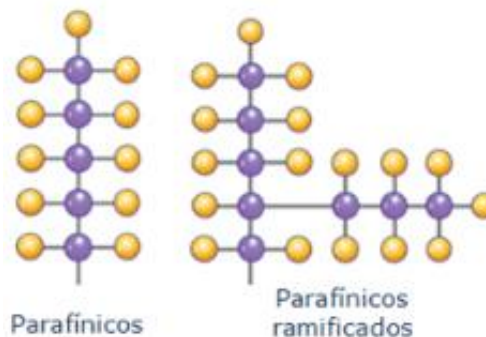
Los hidrocarburos parafinicos con cuatro o menos átomos de carbonos, son gaseosos a temperatura ambiente, entre cinco y quince son líquidos y por encima

de dieciséis átomos de carbono son sólidos con apariencia de un sólido céreo y constituyen el componente principal de las llamadas parafinas solidas del petróleo. Esta serie parafinica se caracteriza por su gran estabilidad y en este grupo están el metano, etano, hexano y hexadecano.

Características:

- Baja densidad
- Elevado índice de viscosidad (80 – 90)
- Baja volatilidad (alto punto de inflamación)
- Bajo poder solvente (elevado punto de anilina, 90° - 100°C)(Albarracin Aguillon, 2015).

Figura 12. Estructura molecular de las bases minerales Parafinicas



Fuente: Noria Latin America [En línea] [6 noviembre 2013]. Disponible en: <http://noria.mx/lublearn/los-fundamentos-de-la-refinacion-de-bases-lubricantes-minerales/>

2.2.3 Las bases Naftenicas (C_nH_{2n}). Debido a su alto contenido de hidrocarburos naftenicos, aproximadamente del 70 al 80%, y bajo contenido de ceras, son ampliamente utilizadas en la preparación de aceites lubricantes donde la temperatura de operación de los equipos es baja, pero debido a su composición molecular, no se recomienda usar en aplicaciones a altas temperaturas porque

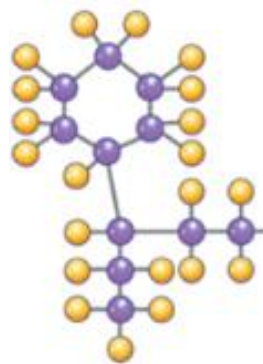
tienden a oxidarse con mayor facilidad, dentro de sus principales ventajas, se podrían destacar que no forma carbones duros.

Los naftenos, son compuestos cíclicos saturados que pueden relacionar por reemplazo del hidrogeno por otro elemento, mientras que las olefinas son no saturados, de cadena abierta, en las que un doble enlace une dos átomos de carbono. Los naftenos se denominan: ciclobutano, ciclopentano, y ciclohexano.

Características:

- Densidad relativamente elevada
- Bajo índice de viscosidad (menor de 60)
- Mayor volatilidad que los parafinicos (bajo punto de inflamación)
- Poder disolvente elevado (buena miscibilidad con crudos parafinicos)
- Bajo punto de congelación natural.(Albarracin Aguillon, 2015)

Figura 13. Estructura molecular de las bases lubricantes Naftenicas



Nafténicos

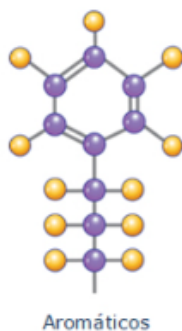
Fuente: Noria Latin America [En línea] [6 noviembre 2013]. Disponible en: <http://noria.mx/lublearn/los-fundamentos-de-la-refinacion-de-bases-lubricantes-minerales/>

2.2.4 Las bases aromáticas (C_nH_n). Debido a su contenido de hidrocarburos aromáticos, aproximadamente del 70 al 80%, estas bases son muy inestables y altamente volátiles, por lo que su utilización en la industria es prácticamente nula. Los hidrocarburos aromáticos de bajo punto de ebullición como el benceno y tolueno se encuentran en pequeñas cantidades en la mayor parte de los crudos, las gasolinas obtenidas de estos hidrocarburos poseen buenas cualidades antidetonantes; no obstante, estos hidrocarburos, no son deseables en los Kerosenos, en los combustibles Diésel, ni en las bases para los aceites lubricantes debido a que producen lodos durante su proceso de oxidación.

Características:

- Densidad muy elevada
- Índice de viscosidad muy bajo
- Fácilmente oxidable
- Provocan formación de productos resinosos
- Se emulsionan fácilmente con el agua
- Tienen un punto de Anilina Bajo.(Albarracin Aguillon, 2015)

Figura 14. Estructura molecular de las bases lubricantes minerales Aromáticas

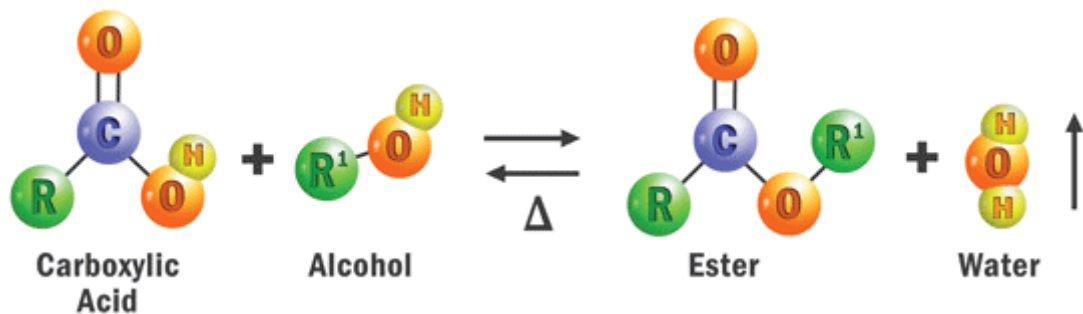


Fuente: Noria Latin America [En línea] [6 noviembre 2013]. Disponible en: <http://noria.mx/lublearn/los-fundamentos-de-la-refinacion-de-bases-lubricantes-minerales/>

2.2.5 Bases Sintéticas. Son bases que se obtienen, por un lado, a partir del petróleo crudo, como los Oligomeros de Olefinas o PAOs (Poli Alfa Olefinas) que se derivan del Monómero de Etileno $H_2C=CH_2$, o por manipulación del hombre, desarrolladas a través de síntesis química en laboratorios para obtener resultados predecibles y de alto rendimiento como los PAG (Poli Alquilen Glicol), Ester, Esteres Fosfatados, Siliconas, entre otros.

Las bases sintéticas, fueron desarrolladas por primera vez hacia el año 1877 por Friedel y Crasfts y su comercialización se remonta hacia 1929 por la Standard Oil Company.(Mesa Velez, 2005)

Figura 15. Estructura molecular de las bases lubricantes sintéticas (Ester)



Fuente: Noria Latin America [En línea] [abril 2014]. Disponible en: <http://machinerylubrication.com/Read/29703/synthetic-esters-perform>

2.2.6 Bases Vegetales. Son bases que se obtienen a partir de procesos de refinación de semillas (Palma, Canola, Soja, Girasol, entre otras) que son altamente biodegradables y amigables con el medio ambiente.

De otro lado, los aditivos son compuestos mejoradores de las bases lubricantes, se desarrollan en laboratorios especializados y se establecen en forma de paquetes para dar cumplimiento a los requerimientos de los fabricantes de equipos, para el buen funcionamiento de sus máquinas.

Por último, una vez seleccionada la base y el paquete de aditivos ideal para una determinada y específica función, se procede a llevar a cabo la mezcla para la obtención del producto final que será un aceite lubricante que cumpla con los estándares de calidad y desempeño impuestos por los organismos de control (API, ASTM, ISO etc.)

2.3 LOS ACEITES DIELECTRICOS

La utilización de aceites dieléctricos en transformadores como medio aislante se remonta a más de un siglo, estos aceites, fueron diseñados para cumplir con funciones específicas y como parte fundamental de los equipos, juegan un papel muy importante en la conservación de la vida del transformador, por tanto, deben ser fabricados, transportados, almacenados, manipulados y mantenidos, con mucha atención y cuidado especial.

Por principio fundamental, los aceites siempre deben estar Limpios, Secos y Frescos. Típicamente los aceites minerales que cumplen con funciones dieléctricas deben fabricarse con un alto grado de deshidratación, alta resistencia química y mínimas pérdidas por evaporación.

Los aceites dieléctricos minerales de acuerdo a su contenido de aditivo antioxidante, pueden ser clasificados en dos grupos, los inhibidos o no inhibidos:

- Los aceites no inhibidos no contienen aditivos antioxidantes.
- Los aceites inhibidos contienen aditivos antioxidantes y comprenden dos grupos:

Los tipo 1, que contienen inhibidor máximo de 0,08% por masa

Los tipo 2, que contienen inhibidor máximo de 0,3% por masa (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2003)

Tabla 1. Requisitos que deben cumplir los aceites aislantes

Características	Periodicidad del ensayo	Valores límites		Método de ensayo
		Inhibido		
		Tipo 1	Tipo 2	
Físicas				
Aspecto visual	Rutina	Claro y brillante	Claro y brillante	ASTM D 1524
Color (máximo)	Rutina	0,5	0,5	ASTM D 1500
Punto de anilina, °C	Rutina	63-80	63-80	ASTM D 611
Punto de inflamación, °C	Rutina	145	145	ASTM D 92
Punto de fluidez máximo °C	Rutina	-30	-30	ASTM D 97
Tensión interfacial a 25 °C mínima, dinas/cm ¹⁾	Rutina	40	40	ASTM 971
Gravedad específica	Rutina	0,865-0,910	0,865-0,910	ASTM D 1298 o ASTM D 4052
Viscosidad, ²⁾				
Viscosidad cinemática a 40 °C máximo, cst	Rutina	12	12	ASTM D 445
Viscosidad cinemática a 100 °C	Rutina	3	3	ASTM D 445
PFVO - Power Factor Valued Oxidation	Tipo	Área bajo la curva (Véase el Anexo 1)		
Químicas				
Azufre corrosivo	Rutina	No corrosivo	No corrosivo	ASTM D 1257
Contenido de agua (máximo ppm) ³⁾	Rutina	30	30	ASTM D 1533
Número de neutralización expresado como el número de acidez total, máximo, mg KOH/g de aceite ⁴⁾	Rutina	0,025	0,025	ASTM D 974
Contenido de inhibidor de oxidación, máximo, % en peso	Tipo	0,08	0,30	Cálculo por peso ASTM D 974
Estabilidad a la oxidación acelerada: ensayo lodo o ácido	Tipo			
72h:				
% de lodo por peso, máximo.		0,15	0,10	ASTM D 2440
Número de acidez total, mg KOH/g de aceite		0,50	0,30	
164 h:	Tipo			
% de lodo por peso, máximo		0,30	0,20	ASTM D 2440
Número de acidez total, mg KOH/g de aceite.		0,60	0,40	
Eléctricas				
Tensión de ruptura antes de tratamiento	Rutina	30	30	ASTM D 877
Tensión de ruptura después del tratamiento	Rutina	28	28	ASTM D 1816
Tensión bajo impulso	Tipo	56	56	ASTM D 3300
Factor Potencia a 60 Hz máx. %	Rutina			ASTM D 924
25 °C		0,05	0,05	
100 °C		0,3	0,3	
Tendencia a la formación de gases	Tipo	15	15	ASTM D 2300
NOTA 1 La tensión interfacial se determina por el método de la NTC 2977 modificado, sin filtración previa de aceite.				
NOTA 2 La viscosidad se puede determinar por cualquiera de los métodos de ensayo indicados.				
NOTA 3 Los aceites a granel deben filtrarse antes de su utilización y cumplir con el contenido máximo de agua y la rigidez dieléctrica exigidos.				
NOTA 4 Para determinar el número de neutralización, se puede utilizar una solución de hidróxido de potasio (KOH) estándar alcohólico (0,01 N)				

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Especificaciones para aceites minerales nuevos. Aislantes, para transformadores, interruptores y equipos eléctricos. NTC 1465. Bogotá D.C.: 2003. 3 p.

Los aceites dieléctricos para aplicación en transformadores de potencia, cumplen básicamente con cuatro funciones dentro de las que podemos destacar, actuar como material dieléctrico y aislante, actuar como medio refrigerante, actuar como protector contra la corrosión y herrumbre de los componentes metálicos al interior del transformador y actuar como herramienta de diagnóstico en el mantenimiento predictivo

Como medio aislante: Los transformadores cuentan esencialmente con dos tipos de aislamiento, un aislamiento sólido que se conoce como el papel Kraft y un aislamiento líquido que es el aceite. Los aceites aislantes deben cumplir con la facilidad de no permitir la formación del “Arco Eléctrico” entre sus componentes conductores de energía eléctrica, ahora, para llevar a cabo y de buena manera este principio, se debe contar con propiedades especiales como lo es la rigidez dieléctrica.

Como medio refrigerante: Los aceites dieléctricos deben cumplir con la facilidad de transportar y disipar el calor generado por la actividad eléctrica de los componentes internos que hacen parte del transformador, ya que los altos niveles de temperatura, pueden oxidar y llevar a un fácil deterioro que se vería reflejado en la formación de lacas, barnices y lodos conduciéndose a una falla térmica inminente, se asume que entre los 150 y 500°C, el aceite genera gases de bajo peso molecular como el Hidrogeno (H) y Metano (CH₄).

Como medio protector contra la corrosión y herrumbre: Toda superficie metálica que este propensa a tener contacto con el oxígeno, tiende a corroerse y herrumbrarse, ya que estos fenómenos son ataques químicos que se presentan entre una superficie metálica y el agua, por tanto, los aceites dialecticos debe proteger a los elementos metálicos internos contra la corrosión y herrumbre que puede ser generada en ambientes donde hay presencia de humedad y agua por contaminación.

Mantener altos estándares de limpieza, es decir, mantenerse libre de materiales insolubles en suspensión, mantenerse secos, o sea, libres de humedad o agua ya sea disuelta o libre y mantener su frescura por medio de un buen sistema de refrigeración que le permita minimizar la oxidación o degradación de este, previniendo la formación de lodos, lacas o barnices que afecten de manera sustancial el buen desempeño del equipo, son funciones de un buen aceite pero solo se puede alcanzar con buenas prácticas de lubricación (almacenamiento, transporte y manejo).

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, los dieléctricos deben cumplir principalmente con las siguientes propiedades:

2.3.1 Propiedades Físicas. A continuación se describen las siguientes propiedades físicas que describen a los aceites dieléctricos.

2.3.1.1 Viscosidad. La viscosidad es la resistencia de un fluido a fluir, está relacionada directamente con los movimientos intermoleculares de los fluidos, en la medida que hay más resistencia a la separación molecular, el fluido será más viscoso y se desplazará más lentamente, la viscosidad, solo se puede determinar en líquidos en movimiento.

La viscosidad varía con la temperatura y la presión, es inversamente proporcional a la temperatura, o sea, que en la medida que la temperatura aumenta, la viscosidad disminuye y es directamente proporcional a la presión, es decir, en la medida que la presión aumenta, la viscosidad también aumenta, los aceites de base Nafténicas son más afectados que los de base Parafinicas.

A continuación, la ecuación matemática, para el cálculo de la viscosidad:

$$\tau = \eta (\partial u / \partial y) = \eta D$$

Ecuación N°1. Ecuación de la viscosidad dinámica o absoluta para fluidos Newtonianos.

Donde:

τ = Esfuerzo al corte

η = Viscosidad dinámica

$\partial u / \partial y = D$ = Rata de corte

Las unidades de medida de la viscosidad absoluta son:

En el sistema inglés $\text{lbf} \cdot \text{s} / \text{pie}^2$ o $\text{Slug} / (\text{pie} \cdot \text{s})$

En el sistema internacional $\text{N} \cdot \text{s} / \text{cm}^2$

En el sistema Cegesimal o CGS se expresa en Poise ($\text{gr} \cdot \text{s} / \text{cm}^2$)

La expresión matemática para la representación de la viscosidad cinemática es:

$$\nu = \eta / \rho$$

Ecuación N°2. Ecuación de la viscosidad cinemática.

