

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**REGENERACIÓN DE ACEITE DIELECTRICO DEL
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA 138/10.7 kV DE
LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR EN SERVICIO**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

SAMUEL FRANCISCO PONGO PORRAS

**PROMOCIÓN
1990 – I**

**LIMA – PERÚ
2008**

REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO DEL
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA -138/10.7KV DE
LA SUBESTACION TRUJILLO SUR EN SERVICIO

SUMARIO

Objetivo del Proceso de Regenerado de Aceite Dieléctrico

Descripción de la Instalación y características del equipo que se Intervino

Modo de Operación, antecedentes históricos y estado del equipo

Ensayos Físico - Químicos y cromatográficos antes del regenerado

Ensayos Físico - Químicos y cromatográficos después del regenerado

Valores recomendados de los Ensayos de acuerdo a Normas

Equipos y materiales usados durante el proceso de Regenerado

Procedimiento y Análisis Seguro de Trabajo

Control del Proceso de Regeneración de Aceite del Transformador de Potencia

Análisis de costo Unitario de la actividad de regenerado

Conclusiones y Recomendaciones

A mi Esposa hijos y familiares

Y a todas aquellas personas que de una u otra forma, colaboraron o participaron en la realización de este Informe de Competencia Profesional, hago extensivo mi más sincero agradecimiento

INDICE

INTRODUCCIÓN

CAPITULO I

DEGRADACION DEL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN OPERACION

1.1 Introducción

1.2 Objetivo

1.3 Definiciones importantes

1.3.1 Referidas al equipo

1.3.2 Transformador de Potencia

1.3.3 Aceite Dieléctrico

- Mantenimiento del Transformador

1.3.4 Referidas a las Instalaciones

- Subestación Eléctrica Trujillo Sur

- Operación de la Subestación Eléctrica Trujillo Sur

1.3.5 Referidas a la Condición, Operación, Monitoreo y Técnicas De diagnóstico del Transformador

- Análisis Físico-Químicos del Aceite Dieléctrico del Transformador

- Análisis de Gases Disueltos AGD en el Aceite Dieléctrico del Transformador

- Técnicas del Diagnostico en base a los AGD del Transformador

- Compuestos Furánicos en el Aceite dieléctrico del Transformador y Grado de Polimerización del Papel (GP)

CAPITULO II

REGENERACION Y TRATAMIENTO POR TERMOVACIO DEL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.1 Tratamiento del Aceite Dieléctrico del Transformador como herramienta del Mantenimiento Preventivo

2.1.1 Filtroprensado

2.1.2 Termovacio

2.1.3 Cambio de Aceite (drenado, lavado y llenado)

2.1.4 Regeneración de Aceite y remoción de lodos en el sitio

- Tierra Fuller
- Secado de la parte activa

2.1.5 Procedimiento para extracción de muestras de aceite

- Precauciones Generales
- Procedimiento para extracción de muestras de aceite

2.2 Especificaciones Técnicas de una Planta de Tratamiento de aceite mediante Tierra Fuller

2.2.1. Requerimientos Técnicos

- Pruebas en Fabrica
- Alcances del Suministro

2.2.2. Características Técnicas de la Planta de Tratamiento

2.2.3 Descripción de la Planta de Tratamiento

- Grupo Motobomba de entrada del aceite
- Grupo de Calentamiento
- Filtros
- Tuberías
- Válvulas
- Cámara de Vacío (extracción de Gases y Agua)
- Grupo de extracción de aceite en vacío
- Grupo Motobomba de Vacío
- Bomba Auxiliar
- Armario de Control y Mando
- Dispositivos de Seguridad
- Pintura
- Plataforma y Cabina
- Cable de Alimentación Principal

CAPITULO III

REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA – 138/10.7KV DE LA SUBESTACION TRUJILLO SUR MEDIANTE TIERRA FULLER

- 3.1. Reportes de los análisis del aceite dieléctrico del Transformador-
Antecedentes Históricos
- 3.2. Regeneración del Aceite dieléctrico mediante tierra Fuller
 - 3.2.1. Descripción del Procedimiento de Trabajo Empleado durante la Regeneración del aceite dieléctrico con tierra Fuller, energizado y en carga.
 - Descripción del Proceso
 - 3.2.2. Pasos a seguir durante la regeneración del aceite dieléctrico
 - 3.2.3. Observaciones durante el Proceso de Regeneración del Aceite Dieléctrico
 - 3.2.4. Valores que se garantizaron después del proceso de regeneración del aceite.
 - 3.2.5. Control del Proceso de Regeneración del Aceite en el Transformador de Potencia
 - Personal Especializado
 - Equipos, Herramientas, Materiales, IPP, EPP Usados
 - Control del Proceso de regenerado

CAPITULO IV

COSTOS Y MEJORAS - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA – 138/10.7KV DE LA SUBESTACION TRUJILLO SUR MEDIANTE TIERRA FULLER

- 4.1. Costos del proceso de regeneración del aceite
- 4.2. Mejoras al proceso de regeneración en caliente del aceite dieléctrico mediante tierra fuller
 - 4.2.1 Método existente (Desechable) de Regeneración de aceite
 - 4.2.2 Tecnología Existente para la reactivación de la Tierra Fuller
 - Nueva Tecnología Fluidex para reactivación de Tierra Fuller
 - Características principales del sistema Fluidex de Regeneración de Aceite
 - Beneficios de la Reactivación
 - Equipamiento de Regeneración y la Práctica

- Calidad de Aceite
- Ecología y Economía

Conclusiones y Recomendaciones

Bibliografía

PRÓLOGO

La Intención de esta experiencia profesional y a la altura de los conocimientos tecnológicos actuales es valorar las condiciones de operación del Transformador de Potencia de un subestación Eléctrica, soportada en el monitoreo en línea, pruebas de diagnóstico con equipo fuera de servicio, que aseguran la confiabilidad, seguridad operación y extensión de la vida útil del Transformador, con una considerable reducción de los costos.