Donde:

ρ = Densidad del líquido

Si ρ esta expresado en Kg / m^3 , entonces ν es expresado en m^2 / s para las unidades en sistema internacional y para el sistema métrico es el Stoke (cm^2 / s) (Neale, 2001)

La variación en densidad Vs la presión se puede representar matemáticamente como:

$$V_0 P / V_0 - V = K_0 + m_p$$

Donde:

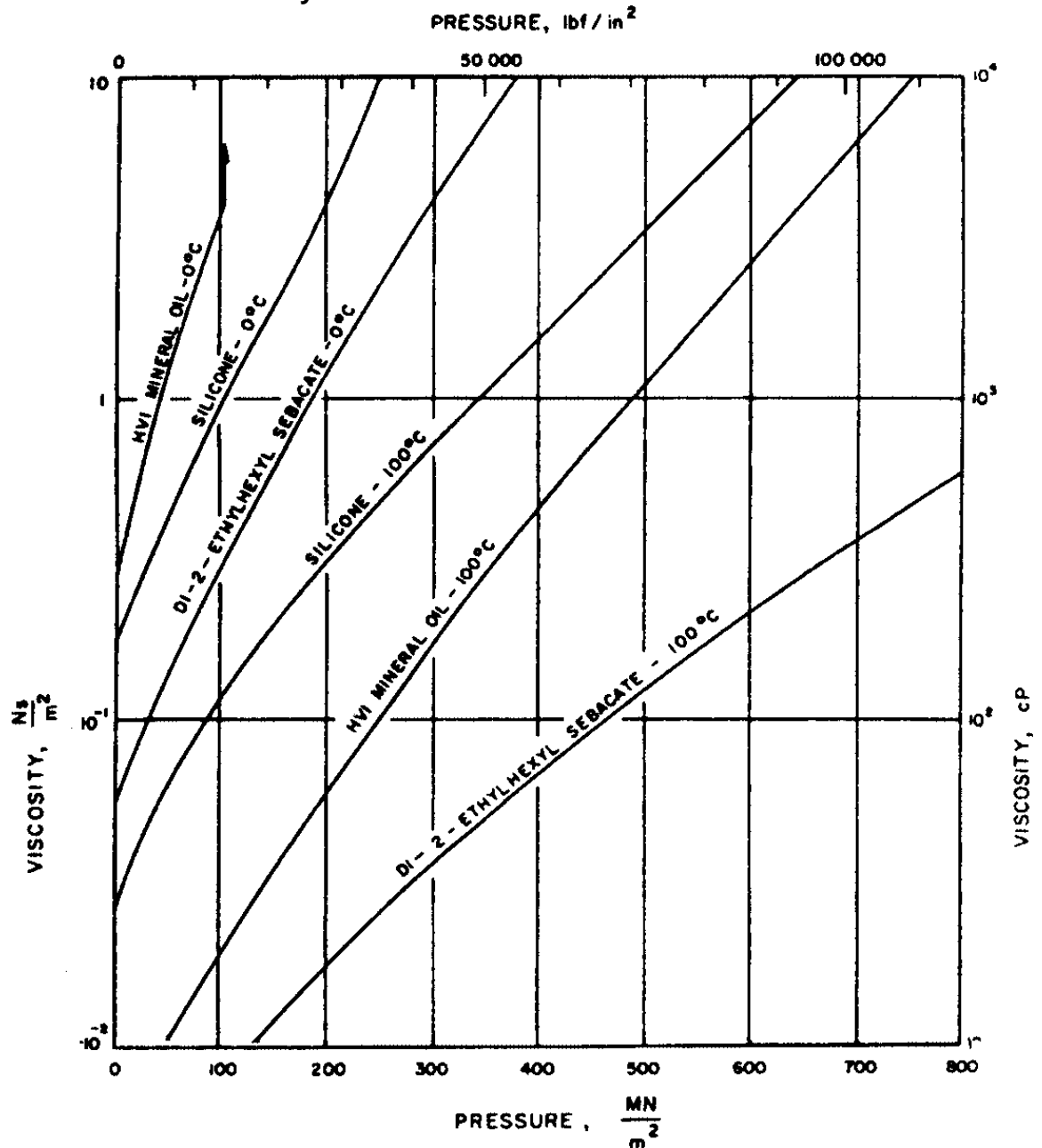
V_0 = Volumen Inicial

V = Volumen a presión p

p = Presión

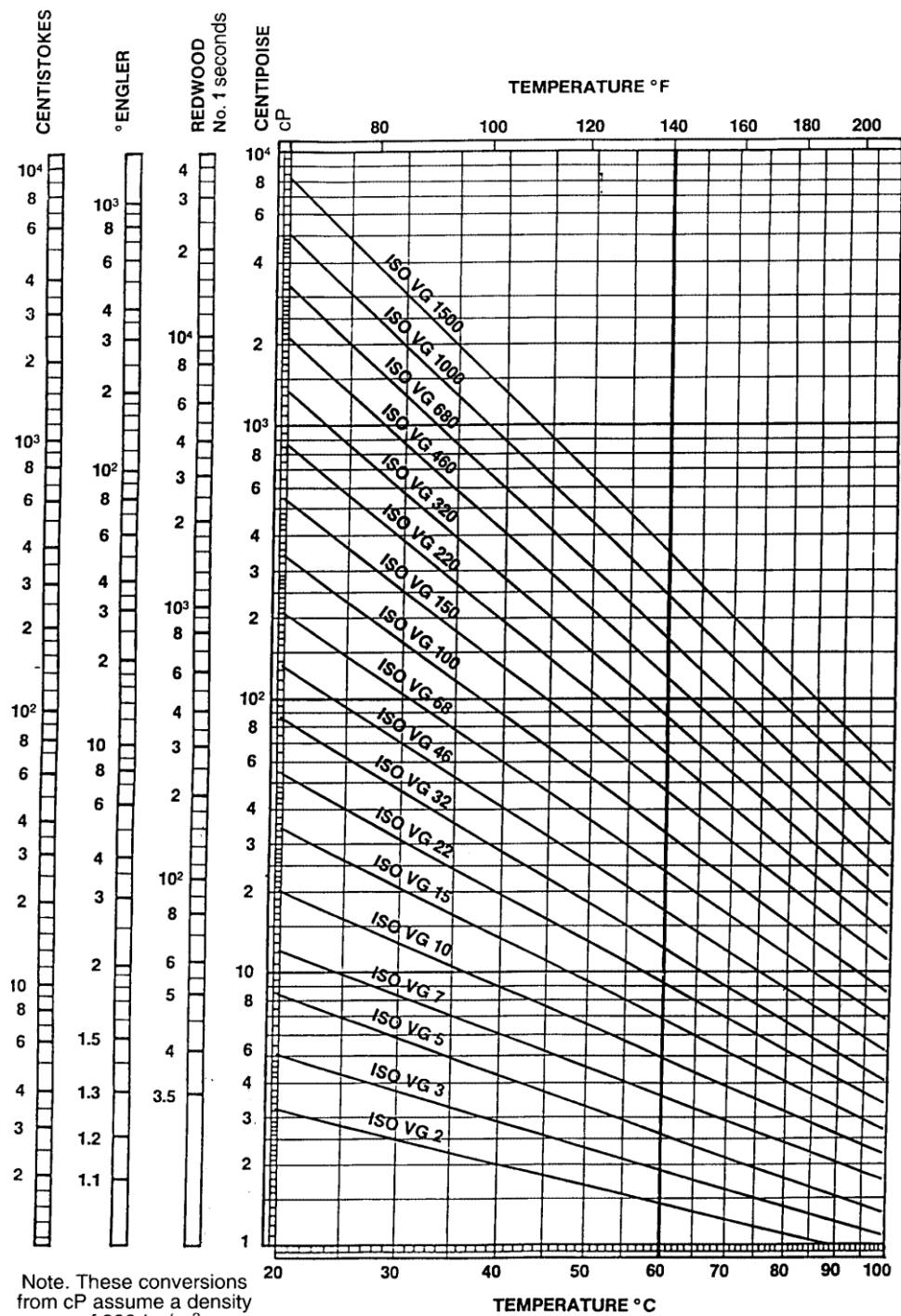
K_0 y m = Constantes (Neale, 2001)

Figura 16. La variación de la viscosidad con la presión para algunos lubricantes minerales y sintéticos



Fuente: NEALE, M.J. Lubrication and Reliability: Handbook. Butterworth-Heinemann; 225 Wilwood Avenue, Woburn, MA. 2001. C 1.2 p.

Figura 17. La viscosidad de los aceites lubricantes para la ISO 3448 a presión atmosférica



Fuente: NEALE, M.J. Lubrication and Reliability: Handbook. Butterworth-Heinemann; 225 Wilwood Avenue, Woburn, MA. 2001. C 1.3 p.

2.3.1.2 Punto de Fluidez:

El punto de fluidez en los aceites, es la temperatura mínima en la que el fluido deja de fluir, los aceites minerales que tienen mejor comportamiento a bajas

temperaturas, son los aceites de bases Nafténicas, debido a su bajo contenido de ceras, por lo general, estos aceites, mantienen su condición natural de fluir a temperaturas por debajo de entre los -20 y -30°C

2.3.1.3 Punto de Inflamación. El punto de inflamación, hace referencia al momento en el que un aceite empieza a emitir vapores inflamables, se relaciona con la volatilidad del aceite, en la medida que es más bajo este punto, más volátil será el aceite y tendera a inflamarse más rápidamente, posterior al punto de inflamación se encuentra el punto de combustión que suele estar entre 30° y 60° por encima del punto de inflamación. Se ha determinado como valor mínimo para aceites dieléctricos, 145°C, en la medida que este valor es más alto, proporcionará un nivel más alto de seguridad contra el riesgo de inflamación.

2.3.1.4 Tensión Interfacial. La tensión interfacial de los aceites consiste en el grado de resistencia que ofrecen dos líquidos que no son miscibles a su separación cuando se ponen en contacto como suele suceder entre el agua y el aceite, en la interface o superficie de contacto de dos líquidos insolubles, existe una interacción a nivel molecular que tiende a modificar la tensión superficial de ambos líquidos en la zona de contacto; en este caso se habla de tensión interfacial, la cual casi siempre es referida al agua, como patrón de comparación

2.3.1.5 Punto de Anilina. Es la temperatura en °C a la que dos volúmenes iguales de aceite y anilina se mezclan totalmente.

El punto de anilina se utiliza fundamentalmente para determinar la compatibilidad del aceite con sellos y juntas de goma y elastómeros. Los aceites con punto de anilina alto hacen que los sellos se contraigan y endurezcan, mientras que los que tienen un punto de anilina demasiado bajo hacen que el sello se ablande y se

expanda, se ha determinado como valor aceptable para aceites dieléctricos entre 63° y 84°C

2.3.1.6 Color. El color es caprichoso al fabricante, no es un indicador de calidad, en los aceites dieléctricos minerales de base Naftenicas, predominan los colores claros, un cambio de color (oscurecimiento) en corto tiempo, puede determinar en algunos casos el grado de contaminación, degradación, deterioro o de uso de un aceite.

2.3.2 Propiedades Químicas. A continuación se describen las propiedades químicas que caracterizan a los aceites dieléctricos:

2.3.2.1 Estabilidad a la Oxidación. La Oxidación es un fenómeno natural de todo elemento que tiene contacto con el oxígeno, en los lubricantes cuando se habla de oxidación, se habla de la vida remanente o útil del aceite, es por eso, que es de suma importancia la fabricación de aceites con bases lubricantes y un paquete de aditivos de excelente calidad, adicionalmente, tener buenas prácticas y que operativamente se desenvuelvan en ambientes controlados de temperatura y presión especialmente, porque es sabido el impacto negativo que estas dos variables causan a la vida útil del aceite, especialmente la temperatura, que por cada 10°C de aumento en la temperatura por encima de los 60°C, la vida útil del aceite, se verá reducida en un 50%, así que si un aceite dieléctrico tiene una proyección de trabajo en el tiempo de 20 años operando a 60°C y por operación la temperatura se incrementa a 70°C, su vida se reducirá en el tiempo a 10 años y así sucesivamente.

2.3.3 Propiedades Eléctricas. Se describen a continuación las propiedades eléctricas que caracterizan a los aceites dieléctricos.

2.3.3.1 Rigidez dieléctrica. Es la capacidad de aislamiento eléctrico de los aceites expresada en Kv/cm y se determina por la tensión en que se produce un arco eléctrico permanente entre dos electrodos sumergidos en el aceite, separados 2,5 mm a 20°C (Albarracin Aguillon, 2015).

2.3.3.2 Factor de Potencia. Esta prueba se realiza con una fuente de tensión alterna con la que se aplica tensión a unos electrodos sumergidos en el aceite que actúa en forma análoga al dieléctrico de un condensador. El factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente aplicada.

Un alto factor de potencia es un indicativo de presencia de humedad o contaminación en el aceite. Con el fin de discriminar humedad de contaminación esta prueba se realiza a dos temperaturas normalizadas: 25°C y 100°C; aceites contaminados con celulosa o partículas metálicas presentan factores de potencia a 100°C entre 7 y 10 veces mayores al valor a 25°C (Solano Marinez, 2005).

2.4 PRUEBAS PARA DETERMINAR EL GRADO DE CONTAMINACION Y DETERIORO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS

El proceso de contaminación y deterioro de los aceites dieléctricos, fundamentalmente se debe a múltiples factores que se derivan de condiciones externas, o propias de la operación.

Algunos de los factores externos que influyen en el deterioro del aceite son: Fabricación de productos con insumos de mala calidad.

Malas prácticas de almacenamiento, transporte, manipulación del producto, Contaminación con otro tipo de productos, Contaminación con agentes del medio donde se manipula, entre otros.

Algunos de los factores propios de la operación que pueden conducir al deterioro del aceite son:

Elevadas temperaturas de operación del equipo, deterioro de componentes internos del transformador (desprendimiento de partículas metálicas, degradación de la celulosa), deterioro del aceite por prolongado tiempo de uso, filtración de Humedad entre otros.

La contaminación y deterioro del lubricante, se ve reflejada en la formación de gases y lodos que reducen sustancialmente las funciones para la cual fue diseñado, propiciando que el equipo empiece a operar en falla progresivamente, lo que en ultimas llevara a una falla funcional causando cuantiosas pérdidas económicas y aumentando el riesgo de seguridad, salud y ambiente.

2.4.1 Pruebas para propiedades Físicas de los aceites Dieléctricos. A continuación se describen las pruebas para las propiedades físicas de aceites dieléctricos.

2.4.1.1 Viscosidad, Método ASTM D88 y ASTM D445. El método de prueba ASTM D88 cubre el procedimiento empírico para determinar la viscosidad Saybolt Universal o Furol de productos derivados del petróleo a una temperatura específica de entre 21° y 99°C (70° y 210°F).

Consiste en la toma del tiempo en segundo que tardan en pasar 60 cm³ atreves de un tubo capilar previamente calibrado Universal o Furol, a una temperatura de prueba de 37,7°C y 98,8°C (100°F y 210°F), su medida se da en Segundos Saybolt Universal (SSU) o en Segundos Saybolt Furol) (SSF) (ASTM International United States, 1999)

Figura 18. Equipo para medición de viscosidad Saybolt Universal



Fuente: MESA VELEZ, Laura. Introducción a la Tribología. Tutor de Tribología. 1ª Parte. Universidad Nacional de Colombia. 2005. 64p

2.4.1.2 Viscosidad, Método ASTM D88 y ASTM D445. El método de prueba ASTM D455 especifica un procedimiento que determina la viscosidad Cinemática de líquidos derivados del petróleo transparente y opaco, para medir el tiempo en que un volumen de un líquido fluye por gravedad a través del capilar calibrado de un viscosímetro. La viscosidad Dinámica se puede obtener multiplicando la viscosidad Cinemática por la Densidad del líquido (ASTM International United States, 1979).

Figura 19. Equipo para medición de la viscosidad Cinemática y Absoluta



Fuente: MESA VELEZ, Laura. Introducción a la Tribología. Tutor de Tribología. 1ª Parte. Universidad Nacional de Colombia. 2005. 65p

2.4.1.3 Punto de Fluidez, Método ASTM D97. El método de prueba ASTM D97 está diseñado para cualquier producto derivado del petróleo y en términos generales, consiste en el calentamiento y posterior enfriamiento del fluido a una tasa determinada, chequeando las características del flujo cada 3°C, se termina la prueba cuando se registre la temperatura más baja en la que el producto cesa su movimiento o deja de fluir. (ASTM International United States, 1999).