El conocimiento exacto de las condiciones de operación del Transformador es esencial para determinar su intervención en forma oportuna sin causar mayores contingencias en los sistemas eléctricos, trabajando con los análisis del aceite dieléctrico como fuente de información predictiva

El Trabajo está avocado a recuperar las condiciones operativas del aceite dieléctrico del Transformador que se degrada por acción de las fallas térmicas, eléctricas y ambientales que se suceden al interior y al exterior del transformador, siendo los incrementos de temperatura, la humedad y elementos catalizadores factores preponderantes, en el primer capítulo se trata de la degeneración del aceite dieléctrico, sus causas, características y métodos de diagnóstico, en el segundo capítulo se menciona la técnica como recuperar las propiedades dieléctricas del aceite devolviendo a sus condiciones iniciales, el tercer capítulo se indica los procedimientos como se ejecuta el regenerado sus costos y personal que participo en dichos trabajos y el cuarto capítulo dedicado a las mejoras del proceso, conclusiones y recomendaciones

Agradezco a todo el personal Profesional y Técnico que labora en la Unidad de Mantenimiento Transmisión de Hidrandina S.A. que de una u otra forma han colaborado en la realización de este trabajo, asimismo hago extensivo a mis Jefes Superiores por el apoyo brindado

Y en general agradezco a todas aquellas personas que, a lo largo de mi vida aunque sea por un segmento de tiempo, han sido la causa de pequeñas porciones de este trabajo y de la sustancia de mi vida misma. A todas mil gracias.

CAPITULO I

DEGRADACION DEL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN OPERACIÓN

1.1. INTRODUCCION.

Los Transformadores de Potencia representan los componentes claves y a la vez la inversión más alta en las Subestaciones Eléctricas de Transformación de cualquier Sistema Eléctrico. Las consecuencias económicas y de imagen empresarial al perder una sola Unidad pueden tener un impacto multimillonario en una importante ciudad al Interrumpir el Suministro Eléctrico por horas o días. En contraste Un Transformador que es sacado fuera de servicio al haberse detectado a tiempo anomalías en su funcionamiento, puede ser reparado bajo planes de mantenimiento preventivo, sin producir Interrupciones prolongadas y costosas. Las anomalías o condiciones de falla en los Transformadores de Potencia pueden resolverse de varias maneras, uno de los métodos se basa en la detección de productos de degradación en el aceite dieléctrico. El Aceite Dieléctrico en un Transformador de Potencia cumple múltiples funciones como la mejora del aislamiento entre componentes del Transformador, homogenización de la temperatura interna y refrigeración, etc. El Aceite Dieléctrico va degenerándose dentro del Transformador durante el funcionamiento normal o anormal del mismo. La degeneración dependerá de muchos factores, como el tipo de transformador, ubicación, temperatura de trabajo, tipo y régimen de carga de trabajo, etc. **La Contaminación del Aceite Dieléctrico** está básicamente relacionada con las siguientes condiciones: Presencia de humedad en el Aceite (agua), como consecuencia de la presencia de catalizadores (fierro, cobre, etc.) frente a la descomposición del aislamiento, medida en ppm. (partes por millón). Partículas, la fabricación de los transformadores implica la utilización de papales y celulosa, que pueden desprender pequeñas partes por vibración, etc. Además, los transformadores necesitan un respirador para poder compensar las dilataciones del aceite, siendo foco de entrada de polvo, humedad etc. al interior del

transformador, y por lo tanto al aceite. Oxidación: Esfuerzos de trabajo, puntos calientes, degeneración de las partículas y suciedad y descompensaciones provocan la generación de gases disueltos y oxidación del Aceite Dieléctrico del Transformador. Estas condiciones pueden hacer propicias la formación de descargas parciales por la ionización y conducción de las partículas de Aceite Dieléctrico hasta producirse fallas tipo corona y del aislamiento. La vida Útil de un Transformador depende de las condiciones de su Operación y de su Mantenimiento. Si la operación y el mantenimiento fueran conducidas adecuadamente, su vida útil se extendería. Un transformador que opere constantemente en sobrecalentamiento inevitablemente su vida útil se reduciría

1.2 OBJETIVO.

Regeneración del Aceite dieléctrico del Tanque principal del Transformador de Potencia Trifásico de 30 MVA -138/10.7KV, marca BRUCE PEEBLES serie No. 43777, de la Subestación Trujillo Sur Con circuito energizado y con carga; mejorando y devolviendo a sus Condiciones óptimas de aislamiento sin producir interrupción del servicio a los usuarios

1.3. DEFINICIONES IMPORTANTES.

1.3.1 REFERIDAS AL EQUIPO

- **TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO DE 02 BOBINADOS**

Es una Maquina electromagnética estática de dos bobinados, mayor a 2MVA cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas Trifásicas, formada por tres partes principales.- Parte activa, conformada por las bobinas y el núcleo. Parte pasiva.- conformada por el tanque principal y el aceite. Accesorios.- dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento entre los que destacan los siguientes: Tanque conservador, Indicador de Nivel de Aceite del Tanque principal y del conmutador, Relé de Gases (Buchholz) del tanque principal y del conmutador, Boquillas de AT y MT, Válvulas, Relé de sobrepresión, Indicador de nivel de aceite, Indicador de Temperatura del aceite y de bobinas, Radiadores, Ruedas, Conmutador bajo carga, tablero de regulación de Tensión, Conectores de tierra, Transformadores de Corriente incorporados, sistema de ventilación Forzada, caja de bornes