Figura 20. Equipo para medición del punto de fluidez



Fuente: MESA VELEZ, Laura. Introducción a la Tribología. Tutor de Tribología. 1ª Parte. Universidad Nacional de Colombia. 2005. 66p

2.4.1.4 Punto de Inflamación Método ASTM D92 y ASTM D93. El método de prueba ASTM D92 determina el punto de inflamación y combustión de productos derivados del petróleo, mediante un recipiente manual Cleveland de copa abierta o un aparato automatizado Cleveland de copa abierta.

El método de prueba ASTM D93 se refiere la determinación del punto de inflamación de los productos derivados del petróleo en un rango de temperatura de 40° a 360°C, mediante un recipiente manual Pensky-Martens cerrado o un recipiente automático Pensky-Martens cerrado.

Estos métodos, son métodos dinámicos y depende de definir ratas de incremento de temperatura para controlar la precisión del ensayo (ASTM International United States, 1979).

Figura 21. Equipo para determinación de punto de llama y de punto de combustión



Fuente: MESA VELEZ, Laura. Introducción a la Tribología. Tutor de Tribología. 1ª Parte. Universidad Nacional de Colombia. 2005. 63p

2.4.1.5 Tensión interfacial, Método ASTM D971. El método de prueba ASTM D971 determina la medida de la tensión interfacial entre el aceite mineral y el agua bajo ninguna condición de equilibrio.

Esta prueba es una de las más importantes en los aceites dieléctricos, ya que logra detectar tempranamente la oxidación de los aceites ya sea por largo tiempo de

almacenamiento y por la operación de los equipos (ASTM International United States, 2012a).

Figura 22. Equipo para medición de la tensión interfacial



Fuente: Autor de trabajo de grado.

2.4.1.6 Punto de Anilina, Método ASTM D611. El método de prueba ASTM D611, determina el punto de anilina de los productos derivados del petróleo y solventes hidrocarburos, prácticamente se aplica para conocer el contenido de hidrocarburos aromáticos.

De otro lado, tiene relación directa con la reacción que pueden llegar a tener con sellos y elastómeros, cuando el punto de anilina es bajo, se tiende al endurecimiento de cauchos (ASTM International United States, 2004).

Figura 23. Equipo manual para determinación del punto de anilina



Fuente: MESA VELEZ, Laura. Introducción a la Tribología. Tutor de Tribología. 1ª Parte. Universidad Nacional de Colombia. 2005. 86p

2.4.1.7 Color, Método ASTM D1500. El método de prueba ASTM D1500 se refiere a la determinación visual de la amplia gama de colores de los productos derivados del petróleo, como aceites lubricantes, aceites de calefacción, combustible Diésel y ceras.

La prueba básicamente consiste en hacer un comparativo del color del aceite evaluado, contra una serie de colores predeterminados contenidos en una tabla de comparación de colores o colorímetro (ASTM International United States, 2011).

Existen varios tipos de colorímetros de acuerdo a su aplicación como lo son: Saybolt, Tag-Tobinson, Platino-Cobalto, Union, Garner, Hellige, entre otros.

Figura 24. Herramienta para medición del color



Fuente: Autor del trabajo de grado.

2.4.2 Pruebas para propiedades Químicas de los aceites Dieléctricos. A continuación se describen las pruebas para las propiedades químicas de aceites dieléctricos.

2.4.2.1 Estabilidad a la Oxidación, Método ASTM D943. El método de prueba ASTM D943 indica el tiempo de vida remanente de un lubricante y consiste en someter al aceite a un estado alto de estrés, en el cual el aceite de prueba estará sometido a una contaminación severa por altas temperaturas, alta presión, presencia de cobre como metal catalizador, agua, oxígeno, por determinado lapso de tiempo. Los datos que se toman son: la acidez, formación de lodos, aumento de la viscosidad, por último y no menos importante, el tiempo en el cual la prueba finaliza por la formación de lodos y ácidos.

Figura 25. Equipo para determinación de la estabilidad a la oxidación



Fuente: MESA VELEZ, Laura. Introducción a la Tribología. Tutor de Tribología. 1ª Parte. Universidad Nacional de Colombia. 2005. 71p

2.4.3 Pruebas para propiedades Eléctricas. A continuación se describen las pruebas para las propiedades eléctricas de aceites dieléctricos.

2.4.3.1 Rigidez Dieléctrica o Tensión de Ruptura, Método ASTM D877 y ASTM D1816. El método de prueba ASTM D877 y ASTM D1816 fue diseñado para conocer la capacidad del aceite para resistir esfuerzos eléctricos y detectar presencia de contaminantes contenidos en el fluido que puedan aumentar la conductividad.

Esta prueba básicamente consiste en aplicar una descarga eléctrica a un par de electrodos sumergidos en el aceite a 20°C y con una separación entre ellos de 2,5 mm (ASTM International United States, 2014).

La contaminación con partículas y agua, son los puntos de mayor importancia por los que el aceite prematuramente se conduce a una oxidación, factor, al cual se atribuye la caída de la resistencia Dieléctrica (ASTM International United States, 2012b).

Figura 26. Equipo para medición de la rigidez dieléctrica



Fuente: Autor del trabajo de grado.

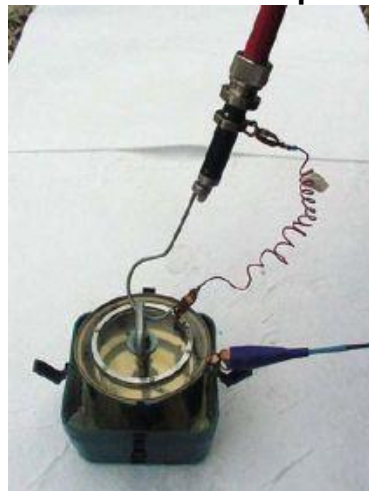
2.4.3.2 Factor de Potencia Método ASTM D924. El método de prueba ASTM D924 indica el nivel de contaminación del aceite, la contaminación y deterioro del aceite, es inversamente proporcional al factor de potencia, o sea, en la medida que

se va oxidando el aceite, se va incrementando el factor de potencia.

Esta prueba se realiza a dos temperaturas, a 25°C indicando contaminación por humedad y algunas impurezas solubles y a 100°C indicando contaminación con barniz, materiales solidos entre otros

Según la norma ASTM D924, la prueba se realiza colocando la muestra de aceite en una celda de prueba, la cual tiene dos cortezas, una interna y otra externa con una separación en el medio donde se deposita el aceite. Cuando se energizan las dos celdas con corriente AC, el aceite expuesto es expuesto a un campo alterno, produciéndose así, las pérdidas que son medidas por el instrumento de prueba

Figura 27. Equipo para medición de factor de potencia.



Fuente: RUIZ GIRALDO, Juliana y MAYOR CARDONA, Diego. Trabajo de Grado “Manual Interactivo de Mantenimiento Industrial para Transformadores en Aceite”. Universidad Tecnológica de Pereira. 2013. 46p

A continuación se describen los criterios de diagnóstico del dieléctrico inhibido tipo II. El cual describe los valores mínimos y máximos de cumplimiento de de acuerdo a las normas ASTM.

Tabla 2. Inspecciones típicas del aceite dieléctrico tipo II



FICHA TÉCNICA

TERPEL DIELECTRICO TIPO II Inhibido Tipo II

Aceite Dieléctrico para transformadores

5. INSPECCIONES TÍPICAS

CARACTERÍSTICAS	DIELECTRICO TIPO II
PROPIEDADES FISICAS	
Viscosidad, cSt a 0, °C, ASTM D – 445, máximo	76
Viscosidad, cSt a 40, °C, ASTM D – 445, máximo	12
Viscosidad, cSt a 100, °C, ASTM D – 445, máximo	3
Punto de inflamación °C, ASTM D – 92, mínimo	145
Punto de fluidez, °C, ASTM D – 97, máximo	-40
Punto de anilina, °C, ASTM D 611,	63 - 84
Tensión interfacial a 25°C, Dinas/cm ² . ASTM D 971, mínimo	40
Gravedad específica a 15°C/15°C, ASTM D 1298	0,865 – 0,910
Color, menor que, ASTM D- 1500	0,5
Apariencia visual, ASTM D -1524	Claro y brillante
PROPIEDADES QUIMICAS	
Cloruros y sulfatos inorgánicos, ASTM D – 878	Ausentes
Numero de neutralización, mg KOH/G, ASTM D – 974, máximo	0,03
Azufre corrosivo, ASTM D 1275	No corrosivo
Contenido de agua, ppm, ASTM D – 1533, máximo	35
Antioxidantes, fenoles, % w, ASTM D – 2668, máximo	0,3
PCB content, ppm, ASTM D 4059	No detectables
Estabilidad a la oxidación	
Ensayo lodo / ácido, 72 horas, % , ASTM D – 2440, menor que	0,1
Ensayo lodo / ácido, 164 horas, % , ASTM D - 2440, menor que	0,2
T.A.N. mg KOH/g, 72 horas, ASTM D – 664, menor que	0,3
T.A.N. mg KOH/g, 164 horas, ASTM D – 664, menor que	0,4
Prueba de bomba rotatoria, minutos, ASTM D -2112, mínimo	195
PROPIEDADES ELECTRICAS	
Tensión de ruptura dieléctrica, 60 Hz, ASTM D – 877, mínima	30
Factor de potencia a 100 °C, %, ASTM D – 924, menor que	0,3
Impulso de ruptura, ASTM D- 3300	145
Tendencia a la gasificación, µl/min, ASTM D 2300B máximo	30

Fuente: Organización Terpel S.A. [En línea] [2016]. Disponible en: <https://www.terpel.com/en/home-Productos-y-Servicios/Aceites-Lubricantes/lubricantes-industriales/>

2.5 PROCESO DE REGENERACIÓN DE ACEITE

El aceite dieléctrico es de gran importancia para el correcto funcionamiento de los transformadores, esto se debe a su multifuncionalidad, es utilizado como refrigerante, aislante eléctrico, protector del aislamiento sólido y determinar el estado de la máquina (Horning et al., 2004), por lo tanto durante su operación, se debe mantener en condiciones aceptables, es decir, debe cumplir con los límites establecidos por la normatividad o estándar implementado en la organización o aceptado a nivel regional y así garantizar su vida útil. Con el paso del tiempo el fluido va perdiendo sus propiedades, sin embargo, las condiciones de operación (altas temperaturas, humedad, sobrecarga, entre otros) del transformador agilizan el proceso de degradación del fluido.

El aceite dieléctrico puede contar con la presencia de aditivos, esto con el fin de mejorar las propiedades o calidad del fluido. Para el caso de la oxidación se puede utilizar el inhibidor de oxidación este se encarga de retardar el proceso de degradación, que resulta como consecuencia de la oxidación (Avalos Cascante, 2008). El inhibidor se debe analizar de manera anual para determinar el momento en el cual se debe adicionar antioxidante nuevo, esto se da cuando el periodo conocido como inducción llega a su fin. Si se hace caso omiso al agotamiento del inhibidor, luego de un tiempo se generan los productos de la oxidación que atacan las partes metálicas y afectan el aislamiento sólido debido a que este los absorbe (Horning et al., 2004), (Stoker, Eng, Member, Thompson, & Sc, 1952).

La presencia de lodos es uno de los mayores inconvenientes que presentan los transformadores, estos son el resultado del envejecimiento del aceite. No obstante, su aparición se puede dar de forma prematura si la máquina es sometida a condiciones de operación extrema o por falta de un mantenimiento adecuado. Los lodos se acumulan en la cuba del transformador, en los sistemas de enfriamiento y en el papel, el deterioro de este último no se puede resarcir pero si controlar [1].

Existen diversos procedimientos para tratar la problemática de lodos, en el presente capítulo se expondrán algunos de estos.

Un cambio de aceite no sólo implica inversión económica, también se deben tener en cuenta el impacto ambiental que este pueda generar dada la necesidad de garantizar su disposición final según lo establece la ISO 14001 (International Organization for Standardization ISO, 2004) Generalmente los aceites afectados con lodos se pueden reutilizar en caso de realizar el tratamiento de recuperación adecuado, es decir, si se retiran de este las partículas o productos no deseados (Horning et al., 2004).

2.5.1 Inhibidores de oxidación. Los inhibidores de oxidación, también conocidos como antioxidantes tienen como función prevenir la formación de los productos de la oxidación (Sabau, Fofana, Bouai, Robertson, & Bussie, 2010) Para garantizar que la presencia de inhibidor es la apropiada se deben realizar controles cada año, cuando el antioxidante disminuye su nivel de 0,3% a 0,1%, se debe proceder a aplicar antioxidante nuevo [1]. Los métodos ASTM D-2668 y ASTM D-4768 se pueden emplear para determinar el contenido de inhibidor presente en el aceite aislante. La omisión o dilatación al aplicar estas acciones de mantenimiento implica consecuencias negativas para el aislamiento sólido del cual depende en gran parte la vida útil del transformador, ya que el reemplazo de este resulta casi que imposible (Horning et al., 2004), (Okabe, Ueta, & Tsuboi, 2013).

Los lodos son consecuencia de los daños que producen los ácidos en los metales de transición (cobre y hierro) y esmaltes utilizados en el diseño del transformador, el papel actúa como captador, es decir, adsorbe los lodos lo que evita que sean visibles durante un tiempo. Estos producen daños irreversibles en el aislamiento sólido, por lo cual se recomienda controlar a tiempo la presencia de estos residuos (Horning et al., 2004). La presencia de lodos en los aceites aislantes se puede contrarrestar y prevenir de diferentes formas, sin embargo, no todas son capaces de acabar completamente con este problema. A continuación se muestran los

diversos tratamientos que se le pueden dar al aceite dieléctrico contaminado (Horning et al., 2004).

2.5.2 Reacondicionamiento. Con esta técnica se pretende quitar la humedad y/o las partículas sólidas del fluido, para esto se emplean varios métodos, algunos de estos son:

- **Filtro prensa:** estos filtros captan el agua del aceite, así mismo las partículas, aunque los productos de la oxidación permanecen en el fluido al finalizar el procedimiento. Lo cual demuestra que este no es capaz de eliminar el problema de los lodos. Al utilizar estos filtros existe la posibilidad de que el material filtrante se desintegre cuando alcanza su límite de absorción causando un nuevo inconveniente en el fluido. También se pueden emplear filtros de cartucho y filtros de fibra de celulosa (Horning et al., 2004).
- **Deshidratación al vacío:** Con este método se pretende eliminar la presencia de agua del aceite, sin embargo, también es posible disminuir la cantidad de gas y desaparecer los ácidos volátiles (Horning et al., 2004).

2.5.3 Reemplazo del aceite deteriorado. Este procedimiento es poco efectivo, además de requerir una alta inversión especialmente los transformadores de potencia, genera problemas ambientales, ya que muchas veces este aceite no puede ser reciclado o reutilizado por diversas razones. El proceso consiste en vaciar el transformador y realizar una limpieza en la parte activa de máquina, para luego llenar el transformador con aceite nuevo, sin embargo, el lavado del transformador no cubre toda el área, lo que permite que una parte del aceite antiguo continúe en la máquina, exactamente en el aislamiento sólido, por lo tanto, al entrar en contacto

con el aceite nuevo este contaminará gran parte del fluido nuevo (Horning et al., 2004)

2.5.4 Regeneración del aceite dieléctrico. Es posible decir que estos procedimientos son de los más completos e ideales para tratar los aceites dieléctricos contaminados con lodos y otras impurezas, ya que se hace circular el aceite por medio de materiales absorbentes capaces de purificar y decolorar el fluido. Aunque algunos de estos procesos sobresalen, debido a que brindan mejores resultados y mayores oportunidades de ahorro. Generalmente se utiliza como materia prima la tierra Fuller, excelente absorbente de elementos polares, gran parte de las impurezas o contaminantes del aceite son de este tipo. No obstante, también se utilizan otros tipos de arcillas como el carbón activado (Horning et al., 2004). La tierra Fuller se caracteriza por estar compuesta en gran parte de arcilla atapulgita, la cual tiene propiedades purificadoras y decolorantes, por estas y otras utilidades este tipo de arcilla es muy usada en los procesos de regeneración de los aceites dieléctricos. El tamaño del grano del material absorbente es diferente en cada proceso (Committee, Power, & Society, 2015)

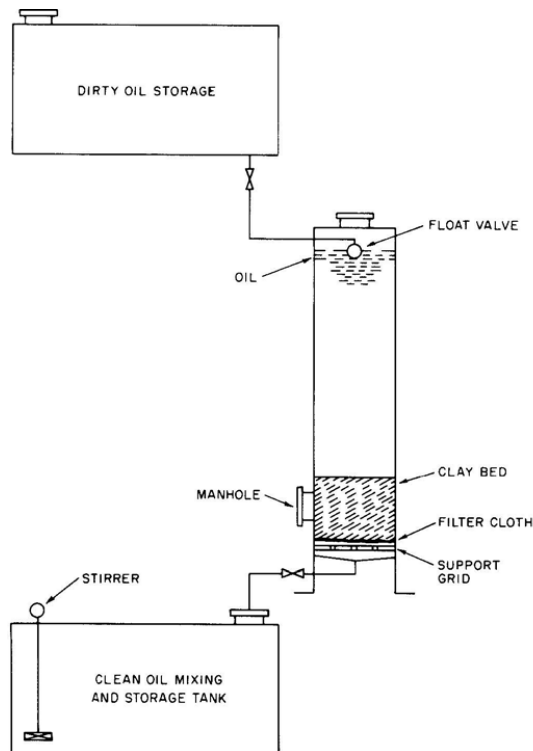
La regeneración o recuperación del aceite como también es conocida se puede llevar a cabo de varias formas y con equipos diferentes, como se mencionó y se verá más adelante algunos brindan mayores beneficios.

2.5.4.1 Regeneración por contacto. Inicialmente el aceite es almacenado en un tanque junto con la tierra Fuller, la cual tiene una textura fina, generalmente 77 mesh/cm. En este recipiente se mezclan las dos sustancias aplicando conjuntamente calor, esto se repite hasta llegar a la temperatura determinada (Committee et al., 2015). Luego el fluido se acumula en otro tanque, desde donde es enviado a un filtro que tiene como función acomodar el material absorbente, el aceite que aún se encuentra en la arcilla se rescata por medio de aire comprimido

colocado en el filtro. Los resultados obtenidos varían de un aceite a otro, esto se debe a que el estado de deterioro de cada aceite es diferente, también influye la porción de arcilla empleada (Committee et al., 2015). La regeneración por contacto es muy empleada en la recuperación de aceites vegetales comestibles.

2.5.4.2 Regeneración por percolación. La regeneración por percolación se puede llevar a cabo por gravedad o por presión, estos procesos guardan similitudes, sin embargo, el proceso por presión utiliza una bomba para transportar el fluido, lo que ayuda a tener un proceso más rápido y mayor volumen de aceite tratado (Committee et al., 2015).

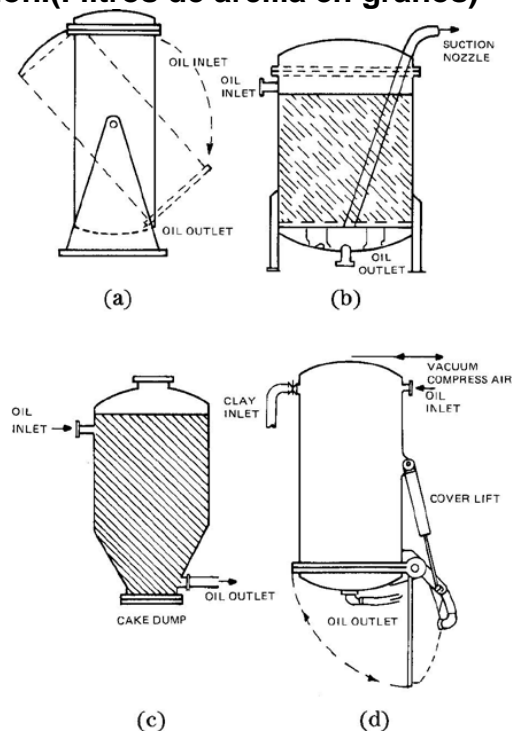
Figura 28. Diagrama del sistema de regeneración de percolación por gravedad



Fuente: Committee, T., Power, I., & Society, E. IEEE Guide for the Reclamation of Mineral Insulating Oil and Criteria for Its Use IEEE Power and Energy Society, 2015 § (2015).

En primer lugar el aceite se almacena en un tanque ubicado a un nivel superior, esto con el fin de que el aceite pueda caer por la acción de la gravedad, hasta el siguiente tanque donde se encuentra la columna con el material absorbente de aproximadamente 1,8 m, al inicio del contenedor se coloca una válvula esto con el fin de controlar la caída de aceite, es decir, mantener un flujo constante, al final se encuentra la malla o tela utiliza como filtro. Luego del proceso de filtrado el fluido es llevado al almacenamiento final, el cual es ubicado debajo del segundo tanque. A la salida se obtiene un aceite en diferentes condiciones, la primera parte en evacuar es de mejor calidad por lo que para conseguir un producto homogéneo se debe mezclar (Committee et al., 2015).

Figura 29. Diagrama esquemático del sistema de regeneración de percolación por presión.(Filtros de arcilla en granos)



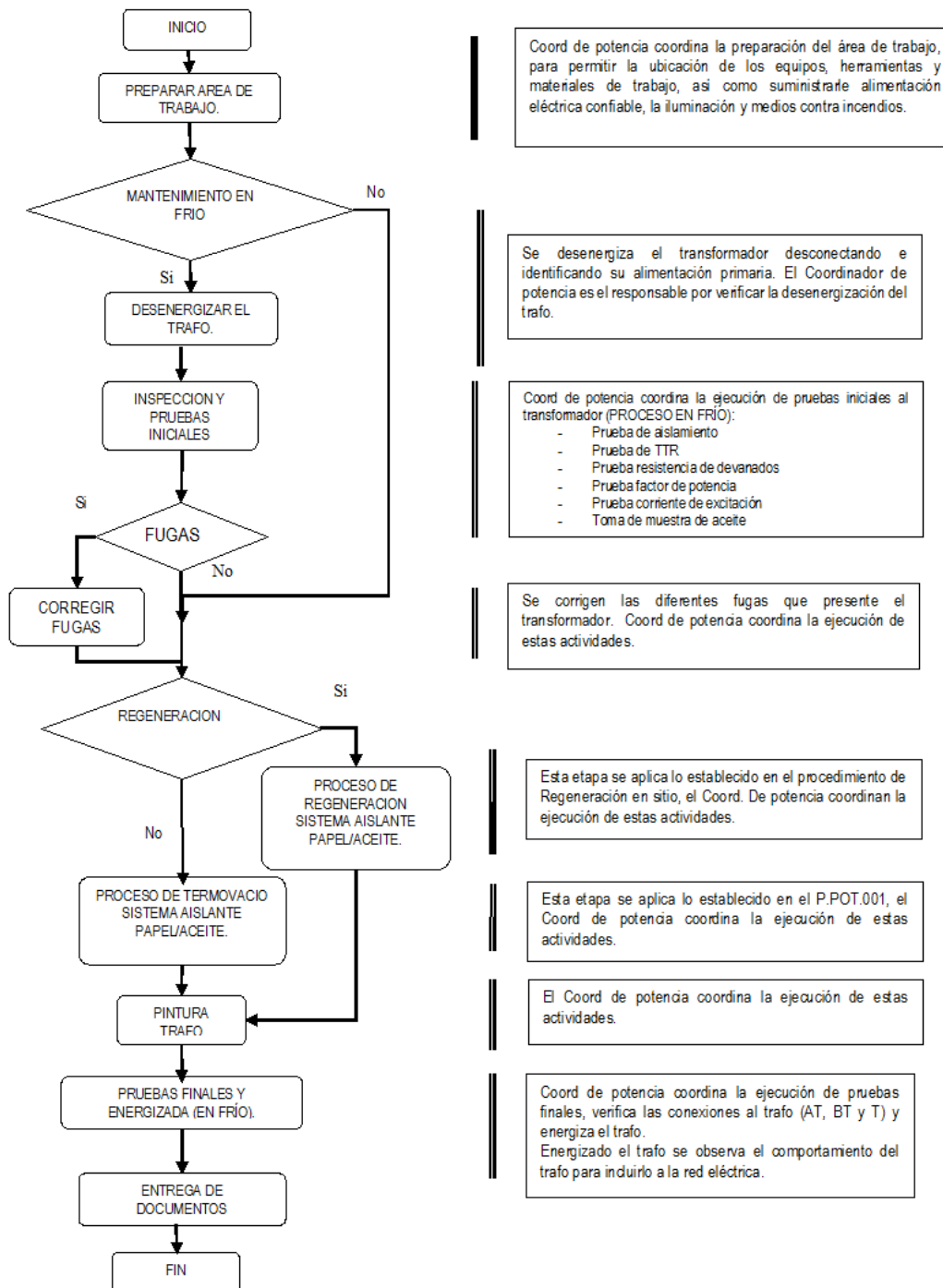
Fuente: Committee, T., Power, I., & Society, E. IEEE Guide for the Reclamation of Mineral Insulating Oil and Criteria for Its Use IEEE Power and Energy Society, 2015 § (2015).

3. PROCEDIMIENTO DE REGENERACIÓN DE ACEITE EN JORGE LEON BEDOYA

Actualmente en la empresa Jorge León Bedoya Marín & CIA S.A.S, se encuentran unificados los procedimientos de termovació y de regeneración de aceite dieléctrico con transformador energizado en un solo diagrama de flujo de procesos, en el cual la información y el paso a paso de las actividades que componen el proceso, es limitada y muy general.

En este diagrama no se establece un paso a paso que les brinde la confianza tanto al técnico ejecutor como al ingeniero encargado y el dueño del activo. Es importante señalar que en este procedimiento se deben contemplar ciertas condiciones de seguridad tanto para el técnico ejecutor como para el activo a intervenir, por lo tanto la finalidad de proponer un procedimiento detallado de este tipo de actividades es brindar una mayor confiabilidad durante la ejecución del procedimiento así como también generar practicas seguras de trabajo que ayuden a mitigar los peligros a los que este expuesto el personal ejecutor antes, durante y después de la actividad. A continuación el diagrama de flujo actual para el proceso de secado y desgasificado de aceite y del proceso de regeneración de aceite con transformador energizado, referenciado con el código P.POT.002.

Figura 30. Flujograma del proceso de mantenimientos en frio y regeneración de aceites con transformador energizados.



Fuente: Procedimiento actual P.POT.002 Jorge León Bedoya Marín.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO ACTUAL DE PROCESO DE MANTENIMIENTOS EN FRIO Y REGENERACIÓN DE ACEITES CON TRANSFORMADOR ENERGIZADOS EN JLB.

3.1.1 Inicio. Se inician las actividades con la recepción de la orden de servicio y los preparativos de la logística de organización de equipos y desplazamiento del personal hacia el sitio del desarrollo de la actividad.

3.1.2 Preparar área de trabajo. El coordinador de potencia coordina la preparación del área de trabajo para permitir la ubicación de los equipos, herramientas y materiales de trabajo, así como garantizar el suministro de la alimentación eléctrica confiable para los equipos, la iluminación y los medios contra incendio (Condiciones de seguridad).

3.1.3 Desenergizar el transformador para mantenimiento en frio. Se desenergiza el transformador desconectando e identificando su alimentación primaria. El coordinador de potencia, será el responsable de verificar la desenergización del transformador.

3.1.4 Inspección y pruebas iniciales. El coordinador de potencia coordina la ejecución de las siguientes pruebas iniciales al transformador (Proceso en frio):

3.1.4.1 Prueba de resistencia de aislamiento. La medición de la resistencia del aislamiento en equipos en servicio es una de las técnicas más antiguas utilizadas. La prueba de resistencia y otras en esta serie de pruebas eléctricas se

realizan con un instrumento especialmente con bobinas de tensión y de corriente y un medidor calibrado para mostrar resultados en ohmios o megohms (Horning et al., 2004).

La prueba de resistencia de aislamiento en transformadores sirve no solo para verificar la calidad del aislamiento en transformadores, también permite verificar el grado de humedad y en ocasiones defectos severos en el aislamiento.(Enriquez Harper, 2003)

El objetivo de este ensayo es caracterizar el estado básico del aislamiento del transformador a partir de la medición de la resistencia respecto al potencial de tierra o respecto a los otros devanados (Megger Company, 2014).

Este ensayo consiste en aplicar un voltaje de corriente continua durante determinado tiempo, como consecuencia de la aplicación de esta tensión, circulara una corriente por el aislamiento con una cierta constante de tiempo que será característica propia del aislamiento.

La relación entre la tensión aplicada y la corriente es precisamente la resistencia de aislamiento.

La medición de la resistencia de aislamiento puede ser valiosa para determinar la presencia o ausencia de contaminación dañina, degradación, cristalización, envejecimiento, etc. Sin embargo su sensibilidad a cambios relativamente menores en el espécimen bajo prueba pueden generar medidas confusas. Se deben valorar las condiciones durante la prueba para poder interpretar correctamente los resultados, estas condiciones incluyen los efectos de la temperatura, la humedad y las fugas externas que puedan aportar elementos como aisladores pasatapas sucios o húmedos o duración de la prueba(Horning et al., 2004).

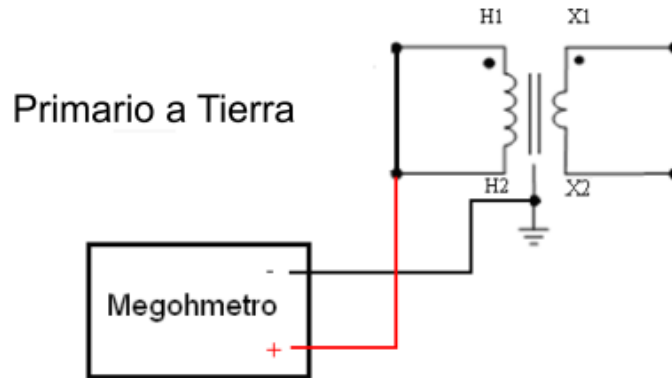
La resistencia de aislamiento de un transformador se mide entre cada uno de los devanados y tierra y entre cada uno de los devanados entre sí.

Para un transformador de dos devanados se toman las siguientes medidas:

- Entre el devanado primario y Tierra, debe existir equipotencialidad entre toda la cuba del transformador con tierra (Figura 31).
- Entre el devanado primario y el devanado secundario (Figura 32).

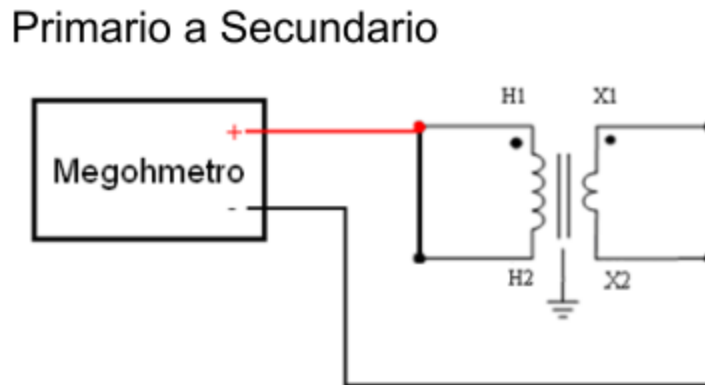
- Entre el devanado secundario y tierra (Figura 33).

Figura 31. Esquema de conexión de prueba de resistencia de aislamiento entre devanado primario y tierra.



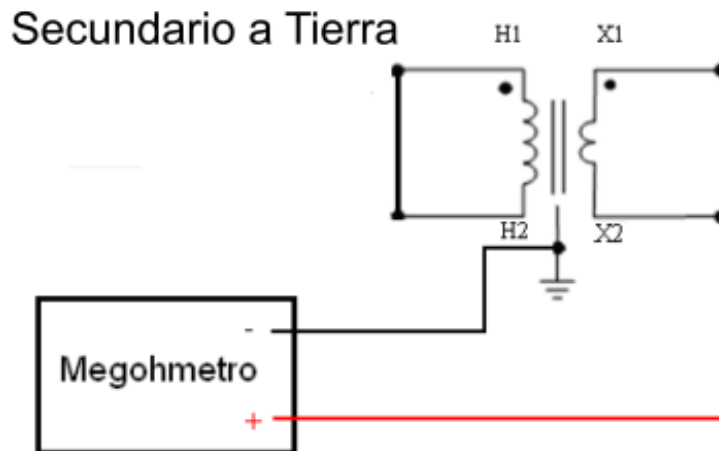
Fuente: Megger Company, "SEMINARIO Prueba y diagnóstico de transformadores eléctricos de potencia (Pruebas Eléctricas)," 2014

Figura 32. Esquema de conexión de prueba de resistencia de aislamiento entre devanado primario y secundario.