- **ACEITE DIELECTRICO**

Los aceites dieléctricos usados en el Transformador de Potencia Trifásico, son de tipo mineral definidos como fluidos aislantes y refrigerantes que representan dentro de la tecnología, elementos a ser tenidos en cuenta, pues las condiciones de operación y vida útil de los equipos dependen en gran medida de su estado. “Los aceites aislantes son a los equipos como la sangre lo es al cuerpo humano”. Los aceites Aislantes se degradan rápidamente por los esfuerzos térmicos y eléctricos que se generan en el transformador, estos aceites a su vez generan productos de descomposición, los cuales son analizados para evaluar el tipo de falla que se está presentando en el transformador. Los aceites al reaccionar con el oxígeno aumentan su degradación acortando aun más la vida útil de los equipos. Asimismo la vida útil de los transformadores está directamente relacionada con la vida del aislamiento sólido (papel kraft, Cartones etc.), **El papel aislante (Papel Kraft) es de fibra larga y está constituido básicamente por celulosa, es una cadena polisacárido cíclica.** La celulosa sufre degradación por la acción del calor y genera monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂), lo que lo hace perder peso molecular, más aun el papel sufre degradación por hidrólisis de la celulosa en medios ácidos, lo que también provoca la disminución de su peso molecular, llevando a deteriorar las propiedades eléctricas y mecánicas del papel. En resumen el papel se deteriora principalmente por temperatura y por ataque químico. La oxidación del aceite incrementa los dos procesos mencionados debido a la formación de compuestos ácidos como productos de degradación termo-oxidativa, que sufre el aceite cuando el transformador está en operación tornándose así mismo un medio ácido. Formación de lodos provenientes del ataque químico de los ácidos que se depositan sobre los devanados disminuyendo la capacidad de intercambiar calor entre el aceite y los devanados, causando un incremento de temperatura. Los aceites Dieléctricos se clasifican en

- Aceites aislantes de uso general
- Aceites minerales de seguridad
- Aceites de alto punto de ignición
- Aceites de silicona
- Aceites a base de esteres

Aceites Askareles (no usados más)

Aceite de uso general.

Son aceites de origen mineral de base parafínica o nafténica, los cuales son obtenidos por procesos de refinación y extracción adecuados a partir de determinadas fracciones del petróleo natural.

Aceite aislante de seguridad.

Son aceites de origen mineral sintético, destinados para transformadores que deben ser instalados en lugares donde los riesgos de explosiones o incendios deben ser minimizados. Estos aceites deben presentar características de no inflamabilidad.

Aceite mineral de alto punto de ignición

Son obtenidos a través de refinación del petróleo que debido a su alto peso molecular son de difícil inflamación, por lo cual presentan esta característica de no propagación de la llama. A temperaturas ambientes tienen viscosidades muy altas, pero a las temperaturas de operación del transformador su viscosidad es comparable a la de los aceites de uso general. Los aceites de alto punto de ignición son patentados por R-Temp. De RTE USA CORP.

Aceite aislante de silicona.

Son productos sintéticos a base de poli-dimetilsiloxano. Presentan características de no inflamabilidad bastante parecidas a los de los aceites minerales de alto Punto de Fulgor, buenas Características eléctricas, excelente estabilidad química y térmica y buena compatibilidad con los materiales del transformador. Su viscosidad a temperaturas de operación de los transformadores es un poco mayor a la de los aceites de uso general, siendo un poco más baja que la de los aceites de alto punto de ignición.

Aceite aislante a base de esteres.

Son productos a base de Esteres sintéticos que pueden presentar buenas características de no inflamabilidad. Presentan buenas características eléctricas y su principal ventaja es la biodegradabilidad, siendo sus productos no tóxicos y encontrados en la naturaleza.

Aceite askarel

Son productos sintéticos producidos por la mezcla de Bifenilos policlorados (PCB's) y triclorobenceno (TCB) en una proporción de 40%, 60% de cada

componente. Presentan gran estabilidad térmica y química, no se inflaman a temperaturas inferiores a 1200 °C a presión normal, no son Biodegradables y son atacados por pocos productos químicos. Presentan buenas características aislantes y son incompatibles con algunos materiales de los transformadores como empaques, barnices y pinturas. Su uso está prohibido desde la década de los 80

- **MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

Los Mantenimientos que se efectúan a los Transformadores de Potencia pueden clasificarse en forma general en:

Mantenimiento Predictivo

Basado fundamentalmente en detectar una falla antes de que esta suceda, para dar tiempo a corregirla sin interrupción del servicio, ni detención de la producción, etc., Estos controles pueden llevarse a cabo de forma periódica o continua, para ello, se usan instrumentos de diagnóstico, aparatos y pruebas no destructivas, entre los cuales se dispone de:

Inspecciones por Termografía Infrarroja.- detecta conexiones flojas que puedan generar puntos o áreas calientes al interno o externo del Transformador, efectuada por Cámaras Termográficas o Termovisores

Análisis Físico-Químicos, Cromatográficos, PCB y Furanos del Aceite Dieléctrico.- exámenes que permiten evaluar y diagnosticar el estado del aceite y operación real del Transformador, comprende: **Físico-Químicos** (Rigidez dieléctrica, Índice de Neutralización, Tensión Interfacial, Gravedad específica, Sedimentos, Color, Contenido de Agua, Factor de Potencia a 25° C y 100° C, Contenido de Inhibidor de Oxidación, Contenido de metales), **Cromatográficos-Análisis de Gases Combustibles** (Hidrogeno, Metano, Monóxido de Carbono, Acetileno, Etileno, Etano) **Cromatográficos-Análisis de Gases no Combustibles** (Oxigeno, Nitrógeno, Dióxido de Carbono)

Inspecciones Periódicas de Rutina.- evalúan el estado de funcionamiento de los accesorios del Transformador mediante inspecciones visuales programadas

Análisis, detección y localización de fallas en Línea utilizando la Emisión Acústica.- mediante esta técnica se detecta, localiza y caracteriza fuentes de generación de gases combustibles en la parte interna de los transformadores y conmutadores bajo carga

Las Ventajas del Mantenimiento Predictivo son:

Reduce los tiempos de parada del Transformador

Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo

Optimiza la gestión del personal de mantenimiento

Verificación del estado del Transformador, tanto realizada de forma periódica como de forma accidental

Permite confeccionar un archivo histórico del comportamiento del Transformador.

Conocer con exactitud el tiempo límite de actuación que no implique el desarrollo de una falla imprevista en el Transformador.

Toma de decisiones sobre la parada de un Transformador en momentos críticos.

Confección de formas internas de funcionamiento o compra de nuevos equipos.

Facilita el análisis de las averías.