Fuente: Megger Company, "SEMINARIO Prueba y diagnóstico de transformadores eléctricos de potencia (Pruebas Eléctricas)," 2014

Figura 33. Esquema de conexión de prueba de resistencia de aislamiento entre devanado secundario y tierra.



Fuente: Megger Company, “SEMINARIO Prueba y diagnóstico de transformadores eléctricos de potencia (Pruebas Eléctricas),” 2014

Índice de polarización:

Para la prueba de índice de polarización que se realiza a 10 minutos, se calcula la relación de las resistencias medidas al minuto 10 con la obtenida al minuto 1.

Su valor debe estar siempre por encima de la unidad. Debido a que el valor total de la corriente en el aislamiento depende del tiempo, entonces la ley de ohm ($R=E/I$) tendría aplicación exacta en un tiempo infinito. Una buena aplicación en la práctica resulta ser precisamente el índice de polarización (GALLO MARTÍNEZ, 2010).

$$IP = \text{Resistencia minuto } 10 / \text{Resistencia minuto } 1$$

Ecuación N°3. Calculo de Índice de Polarización

Índice de absorción:

Es la relación entre las medidas de la resistencia de aislamiento en megohmios a 60 segundos y a 30 segundos. Este valor debe ser mayor que la unidad para registrar un buen aislamiento (GALLO MARTÍNEZ, 2010). Un buen aislamiento debe

tener un decrecimiento notable en la corriente de absorción lo cual representa un buen índice de absorción.

$$IA = \frac{\text{Resistencia 60 segundos}}{\text{Resistencia 30 segundos}}$$

Ecuación N°4. Calculo de Índice de Polarización

Tabla 3. Criterios de evaluación para la prueba del índice de polarización

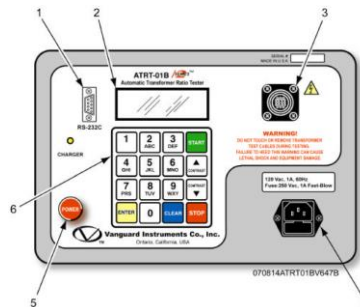
Valor del I _p	Condición
< 1	Peligroso
De 1 a 1,10	Pobre
De 1,10 a 1,25	Dudoso
De 1,25 a 2	Aceptable
De 2 a 4	Bueno
> 4	Excelente

FUENTE: R. Ivan, V. Calanche, and F. Rojas, “METODOLOGIA PARA ESTIMAR LA VIDA UTIL DEL AUTOTRANSFORMADOR AT-4, 700MVA DE LA SUBESTACION GUAYANA B DEBIDO A SOBRECARGAS,” Universidad nacional Experimental Politecnica UNEXPO, 2013.

3.1.4.2 Prueba de relación de transformación TTR. La finalidad de este ensayo es determinar la relación de transformación para cada una de las combinaciones de arrollamientos, es decir, la relación entre primario/secundario y si correspondiera la relación entre primario/terciario y secundario/terciario si se tratara de un transformador tridevanado (Megger Company, 2014).

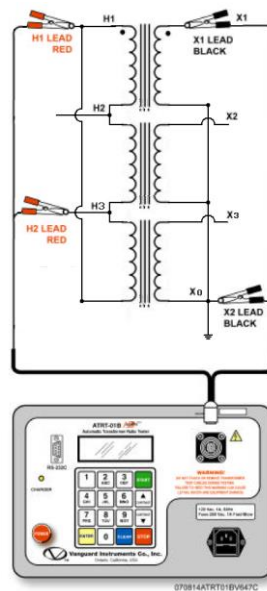
Con esta prueba también se mide el desplazamiento angular geométrico que existe entre cada una de las combinaciones.

Figura 34. Equipo de medición de relación de transformación TTR Vanguard ATRT-01B S2



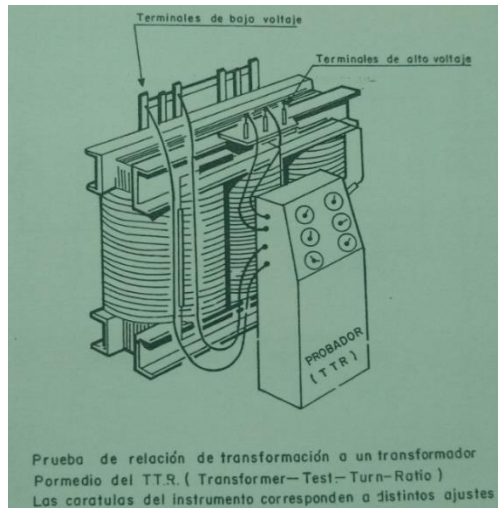
Fuente: Procedimiento PR-32-TR de relacion de transformacion GSS Colombia S.A.S.

Figura 35. Conexión típica de transformador trifásico con grupo de conexión DYN1



Fuente: Procedimiento de prueba PR-32-TR de relacion de transformacion GSS Colombia S.A.S.

Figura 36. Ejemplo de conexión de equipo para prueba de relación de transformación.



Fuente: G. Enriquez Harper, El Abc De Las Maquinas Electricas. Transformadores. Durante la fabricación de transformadores nuevos, la prueba de relación de espiras.

Se realiza en todas las posiciones del cambiador de tomas para verificar que las conexiones internas estén correctas y que no haya espiras cortocircuitadas(Horning et al., 2004).

Durante las pruebas de mantenimiento rutinario, la prueba de relación de espiras lo ideal es realizarla en todas las posiciones del cambiador de tomas para identificar espiras cortocircuitadas, ajustes incorrectos de los contactos del cambiador, errores en el conteo de espiras y terminales identificados incorrectamente.

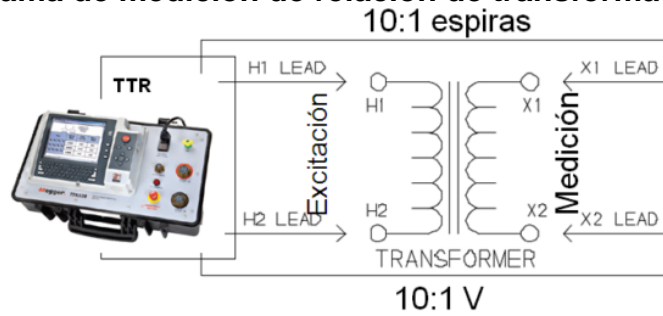
Si el transformador ha sido modificado o reparado en el sitio de operación, o si ocurrió una falla que saco el equipo de servicio, la prueba de relación de transformación verifica exitosamente la integridad de las bobinas del transformador.

La metodología de la medición de la relación de transformación es la siguiente:

- Se excita un devanado y se mide el voltaje inducido en el devanado opuesto.
- La tensión de prueba se aplica ya sea al devanado primario o al secundario, de esa forma la medición la hace el equipo por el devanado opuesto al devanado el cual se aplica tensión.

- La corriente generada en el devanado donde se aplica la tensión, es la corriente de excitación.

Figura 37. Diagrama de medición de relación de transformación.



Fuente: Megger Company, “SEMINARIO Prueba y diagnóstico de transformadores eléctricos de potencia (Pruebas Eléctricas),” 2014

La medición de la relación de transformación debe realizarse con pocos voltios de excitación y en preferencia por el lado del Primario.

3.1.4.3 Prueba de resistencia de devanados. La prueba de resistencia de devanados se realiza para verificar el ajuste de las conexiones internas, espiras en corto circuito o en circuito abierto, juntas débiles, falsos contactos y cambios en los devanados debido a cambios de capacitancia.

Siempre que sea posible y si se tienen los datos a la mano, es recomendable hacer comparaciones de las medidas obtenidas con los resultados de las pruebas en fabrica, si no se cuenta con los resultados de las pruebas en fabrica, se recomienda comparar los resultados obtenidos con datos de equipos de iguales características constructivas.

La medida se puede efectuar por el método del puente según la norma técnica NTC 375, MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS. Las medidas se pueden realizar tanto por el método de la caída de tensión o el método del puente Wheastone (Solano Marinez, 2005).

Método de caída de tensión.

Consiste en observar la caída de tensión, conociendo la intensidad de la corriente que pasa por el devanado cuya resistencia se está determinando y haciendo el cálculo por medio de la ley de ohm (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 1970).

$$R_x = \frac{U}{I}$$

Ecuación N°5. Ecuación de resistencia por caída de tensión

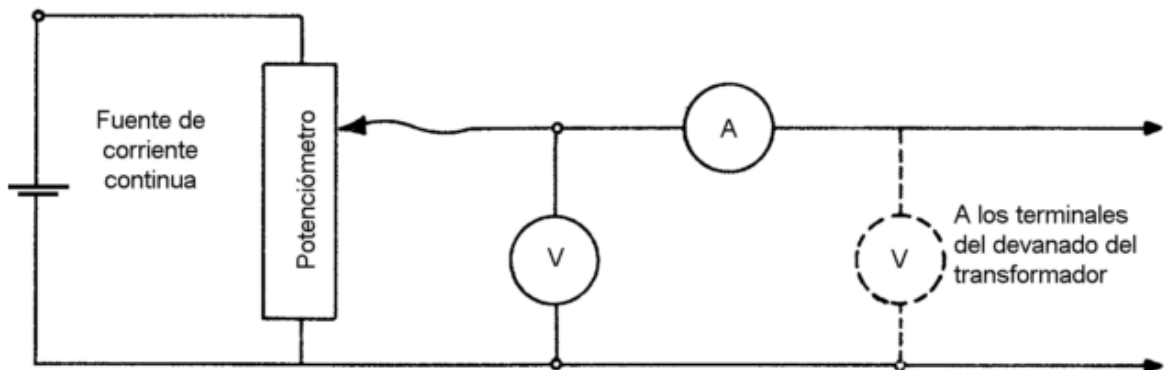
Donde:

U: Tensión aplicada a los terminales del devanado, en voltios.

I: Intensidad de la corriente que circula por los devanados, en amperios.

R_x: Resistencia del devanado en ohmios.

Figura 38. Esquema del circuito para determinar la resistencia de los devanados por el método de caída de tensión.



Fuente: NTC 375, Transformadores. Medida de resistencia de los devanados.

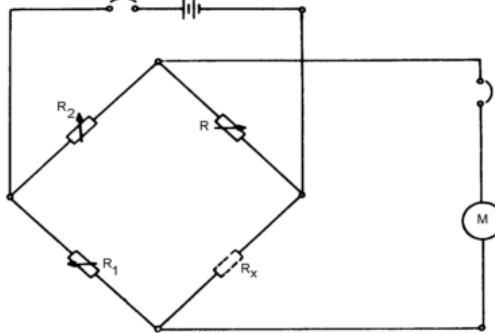
Método del puente Wheastone.

La Figura 12, muestra el esquema del puente de wheastone, donde R, R1 y R2 son resistencias conocidas y R_x represente la resistencia del devanado bajo prueba.

$$R_x = \frac{R_1}{R_2} * R$$

Ecuación N°6. Ecuación de resistencia por el método del puente Wheastone.

Figura 39. Esquema del circuito para determinar la resistencia de los devanados por el método de puente Wheastone.



Fuente: NTC 375, Transformadores. Medida de resistencia de los devanados.

Debido a que la resistencia del material de las bobinas (Cobre), todas las medidas deben ser convertidas a una temperatura de referencia para tener resultados comparativos.

La fórmula para corrección de temperatura es la siguiente:

$$R_{75^{\circ}C} = R_{prueba} \frac{234.5 + 75}{234.5 + Temp. devanado en ^{\circ}C}$$

Ecuación N°7. Formula de corrección de temperatura para prueba de resistencia de devanados.

Altas resistencias pueden ser indicativo de problemas en las conexiones soldadas. Bajas resistencias pueden indicar problemas en los contactos del cambiador de tomas, problemas de conexiones flojas o puntos de alta resistencia.

Debido a que esta prueba no puede medir la temperatura de una forma precisa, se recomienda contemplar una desviación máxima del 2% de los valores medidos, respecto a los valores de fábrica.

Por su parte IEE C57.152 Establece que las diferencias entre los valores medidos con los valores de referencia deben estar $\pm 5\%$.

Figura 40. Bobina de alta tensión con circuito abierto por falla de descarga atmosférica.



Fuente: Imagen propia del autor del trabajo de grado, tomada del taller de Jorge León Bedoya Marín S.A.S de un transformador de 7.5 MVA sector minero.

3.1.4.4 Prueba de factor de potencia. El factor de potencia del aislamiento es un indicador de la calidad del aislamiento.

Cualquier devanado de un transformador se encuentra separado de los otros devanados y de las partes puestas a tierra mediante el aislamiento sólido, este aislamiento sólido independientemente de su edad tiene unas pérdidas medibles.

Las pérdidas dieléctricas de un aislamiento se disipan en forma de calor y son consecuencia de la humedad y los productos de degradación del aceite dieléctrico causando el deterioro del aislamiento sólido (GALLO MARTÍNEZ, 2010).

De igual forma el factor de potencia puede detectar vacíos en el aislamiento que puedan causar descargas parciales.

La presencia de humedad, productos de oxidación del aceite que se deposite en los espacios del tejido fibroso y los vacíos en el aislamiento facilitan los caminos a las corrientes de fugas sobre la superficie del aislamiento buscando caminos de tierra los cuales aumentan los vatios de disipación generando calor que se traduce en pérdidas dieléctricas.

Estos factores como la humedad y el calor adicionalmente a que se traducen en perdidas, van deteriorando poco a poco el aislamiento sólido, dependiendo de los grados de temperatura que alcance el aislamiento se ira saliendo de sus condiciones de diseño y se reflejara en la reducción de su vida útil.

Los Watts son directamente proporcional a las corrientes de fuga, al aumentar las corrientes de fuga, estas aumentan los vatios de disipación lo que hace que se presente un aumento en el factor de potencia (Bailey & Heuston, 2004).

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{W}{I_T} = \frac{\text{Potencia Real}}{\text{Potencia Apatente}}$$

Ecuación N°8. Fórmula para el cálculo del factor de potencia.

Para un diagnóstico integral del aislamiento es recomendable medir las capacitancias y el factor de potencia asociado a cada una de las diferentes configuraciones de prueba.

En condiciones reales de aislamiento, adicionalmente a la corriente capacitiva, aparece una corriente resistiva (pérdidas) en fase con la tensión(Megger Company, 2012).

El valor de la capacitancia de un capacitor depende de las características del material dieléctrico y de su geometría. Si las características del material dieléctrico o la configuración del capacitor cambian, indefectiblemente cambiará el valor de la capacitancia.

La prueba de factor de potencia se realiza en diferentes configuraciones y se analiza el comportamiento de las capacitancias en cada una de esas configuraciones.

Las configuraciones de prueba son las siguientes:

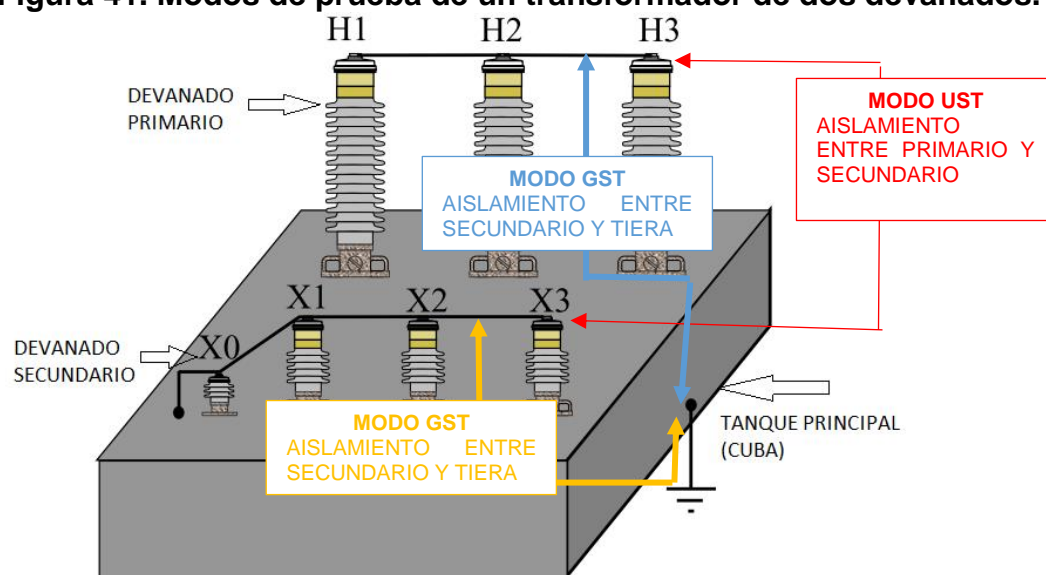
El devanado primario se prueba en el modo UST (Ungrounded Specimen Test), en el cual se mide el aislamiento y la capacitancia entre el devanado primario y devanado secundario.

En modo GST (Grounded Specimen Test) en el cual se mide el aislamiento y la capacitancia entre el devanado primario y tierra.

En modo GST-g (Grounded Specimen Test with Guard (GST-g) en el cual se mide el aislamiento total del devanado primario sumando las capacitancias y el aislamiento de las medidas en UST y GST.

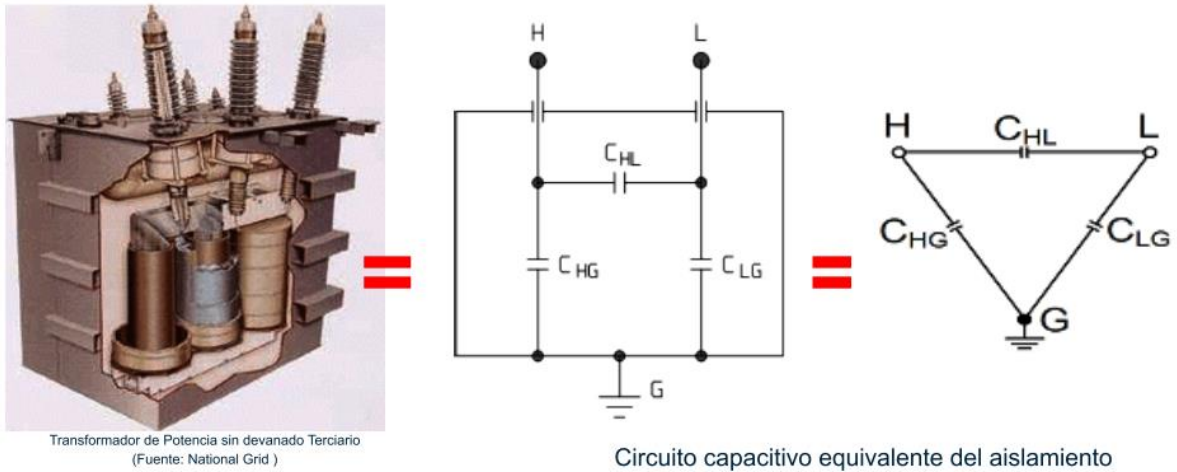
Las mismas configuraciones se adoptan para las medidas del devanado secundario.

Figura 41. Modos de prueba de un transformador de dos devanados.



Fuente: Ilustración propia del autor de la monografía.

Figura 42. Representación del circuito capacitivo de un transformador de dos devanados



Fuente: Megger Company, "Seminario Pruebas de Factor de Potencia / Disipación," 2012.

3.1.5 Corrección de fugas (Si aplica). Se corrigen las diferentes fugas que presente el transformador.

El transformador puede presentar fugas por distintas razones. Dentro de las más comunes esta la ruptura o deterioro del material de la empaquetadura. Las otras razones que ocasionan la aparición de fugas son: daño en el tanque principal, daño en accesorios (radiadores, elementos de protección, válvulas etc.), defectos o deficiencias en la soldadura, Exceso de aceite dieléctrico, daño en la membrana o bolsa de compensación del tanque conservador, fallo en las válvulas, sobrecalentamientos o sobrepresiones (Horning et al., 2004).

Generalmente la mayoría de las fugas son visibles y se manifiestan con manchas de aceite o humedad en el área afectada, en ocasiones se pueden presentar fugas de difícil detección visual, para lo cual se realiza una prueba de mayor alcance que consiste en aplicar presión positiva al transformador ya sea con nitrógeno o aire seco y mediante un agente de detección como agua de jabón o de detergente se evidencia la salida del gas del interior del transformador.

El material que se elige para cambiar de empaquetaduras es muy importante, este cumple varias tareas en los sistemas de sellos del transformador como lo son las siguientes:

- Un empaque debe crear un sello y mantenerlo por un tiempo prolongado.
- Debe ser impermeable y no contaminar el aceite dieléctrico.
- Debe ser de fácil remoción para ser reemplazado.
- Debe ser elástico de tal forma que se adapte a la superficie a sellar.
- Debe resistir altas y bajas temperaturas si sufrir cambios físicos que le permitan mantener un sello uniforme durante expansiones, contracciones o vibraciones de la junta.
- Debe ser lo suficientemente resistente y elástico cuando se exponga a las presiones ejercidas por los pernos.

Algunos materiales usados comúnmente en los sistemas de sellado son: el neopreno, El corcho – neopreno, el nitrilo (Buna N), el corcho – nitrilo y el corcho – caucho.

Antes de adquirir un material para empaques, se debe consultar si el material es compatible con las temperaturas de operación mínimas y máximas, el tipo de fluido, a presión interna y el tipo de unión.

Figura 43. Empaques de corcho – caucho utilizados en ensamble de transformador de 12.5 MVA.



a



b

Fuente: Autor del trabajo de grado, Trabajo de campo Jorge Leon Bedoya Marin S.A.S.

3.1.6 Proceso de regeneración del sistema aislante del papel. Esta etapa se aplica lo establecido en el procedimiento de Regeneración en sitio, el Coordinador de potencia coordinan la ejecución de estas actividades.

3.1.6.1 Pasos del proceso de regeneración con transformador energizado:

1. Instalación de filtro, calentador, sistema de regeneración y sistema de termovació y filtro, conexión del sistema mediante mangueras transparentes y bypass entre la entrada y la salida del transformador con sus respectivas válvulas, trampa para captura de gases y puesta a tierra de todo el sistema.
2. Llenado de todo el sistema con aceite dieléctrico nuevo.
3. Recirculación del aceite por todo el sistema, a través del bypass con las válvulas de ingreso y salidas del transformador cerradas, teniendo en cuenta

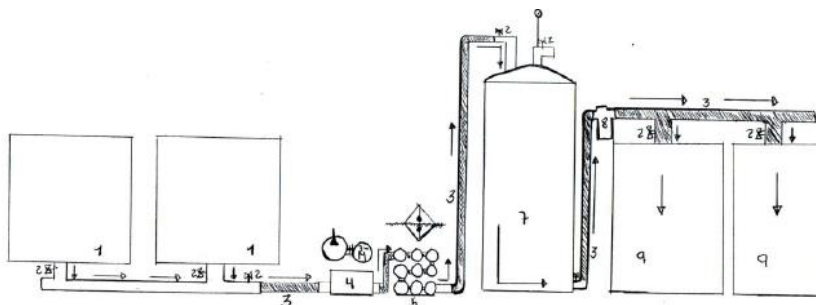
efectuar la purga completa de los gases. Efectuar ensayo de contenido de agua y rigidez dieléctrica del aceite y continuar el proceso hasta alcanzar valores satisfactorios para la operación segura del transformador.

4. Manteniendo la válvula del bypass abierta se abren poco a poco las válvulas correspondientes a la entada y salida del transformador y se procede a cerrar la válvula del bypass estableciendo la circulación de aceite a través del transformador. Es muy importante tener en cuenta que para este proceso la salida del aceite debe efectuarse por la parte superior del transformador para aprovechar la mayor temperatura del aceite introduciéndolo luego por la parte inferior, manteniendo el sistema normal de convección dentro del transformador.

Este proceso se efectúa durante el tiempo necesario para la eliminación de los lodos presentes en el transformador y el control se hará mediante ensayos de tensión interracial y numero de neutralización para determinar en qué momento se para el proceso. Es muy importante tener en cuenta la instalación de un filtro fino a la salida del sistema de termovació.

Una vez terminado el proceso se cierran las válvulas de salida del transformador y se verifica el nivel de aceite en tanque de expansión y posteriormente se cierra la válvula de entrada del transformador. Por último se drena el aceite remanente del sistema y se retiran las mangueras.

Figura 44. Diagrama de procesos actual de la empresa Jorge León Bedoya Marin S.A.S



Fuente: Procedimiento P.PRO.014 Jorge Leon Bedoya Marin S.A.S.

3.1.7 Pintura del transformador. El proceso de pintura en un transformador inicia con la preparación de la superficie que es la clave para el desempeño duradero del recubrimiento. Esta etapa del proceso es clave ya que generalmente las fallas en el recubrimiento se dan por una preparación incorrecta de la superficie.

La etapa de preparación de la superficie inicia con el raspado de todo el transformador con lija o grata con el fin de retirar capas antiguas de pintura y de brindar una mejor adherencia a la pintura nueva.

La aplicación de anticorrosivo con 3 mils de película seca y el acabado en poliuretano con 3 mils de película seca, completan el proceso.

Figura 45. Preparación de superficie de la tapa del tanque principal de transformador de 100 MVA



Fuente: Autor del trabajo de grado.

Figura 46. Aplicación de anticorrosivo en tanque de expansión de transformador de 100 MVA.



Fuente: Autor del trabajo de grado.

Figura 47. Aplicación de acabado en poliuretano en tanque de expansión de transformador de 100 MVA.



Fuente: Autor del trabajo de grado.

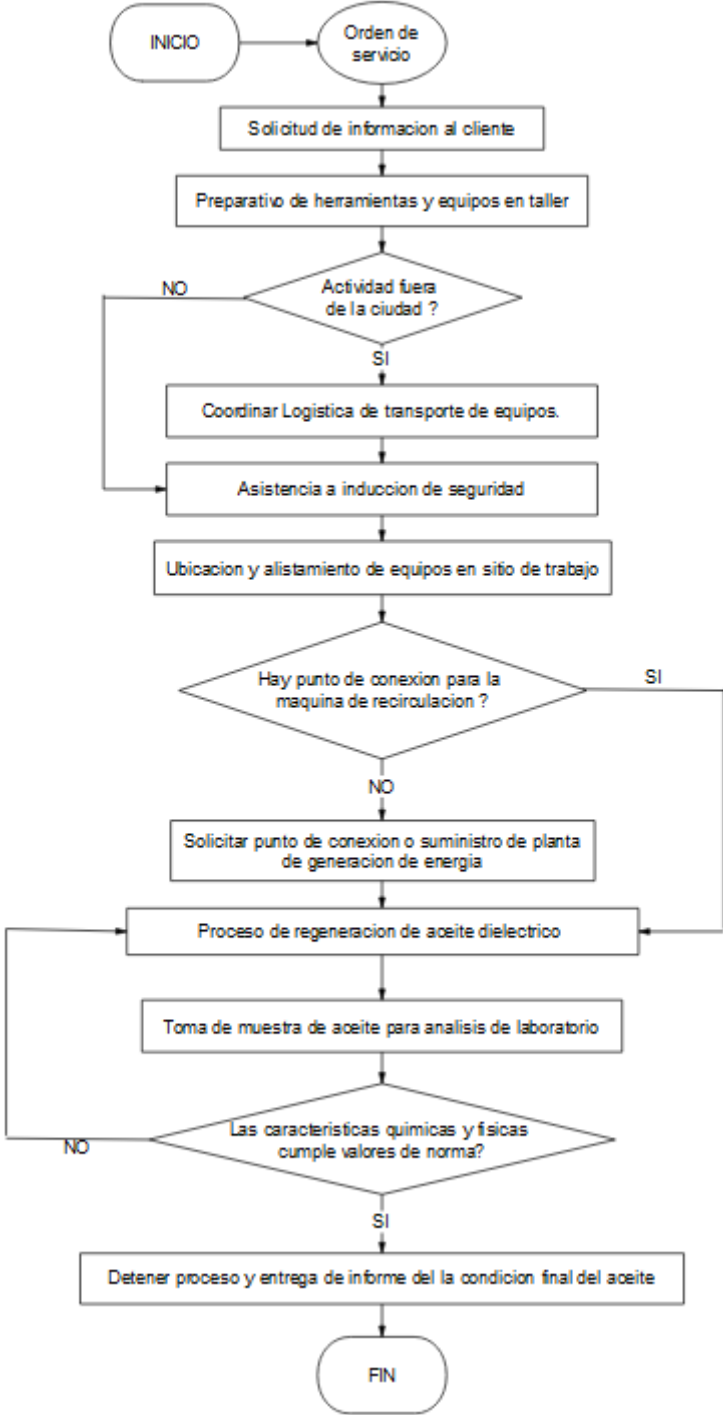
3.1.8 Pruebas eléctricas finales. Se realizan nuevamente las pruebas eléctricas descritas en el numeral 4.1.4, con el fin de verificar la integridad del circuito eléctrico y magnético del transformador después de haber sido intervenido.

4. REESTRUCTURACION DE PROCEDIMIENTO DE REGENERACIÓN DE ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA ENERGIZADOS

Se sugiera un diagrama de flujo de procesos en el que se señalan cada uno de los elementos y accesorios que componen el proceso de regeneración de aceite dieléctrico con transformador energizado (Figura 48Figura 59).

El flujograma será la herramienta que permita describir el paso a paso del procedimiento, contemplando los detalles que involucren hasta los accesorios más pequeños como válvulas, manómetros y mangueras.

Figura 48. Flujograma general del proceso de regeneración de aceites con transformador energizados.



Fuente: Autor del trabajo de grado.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL FLUJOGRAMA DE PROCESOS PROPUESTO PARA LA EMPRESA JORGE LEÓN BEDOYA MARÍN S.A.S

4.1.1 Inicio – Orden de servicio. En este primer paso se da la aprobación por parte del cliente, en donde se autoriza a la empresa a iniciar la logística y los preparativos que están asociados al proceso de regeneración del aceite dieléctrico en caliente.

4.1.2 Solicitud de información al cliente. En esta etapa del proceso se le solicita al cliente tanto información técnica como información de logística del trabajo, alguno de los datos solicitados al cliente son:

- **Características del transformador.**

Se solicitan los datos de placa con el fin de determinar el volumen del aceite para determinar qué tipo de máquina se trasladara al sitio de trabajo. Este dato también es importante para calcular el número de vueltas que va a pasar el aceite por la máquina, dato con el que se calcula la duración del proceso.

- **Existencia del punto de conexión para la máquina de recirculación.**

Se le solicita al cliente un punto de conexión 480/220 100A para garantizar la correcta operación de la máquina y evitar exponer el proceso a paradas que desvíen del cronograma los tiempos establecidos.

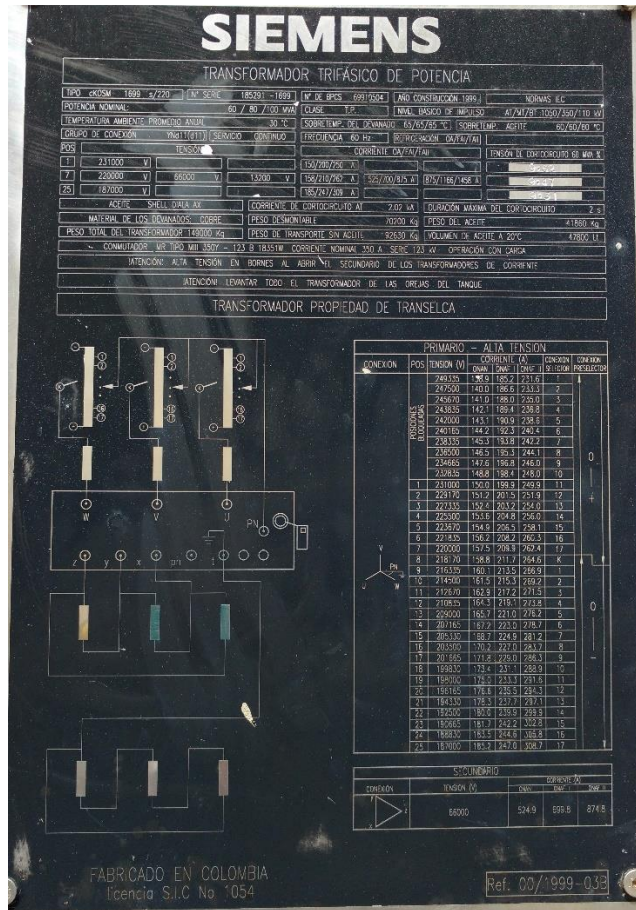
- **Ubicación del sitio de trabajo.**

Esta información es vital en la preparación de la logística, ya que de acuerdo a la ubicación geográfica se analizara la complejidad del desplazamiento, tiempos de desplazamiento y condiciones locales del sitio de trabajo.