Mantenimiento Preventivo

El Mantenimiento Preventivo se realiza con el Transformador fuera de servicio, programándose actividades en base a los reportes que indiquen los controles del mantenimiento predictivo a los cuales se suman las pruebas eléctricas y limpieza rutinaria de partes aislantes, y dentro de los que se puede destacar los siguientes:

Mantenimiento Mayor del Transformador, con revisiones completas en Fábrica, cambios de accesorios importantes, del aceite y rebobinado

Mantenimiento del conmutador bajo carga, con cambio de aceite y medición de componentes a cargo de personal especializado

Mantenimientos Anticorrosivos del Tanque principal y accesorios del Transformador

Cambio y/o revisión de accesorios: radiadores, válvulas de radiadores, Válvulas de seguridad y presión súbita, equipo de tableros de borneras y mando a motor del conmutador, relés de gases, termómetros del aceite y de imagen térmica de las bobinas, niveles de aceite del tanque conservador, conservadores y deshidratantes del aceite, empaquetaduras en general

Pruebas Funcionales de los circuitos de protecciones propias del Transformador

Pruebas eléctricas del Transformador:

Medición de Tangente Delta de bobinas del Transformador

Medición de Tangente Delta a Aisladores del Transformador

Medición de Relación de espiras de las bobinas

Medición de Resistencia Ohmica de las bobinas

Medición de Resistencia de aislamiento de las Bobinas

Medida de la Capacitancia de los bobinados

Medida de la Corriente de Excitación

Medición de la resistencia y Continuidad del conmutador

1.3.2 REFERIDAS A LAS INSTALACIONES

• SUBESTACION ELECTRICA TRUJILLO SUR

La Subestación Eléctrica Trujillo Sur es una de las más Importantes del Sistema Eléctrico de Trujillo, se ubica en la Urbanización Santa Maria, Distrito de Trujillo, Provincia de Trujillo, del departamento de La Libertad, de propiedad de la Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina S.A.) la misma que atiende una máxima demanda de 55 MVA, con una distribución radial desde una Barra Simple 10kV (constituida por Barra “A” y “B” y celda de acoplamiento entre ambas) según el diagrama Unifilar. Esta Subestación se inicia por el año 1962 y desde aquel entonces a la fecha ha ocurrido importantes remodelaciones, habiéndose adquirido en el año 2006 un nuevo Transformador Trifásico de 50/20/30MVA 138/60/10.7KV para atender el incremento de la demanda de Trujillo y Virú

• OPERACIÓN DE LA SUBESTACION ELECTRICA TRUJILLO SUR

La Subestación Trujillo Sur, se conecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) desde la S.E. Trujillo Norte –REP 220/138/10kV., a través de la Línea de Transmisión Trujillo Norte-Trujillo Sur de 138kV. –L1117, Simple Terna para suministrar Energía Eléctrica a la parte centro y sur de la ciudad. La Subestación Trujillo Sur, dispone actualmente de tres Transformadores de Potencia Trifásicos de:

-30MVA (ONAN) – 138/10.7kV marca Bruce Peebles LTD (Procedencia Inglesa) año de fabricación 1969, con regulación bajo carga conectado a la barra “A” con mas de 35 años de operación continua

-24MVA (ONAN)- 138/10.7kV marca ABB (procedencia Brasileña) año de fabricación 1995, con regulación bajo carga conectado a la barra “B” opera desde el año de 1996

-50/20/30MVA (ONAN)-138/60/10.7kV marca ABB (Procedencia Perú) año de Fabricación 2006, con regulación bajo carga conectado a la barra "A" y opera desde el año 2006.

La Subestación Trujillo Sur viene operando con dos Transformadores de 50/20/30MVA – 138/60/10.7kV y el de 24MVA – 138/10.7kV los mismos que suministran energía en forma independiente a los sistemas de barras "A" y "B" en 10.7kV. Dejando el Transformador de 30MVA – 138/10kV marca Bruce Peebles como reserva ante cualquier contingencia o necesidad de mayor carga que atender. Este transformador desde los inicios de su entrada en operación a la fecha siempre ha trabajado en forma continua entre el 80 a 100 % de su carga Nominal y durante este periodo de vida Útil se le ha efectuado reparaciones importantes al Conmutador bajo carga, y debido a la falta de repuestos especiales este ha quedado sin regulación automática operando solo en TAP fijo, asimismo del 17 al 21 de Agosto del año 2001 se le efectuó otro de los mantenimientos importantes al Transformador, consistente en la Regeneración del Aceite dieléctrico motivo del presente Trabajo de Experiencia Profesional, con la que se consigue mejorar el aislamiento, prolongar la vida útil del Transformador y por consiguiente en una operación confiable del Sistema Eléctrico de Trujillo

1.3.3 REFERIDA A LA CONDICION, OPERACIÓN, MONITOREO Y TECNICAS DE DIAGNOSTICO DEL TRANSFORMADOR

- **ANALISIS FISICO-QUIMICOS DEL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR**

Como vimos el deterioro del papel aislante se acelera por la oxidación del aceite, entre menos oxidado esté el aceite más lento será el proceso de deterioro de la celulosa. Una técnica de mantenimiento predictivo busca acompañar el grado de deterioro del aceite con **Análisis Físico-Químicos** básicos y periódicos, pudiendo entonces detectar el momento en que tendrá inicio el proceso de formación de lodos para poder orientarse a tomar medidas que eviten el envejecimiento prematuro y progresos de fallas que puedan resultar en la pérdida total del equipo o evitar la formación de lodos en el equipo, los **Análisis Físico-Químicos** de rutina que se deben efectuar al Transformador en Operación son:

-Contenido de Agua - ASTM D1533

Uno de los mayores enemigos del aislamiento del Transformador es el Agua, una determinación del contenido de agua en el aceite dieléctrico, nos da una idea del estado de la evolución del proceso de deterioro del aislamiento sólido (celulosa). Contenidos de Agua en el aceite dieléctrico mayores a 50 ppm se considerada crítico, indican la necesidad de realizar un tratamiento del aceite para remover inmediatamente la humedad y disminuir la impregnación de la parte activa, pues cuando el aceite se encuentra a un determinado valor de humedad, la celulosa de la parte activa tiene un porcentaje mayor de humedad que el aceite dieléctrico pues esta migra rápidamente por ser altamente higroscópica. El contenido de Agua se define como una medida directa de la cantidad de agua disuelta en el aceite dieléctrico del Transformador en miligramos de agua por kilogramo de aceite dieléctrico (ppm partes por millón). Se efectúa de acuerdo a la norma ASTM D1533 por el método de la reacción de Karl Fisher Coulométrico, 1,000 partes por millón (ppm) o 1000ppm= 1% humedad. Se dice que un aceite está en equilibrio, cuando su contenido de humedad es igual a 40 ppm, (0.04% de humedad). Bajo esta condición, ni el aceite cede su humedad a los aislamientos, ni éstos la ceden al aceite. Al romperse la condición de equilibrio, es decir aumentarse el valor de contenido de humedad en el aceite, se obtienen los siguientes resultados. El aceite cede su humedad a los aislamientos, lo cual da por resultado que se incremente su valor de factor de potencia y sus pérdidas, lo que se traduce en envejecimiento y destrucción. El incremento de humedad de aceite, da por resultado una disminución en su valor de voltaje de ruptura o rigidez dieléctrica. Con valores de contenido de agua de 60 ppm., el valor de rigidez dieléctrica se disminuye en un 13%. El aceite se satura, cuando su contenido de humedad es de 100 ppm, (0.1% de humedad). Bajo esta situación, cualquier adición en humedad será absorbida por los materiales fibrosos del transformador, como son: cartones, papeles aislantes y maderas. Los siguientes valores son considerados como representativos para aceites dieléctricos de Transformadores en servicio:

- a).- 40 ppm para Transformadores con tensiones hasta 72.5 KV
- b).- 35 ppm para Transformadores con tensiones mayores a 72.5KV y menores a 242 KV
- c).- 25 ppm para Transformadores con tensiones mayores 242 kV.

El método de la reacción de **Karl Fisher Coulométrico** consiste en una oxidación de dióxido de azufre en presencia de agua, piridina y alcohol metílico

-Rigidez Dieléctrica - ASTM D877

Es la capacidad de un líquido aislante para soportar esfuerzos eléctricos a frecuencia industrial o choques eléctricos de impulso, indica una medida de la resistencia que el aceite dieléctrico presenta al paso de una corriente eléctrica, es el indicado para evidenciar la presencia de agentes contaminantes como agua, fibras celulósicas húmedas, partículas metálicas conductoras en suspensión en el aceite o lodos, pudiendo encontrarse concentraciones significativas cuando las tensiones son bajas, es evidente que el paso de la corriente estará dada por la mayor o menor cantidad de impurezas presentes en el aceite. Se emplea el método ASTM D877 (electrodos planos) y el ASTM D1816 (electrodos esféricos) y su unidad de medida es el **kV. /2.5mm**. El método ASTM D877 es el recomendado para aceites nuevos que no han sido procesados, y es el más empleado para la aceptación de aceites nuevos. El método ASTM D1816 es recomendado para equipos donde se involucra movimiento del aceite (Interruptores en aceite) y para aceites reprocessados. Se adoptan como criterio lo siguiente (ASTM D877)

25 KV mínimo para equipos con tensiones hasta 72.5 KV

30 KV mínimo para equipos con tensiones mayores a 72.5 y < a 242 KV

-Índice de Neutralización (Numero de Neutralización) - ASTM D 974

Es la medida del total de los compuestos ácidos presentes en el aceite dieléctrico, definida de otro modo como el número de KOH necesario para neutralizar 1 gr. de aceite. La acidez de una muestra de aceite dieléctrico se relaciona con el deterioro de la misma. El aceite mineral aislante es esencialmente un hidrocarburo saturado no polar; sin embargo, cuando la muestra experimenta la degradación por oxidación hay ácidos carboxílicos formados. La presencia de estos materiales ácidos se puede determinar cuantitativamente por un procedimiento llamado titulación. La cantidad de una base estandarizada que sea necesaria para neutralizar los materiales ácidos presentes en una cantidad conocida de una muestra del aceite. El resultado se refiere como la acidez o el número de la neutralización de la muestra y está se mide en los términos de los miligramos de hidróxido de potasio por el gramo de la muestra del aceite

dieléctrico (**mgKOH/g.aceite**). El procedimiento de la titulación se puede hacer o volumétrico o gravimétrico y el punto final se puede determinar por procedimientos calorimétrico o potenciométrico. Los detalles del procedimiento entero se dan en la norma **ASTM D 974**. **Interpretación del resultado** el aceite mineral es un material no polar mientras que los componentes ácidos formados por el deterioro del aceite son materiales altamente polares. El resultado de esta diferencia grande en polaridad es que los dos son mutuamente insolubles entre si. El aceite de una unidad nueva tendría poco o nada de materiales ácidos presente inicialmente, como los materiales ácidos se comienzan a formar en cantidades pequeñas presentes que podrían ser solubles. Sin embargo, como continúen más los materiales ácidos alcanzaría un punto de saturación y fomentaría la formación de materiales sólidos conocidos como lodos. Otra fuente de lodos puede resultar de la reacción de materiales ácidos con la presencia de algunos materiales metálicos que pueden originar sales que podrían ser insolubles en aceite. Cuando el aceite ha formado sedimento es una condición muy avanzada de deterioro y es necesaria su regeneración. El Índice de Neutralización es inverso al valor de la Tensión Interfacial, un valor alto de Índice de Neutralización indica una baja Tensión Interfacial. La Norma IEEE (STD C57 106-1991) recomienda los valores expresados en la tabla siguiente

Tipo de aceite / unidad	Número de Neutralización
Embarques de aceites nuevos recibidos de la refinería.	Máximo 0.03 mgKOH/gOil
Aceites nuevos para unidades de mas de 345 KV	Máximo 0.03 mgKOH/gOil
Límites para uso continuo	
Menor o igual a 69 kV. De69-288kV Mayor 345 kV.	Máximo 0.2 mgKOH/gOil Máximo 0.2mgKOH/gOil Máximo 0.1mgKOH/g Oil
Limites para aceites a ser Regenerados	
Grupoll Grupo III	Máximo 0.2mgKOH/gOil Máximo 0.5 mg KOH/g Oil
Aceite nuevo para Interruptores	Máximo 0.03 mg KOH/g Oil