- **Envío de documentación.**

Se realiza el envío del listado del personal que ejecutara las actividades, seguridad social, listado de equipos y herramientas y datos del vehículo que apoyara las actividades.

Figura 49. Ejemplo de dato de placa de un transformador, con todas sus características de diseño.



Fuente: Autor del trabajo de grado.

4.1.3 Preparativo de equipos y herramientas en taller. Una vez el cliente define los detalles del trabajo, se procede al alistamiento de los equipos y herramientas de la siguiente forma:

- Se seleccionan las herramientas manuales adecuadas para el trabajo a desarrollar, de igual forma se hace una inspección visual del estado de cada una de ellas.
- Se lavan los isotanques de 1000 L que se vayan a usar en la tarea.
- Se verifica el estado eléctrico de la máquina de recirculación, en esta etapa de prueba sentido de giro de los motores de la máquina y el estado de los contactores, pulsadores, interruptores etc.
- Se verifica el estado de los filtros de la máquina.
- Se limpian mangueras y se observa el estado de los acoples.
- Se realiza una prueba de libre PCBs a la máquina de recirculación, con el fin de garantizar al cliente que no habrá posibilidad de contaminación cruzada.
- Se calcula el número de bultos de tierra fuller y se preparan para el transporte.
- Se preparan tambores de 55 galones vacíos con el fin de disponer del residuo de la tierra fuller saturada.
- Se verifica el estado del kit de derrame y los elementos de seguridad y señalización de área.

4.1.4 La actividad es local o fuera de la ciudad? Si la actividad es fuera de la ciudad se procede con la logística de coordinación de transporte de máquina de tratamiento, isotanques, tambores vacíos de residuo y bultos de tierra fuller. Esta etapa es clave en la definición del cronograma de trabajo en el que hay que contemplar los tiempos de desplazamiento y de esa forma darle fechas reales de entrega de los trabajos al cliente.

Si la actividad es dentro de la ciudad se puede disponer de la camioneta de la empresa para transportar la máquina y se reducen los tiempos de entrega del trabajo.

4.1.5 Charla de seguridad e inspección del área. Luego de coordinar la logística de desplazamiento y el alistamiento de equipos, se realiza el desplazamiento al sitio de trabajo para realizar la inducción de seguridad de las políticas y condiciones internas del cliente y al finalizar se realiza la inspección del área de trabajo.

4.1.6 Ubicación de equipos y herramientas en el sitio de trabajo. Se propone realizar la ubicación de los equipos lo más cerca al transformador, de tal manera que al momento de iniciar conexiones y proceso, sea más práctico.

Figura 50. Ubicación de equipos para proceso en transformador de 20 MVA.



Fuente: Autor del trabajo de grado.

4.1.7 Punto eléctrico para conexión de la máquina de tratamiento. Se solicita al cliente punto de conexión que suministre la potencia necesaria a la maquina (480/220 con breaker de protección de 100 A).

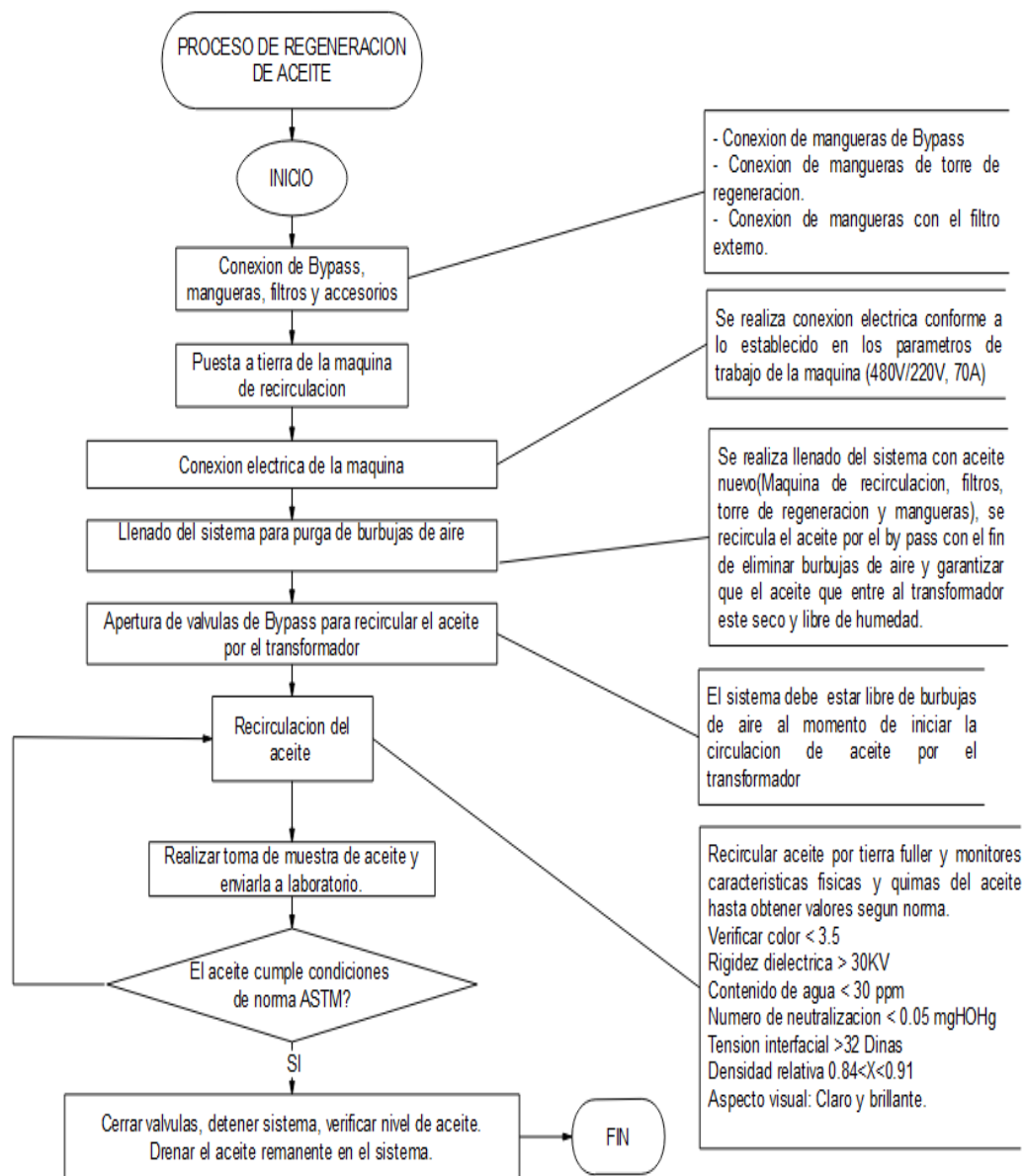
En caso de no tener un punto de conexión disponible, se solicita una planta de generación que de igual forma suministre la potencia necesaria a la máquina para su operación.

4.1.8 Proceso de regeneración de aceite dieléctrico. A continuación se describe el proceso de regeneración de aceite desde la recepción de la orden de servicio hasta la entrega del reporte final de las actividades realizadas.

4.1.8.1 Objeto del procedimiento. Este procedimiento tiene como objeto describir la metodología para la realización del procedimiento de regeneración de aceite dieléctrico con transformadores energizados.

4.1.8.2 Responsable. El responsable de garantizar que se cumpla el paso a paso del procedimiento y garantizar las condiciones de seguridad del personal, es el coordinador de potencia de la empresa Jorge León Bedoya Marín y CIA S.A.S o en su defecto el coordinador de la planta de aceites.

Figura 51. Flujograma del proceso de regeneración de aceites con transformador energizados.



Fuente: Autor del trabajo de grado.

4.1.8.3 Consideraciones de seguridad.

Planeación de la tarea.

- Revisión de la zona de trabajo y asignación de tareas.
Inspección general del área identificando condiciones que representen riesgos al realizar la tarea como: Puntos de bloqueo de la subestación, posibles fuentes de energía, identificación de riesgos biológicos y demás riesgos que puedan exponer la integridad de la persona.
- Delimitar el área de trabajo.
- Mantener en el sitio de trabajo Kit de derrame completo.
- Si el trabajo es en intemperie, instalar carpa para protección de la máquina y el personal contra la lluvia o altas temperaturas.
- Mantener hidratación en el sitio de trabajo.
- Tener kit de emergencia y camilla en el sitio de trabajo para brindar primeros auxilios a las personas en caso de un evento.
- Señalar un punto de encuentro.
- Disponer de extintores en el área.
- En caso de requerir transformador para alimentar la máquina, este debe ser señalado y bloqueado mecánicamente para evitar riesgos de electrocución.
- Diligenciar y mantener en el área los siguientes permisos y procedimientos de trabajo:
 - o Análisis de riesgos.
 - o Elaboración de AST (Análisis Seguro de Trabajo)
 - o Permisos de trabajos eléctricos.
 - o Pasó a paso de la tarea.
- Informar y solicitar con anticipación ante el dueño del área la autorización requerida para ejecutar el trabajo.
- Instalación de y pruebas de máquina de recirculación.
- Verificar punto de conexión ce puesta a tierra de la máquina.

- Verificar sentido de rotación de equipos rotativos.

Durante el desarrollo de la tarea.

- Mantener en el sitio de trabajo Kit de derrame completo, con el fin de controlar cualquier fuga o derrame que se pueda presentar.
- Mantener la hoja de seguridad del aceite en sitio.
- Identificar, etiquetar o rotular todos los recipientes o áreas que contengan sustancias químicas.
- Para los turnos de noche mantener en sitio, buena iluminación, bombillos portátiles y se recomienda que el turno sea realizado por dos personas.
- Si el sitio de trabajo es lejos del centro de control o de algún edificio, se recomienda mantener comunicación por radio.
- Realizar mantenimiento e inspecciones periódicas al sistema de tuberías y/o mangueras.
- Realizar revisión periódica de estado de válvulas.

Figura 52. Delimitación de área de trabajo durante proceso de regeneración de aceite en sitio en empresa sector minero



Fuente: Autor del trabajo de grado.

4.1.8.4 Pasó a paso del procedimiento.

1. Antes de iniciar con el conexionado de mangueras y accesorios, realizar la puesta a tierra de todo el sistema.
2. Instalación y ubicación de la máquina de termovació.
En el flujograma de la imagen #4 la máquina de termovació corresponde a los equipos y elementos señalados dentro del área de la línea discontinua.
3. Conexión de la máquina a un punto de 480 V / 220 V, 100 A.
4. Conexión de la válvula superior del transformador (Válvula #2) con la bomba de entrada de la máquina de tratamiento de aceite (Válvula #8).
5. Conexión de la válvula inferior del transformador (entrada de aceite procesado), (Válvula #15), con la bomba de salida de la máquina de tratamiento de aceite (Válvula #9).
6. Instalación Relé Buchholz entre las válvulas # 15 y la válvula inferior del transformador (Válvula #17), el relé Buchholz es un sistema de alarma y

protección del proceso ante las burbujas de aire que puedan generarse durante el proceso.

Figura 53. Instalación de relé Buchollz en la válvula inferior del transformador



Fuente: Autor del trabajo de grado.

7. Conexión de manguera de bypass entre válvulas #3 y válvula #16.
8. Conexión de la máquina de recirculación con la torre de regeneración mediante las válvula #6 y la válvula #13 correspondiente a la entrada de aceite a la torre de regeneración.

Figura 54. Torre de regeneración (Tierra fuller)



Fuente: Autor del trabajo de grado.

Figura 55. Conexión de válvulas #4, #6 y #8 descritas en el diagrama de procesos (#8 bomba de entrada de la máquina, #6 salida de aceite a la torre de regeneración y #4 entrada de aceite regenerado)



Fuente: Autor del trabajo de grado.

9. Conexión del filtro externo de 1 micra con la torre de regeneración mediante una manguera entre las válvulas #11 correspondiente a la entrada del filtro y la válvula #12 correspondiente a la salida de la torre de regeneración.

Figura 56. Conexión filtro con torre de regeneración



Fuente: Autor del trabajo de grado.

10. Conexión de la válvula #10 correspondiente a la salida del filtro externo de 1 micra, con la válvula #4 de la máquina de recirculación.
11. Una vez conectadas todas las mangueras, manteniendo las válvulas #1 y válvula #17 cerradas (válvulas superior e inferior del transformador) y con las válvulas #3 y #17 abiertas (manguera de bypass), se llena todo el sistema con aceite nuevo (máquina de recirculación, torre de regeneración y filtro externo), esto con el fin de inundar el sistema completo y una vez se empieza a recircular el aceite se garantiza la purga de los gases.
12. El recorrido del aceite en el sistema inicia con la entrada del mismo por la bomba de entrada de la máquina de recirculación, de la bomba de entrada para al primer grupo de resistencias en donde el aceite se seca para que no ingrese a la torre de regeneración con humedad y contamine la tierra fuller, una vez el aceite pasa por el primer grupo de resistencias llega a la torre de regeneración donde al caer sobre la tierra activada o tierra fuller se filtra en una primera etapa en la cual el aceite

se deslodifica y se libera de impurezas y demás partículas contaminantes, una vez el aceite pasaba por la tierra fuller, el aceite tiene una segunda etapa de filtración la cual se compone por 2 filtros de malla ubicados en la parte inferior de la torre de regeneración, uno de 1.5 micras y el otro de 1 micra.

El aceite al pasar por la torre de regeneración pasa por un filtro externo el cual filtra el aceite que sale de la torre, garantizando que partículas de tierra no pasen a la máquina de recirculación y se puedan producir daños internos.

El aceite al salir del filtro externo entra a la máquina de recirculación a un segundo grupo de resistencias las cuales a una temperatura de aproximadamente 75°C calientan el aceite y le retira el contenido de humedad, del segundo grupo de resistencias nuevamente es pasado por un filtro de 1 micra (siempre se garantiza que el aceite viaje por el proceso sin impurezas para evitar que estas ingresen al transformador). Luego de pasar por el filtrado el aceite llega a una cámara de vacío en la cual se produce el desgasificado, paralelo a la cámara de vacío se encuentra una trampa de aceite con un visor el cual permite inspeccionar visualmente el nivel de aceite en la máquina y de esa forma evitar que este pueda llegar a la bomba de vacío.

El aceite una vez sale de la cámara de vacío pasa a la bomba de salida de la máquina de recirculación para luego seguir su camino por la manguera de bypass.

Este proceso de recirculación del aceite por el bypass se realiza hasta que las condiciones de rigidez dieléctrica y contenido de humedad se encuentren bajos parámetros de norma y garanticen que el aceite puede ser recirculado por el transformador.

Figura 57. Configuración interna de la máquina de recirculación.



Fuente: Autor del trabajo de grado.

13. Manteniendo las válvulas del bypass abiertas (Válvulas #3 y #16), se abren poco a poco las válvulas superior e inferior del transformador (Válvulas #1 y #17) y se procede a cerrar poco a poco las válvulas del bypass para establecer la circulación del aceite por el transformador. Es muy importante tener en cuenta que para este proceso la salida del aceite debe efectuarse por la parte superior del transformador para aprovechar la mayor temperatura del aceite introduciéndolo luego por la parte inferior, manteniendo el sistema normal de convección dentro del transformador.
14. Este proceso se efectúa durante el tiempo necesario para la eliminación de los lodos presentes en el transformador y el control se hará mediante la implementación del mantenimiento predictivo enfocado a la condición del estado del aceite en el cual se analiza el estado de las diferentes

condiciones, se realizan ensayos de Rigidez dieléctrica, contenido de humedad, tensión interfacial, densidad relativa y numero de neutralización, se analiza en cambio progresivo del color y se analiza el índice de calidad para determinar en qué momento se para el proceso.

Figura 58. Cambio de color en un proceso de regeneracion.



Fuente: Autor del trabajo de grado.

15. Para el cambio de tierra fuller cuando esta esté saturada, se deben cerrar las válvulas #4 y la válvula #6 con el fin de aislar la torre de regeneración del proceso. Una vez cerradas estas válvulas, se abre la válvula #5 para que el aceite quede en modo de recirculación por proceso de secad y desgasificado (Termovacio), el aceite queda en recirculación solo por la máquina mientras se realiza el cambio de la tierra.