Tabla 1.1 Valores recomendados por IEEE del Índice de Neutralización

-Tensión Interfacial - ASTM D971

La tensión interfacial es la fuerza o tensión existente en la interfase entre dos líquidos inmiscibles o expresa de otro modo como la medida de una fuerza necesaria para que un anillo plano (platino - Iridio) rompa la interfase formada entre el agua y el aceite dieléctrico expresa en dinas por centímetro. Si dos líquidos son miscibles, entre ellos no existe tensión interfacial alguna. Una disminución en la tensión interfacial indica la presencia de compuestos polares originados de la descomposición del aislamiento sólido y de productos del deterioro del aceite. Para aceites nuevos se deben encontrar valores de Tensión Interfacial (TI o TIF) por encima de 40 mN/m (miliNewtons por metro) o dinas/cm. (dinas por centímetro) para aceites en operación valores por debajo de 20 mN/m deben ser tenidos en cuenta para monitorear con otros Análisis. Se ha establecido que una TI de menos de 0.015 N/m 15 mN/m (15 dinas/cm.) casi invariablemente muestra la formación de lodos. Un TI de 0.015 a 0.022 N/m (15 a 22 dinas/cm.) muestra una condición incierta, y un valor de TI de más de 0.022 N/m (22 dinas/cm.) es

generalmente indicativo de ningún lodo formado. El aceite del transformador cuya TI está en el rango de 0.015 a 0.022 N/m (15 a 22 dinas/cm.) debe fijarse por salvar, sin tener en cuenta los valores de acidez.

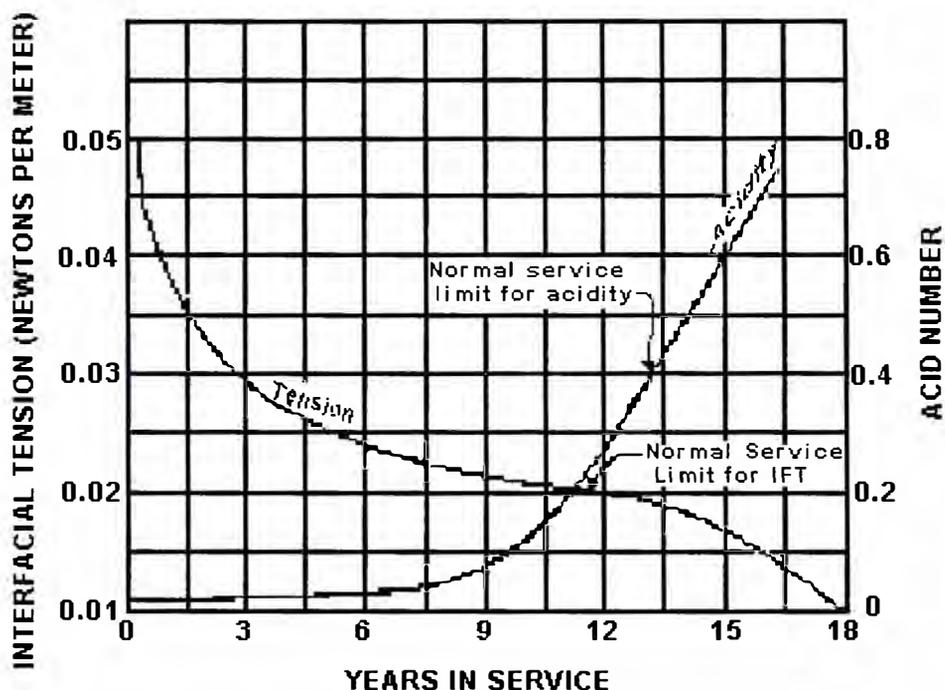


Figura 1.1 -TI versus Acidez en el Aceite Dieléctrico

-Factor de Potencia 25°C y 100°C (Factor de Perdidas)-ASTM D924

Mide el porcentaje de fuga de corriente eléctrica que se pierde a través del aceite dieléctrico o es una medida de la tangente del ángulo de fase (o coseno de su complemento) entre la tensión y la corriente al

aplicar un diferencia de potencial predeterminada a dos electrodos entre los que se encuentra líquido aislante en este caso aceite dieléctrico. Este ensayo es sensible a la presencia de compuestos polares y aun polarizables por la acción de un campo magnético, ósea productos de oxidación y partículas. Un Factor de Potencia de un aceite dieléctrico nuevo en buenas condiciones debe estar por debajo de 0.05 % @ 25° C. En aceites dieléctricos usados un Factor de Potencia hasta 0.5% @ 25 ° C es considerado admisible, valores entre 0.5 % y 2% @ 25

°C debe ser analizado detalladamente para determinar las causas de esta elevación. El análisis mas significativo es a 100° C, un valor de Factor de Potencia alto podría indicar que existen contaminantes en el aceite aislante y deterioro

-Color e Inspección Visual – ASTM D1500 y ASTM D1524

La clasificación del color (ASTM D 1500) es realizada comparando el color del aceite con los colores de una escala patrón numerada de 0 a 8. La muestra de aceite es colocada en un tubo y comparada con un disco de colores hasta que coincida, las observaciones no deben prolongarse más de 10 a 15 seg. El método de inspección visual (ASTM D1524) consiste en observar partículas en suspensión por el método de la luz, la cual es lanzada sobre las muestras y observada en un ambiente oscuro, un aceite en buenas condiciones se presenta limpio y transparente, un aceite turbio presenta productos de oxidación en suspensión. Para el análisis de color el método ASTM D1500 es de laboratorio y el método ASTM D1524 es propio de campo pero la escala es la misma

-Gravedad Específica a 15°C – ASTM D1298

Es una relación entre la densidad de un determinado volumen de aceite y la densidad del agua a 15°C para productos de petróleo, la proporción de la masa de un volumen dado de producto y la masa de un volumen equivalente de agua, a la misma temperatura. La temperatura de referencia estándar es de 15,6°C (60°F). La gravedad específica se determina por el método de prueba ASTM D 1298. Cuanto más alta sea la gravedad específica, tanto más pesado será el producto. La gravedad específica mide el peso de una unidad de volumen de una determinada sustancia, a una temperatura dada. La gravedad Específica del aceite dieléctrico de un Transformador también da una indicación de la composición del aceite debido a que la proporción en que se encuentren los compuestos parafinicos, Nafténicos y Aromáticos hace que esta varíe. El hecho que la gravedad específica del aceite no deba ser mayor a 0.91gr/cm³ limita el contenido de aromáticos

-Contenido de Metales – ASTM D1298

Determina la cantidad de metales en solución en el aceite dieléctrico en ppm. Para ello se utiliza un espectro de emisión atómica de plasma. A través de este análisis podemos determinar partículas metálicas (Fierro, Cobre, y Aluminio)

que se desprenden debido a un problema interno en el transformador (falso contacto en los terminales del conmutador o en una conexión)

-Contenido de Inhibidor de Oxidación – ASTM D2668

El aceite posee propiedades naturales que retardan su oxidación los cuales son consumidos con el tiempo. La oxidación o deterioro se intensifica cuando desaparece el inhibidor, siendo uno de los mas utilizados el Diterciario Butil Paracresol o DBPC antioxidante Eficaz que en pequeñas cantidades evita la oxidación, insoluble en el agua y soluble en el aceite. Para disolver el DBPC será facilitada si la temperatura del Aceite fuera mayor a 50° C. De modo general se adiciona DBPC en el aceite regenerado en un 0.3% en peso

- **ANALISIS DE GASES DISUELTOS (AGD) EN EL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR**

Esta comprobado que el análisis de Gases Disueltos en el aceite dieléctrico es la mejor herramienta que el Ingeniero dispone, pues permite determinar de modo preciso fallas incipientes, que pueden estar sucediendo en la parte interna de un Transformador a través de la evaluación del nivel de concentraciones de gases de falla disueltos en el. Durante la operación los materiales aislantes dentro de los transformadores y equipo relacionado se descomponen para liberar gases dentro de la unidad, la distribución de estos gases puede ser relacionada al tipo de falla eléctrica, deterioro normal del aislamiento sólido y la rapidez de la generación del gas puede indicar la severidad de la falla. La identificación de los gases que están siendo generados por un Transformador en particular es una información muy valiosa en cualquier programa de mantenimiento preventivo. La prueba de Análisis de Gases Disueltos es conocida comúnmente como prueba de “Cromatografía de Gases” porque el artefacto utilizado en laboratorios para hacer la prueba con esta técnica es precisamente un Cromatógrafo de Gases. En la actualidad esta técnica ya no es exclusiva para realizar esta prueba y debe expresarse correctamente como prueba de **Análisis de Gases Disueltos**. Muy a menudo la prueba de Análisis de Gases Disueltos es confundida o considerada parte de las pruebas Físico-Químicas (tales como Rigidez dieléctrica, Tensión Interfacial, Acidez, Furanos, Factor de Potencia, Humedad, etc.) ya que las muestras de aceite dieléctrico extraídas de los Transformadores son llevadas juntas a los laboratorios para sus respectivos análisis. Sin embargo debe

resaltarse que las Pruebas Físico-Químicas son importantes porque nos permiten conocer si el aceite dieléctrico conserva sus propiedades físicas y dieléctricas que permiten cumplir su función como material aislante dieléctrico y a la vez refrigerante del Transformador. Por otro lado la prueba de Análisis de Gases Disueltos nos permite encontrar defectos o fallas incipientes desarrollándose en el interior del Transformador por lo que es muy aconsejable que esta prueba sea realizada más de una vez al año a todos los Transformadores de Potencia que se sospecha de un problema interno. En los Transformadores de Potencia, los gases generados son el resultado de la degradación de las estructuras del Aceite Dieléctrico y de la celulosa presente en los devanados, que conforman el sistema del aislamiento eléctrico, esta generación de los gases ocurre a partir de Perturbaciones Térmicas y Eléctricas . Los Gases que usualmente son detectados por la Cromatografía de Gases son:

Por la degradación del papel

Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO ₂

Por la degradación del Aceite dieléctrico

Hidrogeno	H ₂
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂

Estos siete gases son los fundamentales para el diagnostico del transformador. Algunos cromatógrafos permiten detectar también los gases del tipo C₃, para el Aceite Dieléctrico expuesto al aire

Nitrógeno	N ₂
Oxigeno	O ₂

Algunos de estos gases, como el H₂, N₂, O₂ y CO tienen relativamente bajas solubilidades en el aceite dieléctrico, el resto de ellos son muy solubles en el aceite dieléctrico y por lo tanto tienen muy poca tendencia a migrar al espacio gaseoso del transformador cuando se encuentran presentes en bajas concentraciones. El Aceite dieléctrico puede contener Gases Combustibles y no combustibles: Entre los Gases Combustibles tenemos:

Hidrogeno	H2
Metano	CH4
Monóxido de Carbono	CO
Acetileno	C2H2
Etileno	C2H4
Etano	C2H6

Entre los Gases no Combustibles tenemos:

Oxigeno	O2
Nitrógeno	N2
Dióxido de Carbono	CO2

Adicionalmente, la circulación del aceite dieléctrico dentro del Transformador, ya sea por convección debido a las diferencias internas de temperatura o por sistemas de enfriamiento de bombas, favorece la dilución de los gases en el aceite dieléctrico a medida que se van formando. Debido a este fenómeno, es necesario que estos gases se produzcan en cantidades grandes para poder encontrarlos en el espacio gaseoso de la parte superior interna del Transformador. Estos aspectos muestran las ventajas del diagnostico basado en el análisis del aceite dieléctrico del Transformador sobre el análisis de los gases recolectados en el espacio gaseoso del mismo, por medio del relé Buchholz. Las principales causas que producen formación de gases en un Transformador son:

-Por Efectos Eléctricos, en un Transformador se pueden producir tres tipos de efectos eléctricos: Arco Eléctrico, Descargas parciales, otro tipo de descargas. Cada uno de estos defectos conduce a la formación de gases que, o son característicos, o se presentan en proporciones determinadas para cada caso

Por Arco Eléctrico.- Los gases producidos en el aceite por esta causa están constituidos principalmente por Hidrogeno y Acetileno, aunque pueden presentarse algunas pequeñas cantidades de otros gases conforme a la potencia del arco