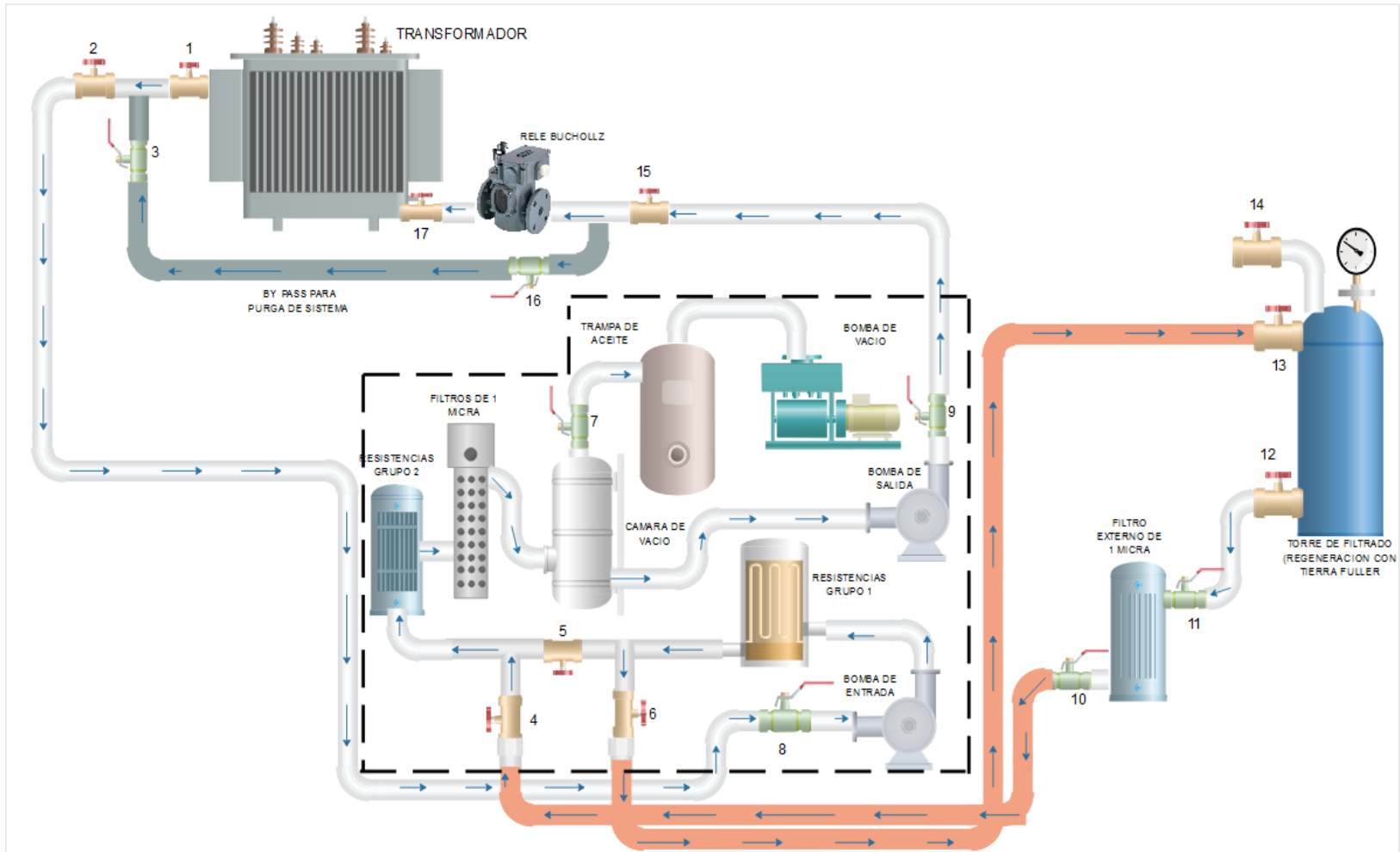
Una vez se realiza el cambio de la tierra, se vuelven a abrir las válvulas #4 y #6 y se cierra la válvula #5 para que el aceite vuelva a recircular por la torre de regeneración.

16. Una vez terminado el proceso se cierran las válvulas de entrada y salida del transformador (Válvula #1) y se verifica el nivel de aceite en tanque de expansión para posteriormente se cerrar la válvula de entrada del transformador (Válvula #17). Por último se drena el aceite remanente del sistema y se retiran las mangueras.

4.1.8.5 Finalización del servicio y entrega del equipo.

- Revisar que no queden herramientas o materiales usados en la tarea.
- Realizar la correcta disposición final de residuos ordinarios y peligrosos.
- Retirar señalización y demarcación de área.
- Retirar equipos y herramientas utilizadas en la tarea.
- Comunicar a la persona contacto o interventor de la actividad la entrega del equipo, resolviendo dudas e inquietudes.

Figura 59. Flujo de proceso de regeneración de aceites con transformador energizados.



Fuente: Diseño propio del autor del trabajo de grado.

5. CONCLUSIONES.

- De acuerdo con la revisión del procedimiento actual de regeneración de aceite dieléctrico en caliente realizado en Jorge León Bedoya y con el estudio del trabajo realizado en este documento, inicialmente se detectó que el procedimiento actual presenta debilidades en su estructura al ser un procedimiento empírico y requiere ser actualizado. Que la última modificación fue realizada en el año 2014.
- La caracterización del procedimiento de regeneración de aceites dieléctricos de origen mineral implementado en la empresa Jorge León Bedoya Marín se realizó mediante la socialización del procedimiento del personal operativo, donde cada uno de los técnicos ejecutores expuso su metodología propia, se integraron los diferentes métodos para finalmente proponer el procedimiento definitivo.
- El desarrollo de la presente investigación deja como resultado una alternativa para la elaboración de procedimiento definitivo en el proceso de regeneración de aceite dieléctrico.
- Se elaboró un procedimiento detallado y actualizado para el desarrollo de la regeneración de aceites dieléctricos de origen mineral con transformadores energizados.
- Finalmente se socializó el procedimiento final en la organización, el cual incluía a la gerencia, departamento de calidad, departamento de seguridad y personal técnico ejecutor, obteniendo por parte de la empresa el respaldo y apoyo para concientizar al personal técnico ejecutor e incluir el procedimiento en el sistema integrado de gestión.

BIBLIOGRAFÍA

Albarracin Aguillon, P. R. (2015). *Tribologia y lubricacion Pedro Albarracin*. (Litochoa, Ed.) (5 th). Bucaramanga.

ASTM International United States. ASTM D455 Viscosity of transparent and opaque liquids (Kinematic and Dynamic viscosities), 552 § (1979). <https://doi.org/10.1520/G0154-12A>

ASTM International United States. (1999). Saybolt Viscosity 1, 5 (Reapproved), 1–7. <https://doi.org/10.1520/D0088-07R13.2>

ASTM International United States. ASTM D611 Standard test methods for aniline point and mixed aniline point of petroleum products and hydrocarbon solvents, (2004). <https://doi.org/10.1520/D0611-12>. These

ASTM International United States. ASTM D1500-12 Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale) 1, 5 Annual Book of ASTM Standards § (2011). <https://doi.org/10.1520/D1500-07.2>

ASTM International United States. ASTM D971-12 Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method 1 (2012). <https://doi.org/10.1520/D0971-12.2>

ASTM International United States. ASTM D 1816-12 Standard test method for dielectric breakdown voltage of insulating liquids using VDE electrodes (2012).

ASTM International United States. ASTM D877 Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using (2014). <https://doi.org/10.1520/D0877>

Avalos Cascante, F. M. A. (2008). *Diagnostico de estado y control del mantenimiento de los transformadores de la subestacion 19 de cotocollao*. Escuela Politecnica Nacional.

Baez Pastrana, E. A., & Peraza Olivares, E. (2012). *Regeneración del aceite electroaislante con tierra Fuller*. UNIVERSIDAD VERACRUZANA. Retrieved from <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/40454/1/baezpastranaerick.pdf>

Bailey, W., & Heuston, G. (2004). Basic Power Factor Theory and Apparatus

Testing.

BRIONES MARTINEZ, M. G. (2005). *ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA RECUPERACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS CON TIERRA FULLER Y DESLODIFICACIÓN DE BOBINADOS EN TRANSFORMADORES*. ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

Committee, T., Power, I., & Society, E. IEEE Guide for the Reclamation of Mineral Insulating Oil and Criteria for Its Use IEEE Power and Energy Society, 2015 § (2015).

Enriquez Harper, G. (2003). *El Abc De Las Maquinas Electricas. Transformadores*. (Limusa S.A de C.V Grupo Noriega Editores, Ed.) (I). Mexico. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

GALLO MARTÍNEZ, E. (2010). *Diagnóstico y Mantenimiento a transformadores en Campo*. (E. GALLO MARTÍNEZ, Ed.) (2nd ed.). Bogota, Colombia.

Horning, M., Kelly, J., Myers, S., & Stebbins, R. (2004). *GUIA para el mantenimiento del transformador*. (Transformer Maintenance Institute, Ed.). Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). NTC 375. TRANSFORMADORES. MEDIDA DE LA RESITENCIA DE LOS DEVANADOS (1970). BOGOTA, COLOMBIA.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). (1994). ICONTEC - GUÍA PARA LA INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE (POTENCIA MAYOR DE 10 MVA,RANGO DE TENSIÓN 69 kV - 287 kV), 9, 14.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). (1998). Norma técnica colombiana NTC 317-Transformadores de potencia y distribución. Terminología.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). NTC 1465. ESPECIFICACIONES PARA ACEITES MINERALES NUEVOS. AISLANTES PARA TRANSFORMADORES, INTERRUPTORES Y EQUIPOS

ELECTRICOS. (2003). BOGOTA, COLOMBIA.

International Organization for Standardization ISO. Sistema de gestion ambiental-requisitos con orientacion para su uso., 2004 § (2004).

L. Beasn, R., Chackan Jr, N., Moore R, H., & Wentz C, E. (1959). *TRANSFORMER for the electric power industry*. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.

Megger Company. (2012). Seminario Pruebas de Factor de Potencia / Disipación.

Megger Company. (2014). Seminario Prueba y diagnostico de transformadores electricos de potencia (Pruebas Eléctricas). In MEGGER (Ed.). Bogota, Colombia.

Mesa Velez, L. D. P. (2005). *TUTOR DE TRIBOLOGÍA PRIMERA PARTE INTRODUCCIÓN A LA TRIBOLOGIA*.

Neale, M. J. (2001). *Lubrication and Reliability Handbook*. (M. J. Neale, Ed.). New Jersey.

Okabe, S., Ueta, G., & Tsuboi, T. (2013). Investigation of Aging Degradation Status of Insulating Elements in Oil-immersed Transformer and its Diagnostic Method Based on Field Measurement Data, 346–355.

Sabau, M. F. J., Fofana, I., Bouai, A., Robertson, E. B., & Bussie, D. (2010). Decay products in the liquid insulation of power transformers, (July 2009). <https://doi.org/10.1049/iet-epa.2009.0181>

Solano Marinez, J. E. (2005). *MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA*. Universidad Industrial De Santander.

Stoker, B. W. R., Eng, B. S., Member, A., Thompson, C. N., & Sc, B. (1952). INHIBITED TRANSFORMER OIL, 99(1176).

ANEXOS

Anexo A. Ficha técnica de empaque de corcho caucho

ANALISYS CERTIFICATE

MESSRS

EMPAQUETADURAS Y EMPAQUES SA

NO.: FWG05CQ0121

ISSUE DATE: OCT.20, 2005

DESCRIPTION	RESIN CORK SHEET	SIZE	AS FOLLOWINGS
CONT.NO.	FWG05CQ01	QUANTITY	SEE INVOICE
INSPECTION DATE	OCT.18, 2005	PRODUCTION DATE	OCT.18, 2005
ITEM	SPEC. REQUIREMENT ACC.	RESULTS ACC TO ACC.	REMARK
SIZE	6MMX915MMX610MM	6MMX915MMX610MM	GOOD
DENSITY	220-270KG/M3	245KG/M3	GOOD
TENSILE STRENGTH	>0.40MPA	0.55MPA	GOOD
COMPRESSIBILITY	15-40%	25.2%	GOOD
RECOVERY	>75%	76.1%	GOOD
FLEXIBILITY	<12	4.7	GOOD
RESISTANCE TO BOILING WATER, 3 HOURS	NO DISINTEGRATION	NO DISINTEGRATION	GOOD
RESISTANCE TO BOILING HYDROCHLORIC ACID, 0.5 HOUR	NO DISINTEGRATION	NO DISINTEGRATION	GOOD
RESISTANCE TO HOT OIL, 3 HOURS	NO DISINTEGRATION	NO DISINTEGRATION	GOOD
MOISTURE CONTENT	<8%	3%	GOOD

Anexo B. Ficha técnica de empaque de corcho caucho



Jorge León Bedoya Marín & Cia. S.A.S.

REPARACION, MANTENIMIENTO Y DISTRIBUCION DE
TRANSFORMADORES ELECTRICOS
NIT. 800.072.453-3 REGIMEN COMUN 021019-06
E-mail: jolbema@hotmail.com



DETERMINACION DE PCB's EN ACEITE MINERAL DIELECTRICO				F.LAB.020 VER. 02 2013-11-13		Pág. 1 de 1	
Aceite:	Mineral Dielectrico		No. Laboratorio:	***			
Fecha de Muestreo:	22/02/2017		Fecha de Prueba:	22/02/2017			
Fecha de Recepción:	22/02/2017		Envase suministrado por:	Cliente	Empresa	X	
Envase suministrado:	X		Toma de muestra por:	Cliente	Empresa	X	
Empresa/Cliente:			Proyecto:	MONTAJE DE TRANSFORMADOR S/E MEMBRILLAL			
Dirección:			Tel:	300 - 45502602			
Atención:			Observaciones:	MAQUINA DE TRATAMIENTO			
CARACTERISTICAS DEL EQUIPO							
TIPO DE EQUIPO							
Transformador	X	NO	Interruptor		Regulador		Otros
MARCA	***		KVA	***			
SERIE	***		VP	***			
FASES	***		VS	***			
AÑO FAB.	***		EQUIPO EN USO	SI	X	NO	
DETERMINACION DE PCB's PPM EN ACEITE MINERAL METODO 9079EPA SW -846 (Cualitativo)-METODO 9078EPA SW -846 (semicuantitativo)							
ENSAYO	RANGOS DE CALIFICACIÓN			RESULTADO			
DETERMINACION DE PCB's PPM EN ACEITE MINERAL METODO CUALITATIVO EPA 9079	<50 ppm		NO CONTAMINADO	5 ppm			
	50>=X<=500 ppm		CONTAMINADO	****			
Observaciones:	La muestra de aceite analizada se encuentra libre de pcb's.						
MARCO LEGAL							
Resolución 0222 de 2011: Expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible							
"Por la cual se establecen requisitos para la gestión ambiental integral de equipos y desechos que consisten, contienen o están contaminados con Bifenilos Policlorados (PCB)"							
Artículo 6, par. 2:	"Los laboratorios y/o empresas que desarrollan el muestreo y/o el análisis de PCB en aceite de transformador, contarán con un periodo de transición de dos (2) años, a partir de la definición de los protocolos de muestreo y análisis por parte del IDEAM, para que implementen los métodos de ensayo y obtengan la respectiva acreditación. A partir de ese momento, no se aceptarán resultados de laboratorios que no cuenten con la debida acreditación."						
Artículo 6, par. 3:	"Los análisis realizados antes de la entrada en vigor de la presente resolución, siempre que se hayan aplicado métodos de análisis reconocidos internacionalmente, serán aceptados para los efectos de esta resolución."						
Resolución 0792 de 2013: Expedida por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM							
"Por el cual se adoptan los protocolos de muestreo y análisis para la determinación del contenido de PCB en aceites dieléctricos y diferentes matrices ambientales"							
COMENTARIOS							
Jorge León Bedoya Marín & Cia. Ltda., para el análisis del aceite de los transformadores utiliza los métodos reconocidos internacionalmente los cuales son: Cualitativos y Semi Cuantitativos. Cumpliendo con los requisitos legales enunciados anteriormente, nuestra compañía cuenta con un periodo de dos (2) años para continuar realizando el análisis de estos aceites, aún nuestro laboratorio no cuenta con su acreditación.							

Realizado por: Analista de Laboratorio
Jorge León Bedoya Marín

Anexo C. Caracterización del procedimiento con personal técnico.