Por Descargas Parciales.- Estas no producen altas temperaturas y se conocen como descargas eléctricas débiles, dando lugar a la formación de Hidrogeno, Metano, Monóxido y Dióxido de Carbono, sin desprendimiento de Acetileno

Otros Tipos de descargas.- En esta categoría agrupamos las descargas de intensidad variable en las que predominan los siguientes

gases: Acetileno, Hidrogeno, Monóxido y Dióxido de Carbono, entre otros, siempre en relación con la cantidad de energía que acompaña la descarga

-Por Efectos Térmicos, la degradación es producida fundamentalmente por puntos calientes dentro del Transformador (conexiones mal ajustadas, fatiga del material, etc.) o por sobrecalentamiento general del Transformador debido a una sobrecarga en el mismo. Cuando la descomposición del aceite es producida por el calor, los tipos de Hidrocarburos desprendidos varían con la temperatura, así una pequeña descomposición que ocurra en la temperatura normal de funcionamiento, produce principalmente Hidrogeno y Metano. Las temperaturas y energías superiores se deben a puntos calientes o sobrecalentados. La Descomposición del aceite puede ocurrir en tales casos con temperaturas desde un nivel ligeramente superior al de funcionamiento 150°C hasta 1000°C. El principal gas producido por puntos calientes de baja temperatura es el CH₄, pero al elevarse la misma aparecen cantidades crecientes de C₂H₆, C₂H₄ y otros hidrocarburos. Algunas causas secundarias que pueden influir en la acumulación de gases dentro del Transformador son:

Nitrógeno contaminado en Transformadores con colchón de gas

Fallas previas corregidas sin que luego se desgasificara el aceite

Electrolisis del agua, en el caso que esta se encuentre presente en el aceite dieléctrico

Las magnitudes de las concentraciones de gases que pueden considerarse normales, dependen a su vez del tiempo en servicio del mismo y de su historia previa. Por lo tanto, los gases detectados en el aceite dieléctrico de un Transformador en servicio son indicativos de condiciones anormales dentro del mismo, pero no necesariamente de la existencia de una falla incipiente.

Los Análisis de Gases Disueltos (AGD) se efectúan según la Norma ASTM-D 3612

- **TÉCNICAS DEL DIAGNÓSTICO EN BASE AL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (AGD) EN EL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR**

El análisis de Gases Disueltos AGD es una de las herramientas de diagnostico mas ampliamente usadas para la detección y evaluación de

fallas incipientes en los Transformadores de Potencia, sin embargo, la interpretación de los resultados del AGD es sumamente compleja y debe considerarse el patrón de gases característico de cada Transformador individualmente debido a su tamaño, estructura, fabricante, carga e historial de mantenimiento al considerarse los resultados, por lo que la interpretación de los mismos debe ser siempre realizada con cuidado, además de contar con la experiencia profesional del personal de mantenimiento de Transformadores

-Método de la IEC (IEC -60599)

Se basa en tres relaciones entre los gases, en las cuales están involucrados el Hidrogeno, Metano, Etano y Acetileno. Utiliza una tabla de interpretación del AGD (Tabla N° 1.2) la cual es aplicable a todo tipo de equipamiento eléctrico aislado en aceite dieléctrico, con pequeñas diferencias en los límites de las relaciones de Gases, dependiendo del tipo específico de equipo.

Caso	Falla Característica	C2H2/ C2H4	CH4/ H2	C2H4/ C2H6
D1	Descargas de baja energía	> 1	0.1 - 0.5	> 1
D2	Descargas de alta energía	0.6-2.5	0.1-1	> 2
PD	Descargas Parciales	< 0.01 ó NS	< 0.01	<0.2
T1	Falla Térmica T < 300°C	< 0.01	> 1	< 1
T2	Falla Térmica 300°C < T < 700°C	< 0.1	> 1	1- 4
T3	Falla Térmica T > 700°C	< 0.2 *	> 1	> 4

Tabla N° 1.2

Nota 1: NS – no significativo

Nota 2: para Transformadores de medición CH4/ H2 < 0.2 para DP

Para Bushings CH4/H2 < 0.07 para DP

Nota 3: * Un Incremento del valor del C_2H_2 puede indicar que la Temperatura del punto caliente es superior a $1000^{\circ}C$

La formación de CO_2 y CO del papel aislante impregnado en aceite dieléctrico aumenta rápidamente con la temperatura. Un valor de la relación CO_2/CO menor de 3 es generalmente considerado como una indicación de una probable falla que involucre el papel aislante con algún grado de carbonización. Cuando se sospecha una excesiva degradación del papel ($CO_2/CO < 3$), es conveniente, realizar análisis de compuestos Furánicos o medir el grado de polimerización de una muestra del papel, cuando sea posible. El O_2 y N_2 disuelto en el aceite, puede ser resultado del contacto con el aire en el conservador de los Transformadores que respiran a la atmósfera, o a través de filtraciones en los equipos sellados. En servicio, esta relación puede disminuir como resultado de la oxidación del aceite, si el O_2 es consumido más rápidamente que lo que puede ser reemplazado por difusión. Por esto, relaciones de O_2/N_2 con valores menores de 0.3 se consideran generalmente como una probable indicación de la oxidación del aceite en transformadores que respiran a la atmósfera. En los Transformadores de Potencia, las operaciones de los conmutadores bajo carga producen gases correspondientes a descargas de baja energía (D1). Si es posible alguna contaminación entre el tanque principal y el compartimiento de conmutadores, o entre sus respectivos conservadores, estos gases pueden contaminar el aceite en el tanque principal y conducir a diagnósticos errados. El Patrón de descomposición gaseosa en los conmutadores es muy específico y diferente de un D1 regular en el tanque principal. La relación C_2H_2/H_2 mayor de 2 ó 3 en el tanque principal es considerada como indicación de contaminación por conmutadores. Esto puede ser confirmado por comparación de los resultados ADG en el tanque principal y en los conmutadores. Los valores de la relación y el valor de la concentración de acetileno dependen del número de operaciones de conmutación y de la forma en que se haya producido la contaminación (mediante aceite o gas). La acción a tomar luego del análisis de los gases disueltos se muestra en la figura N° 1.2

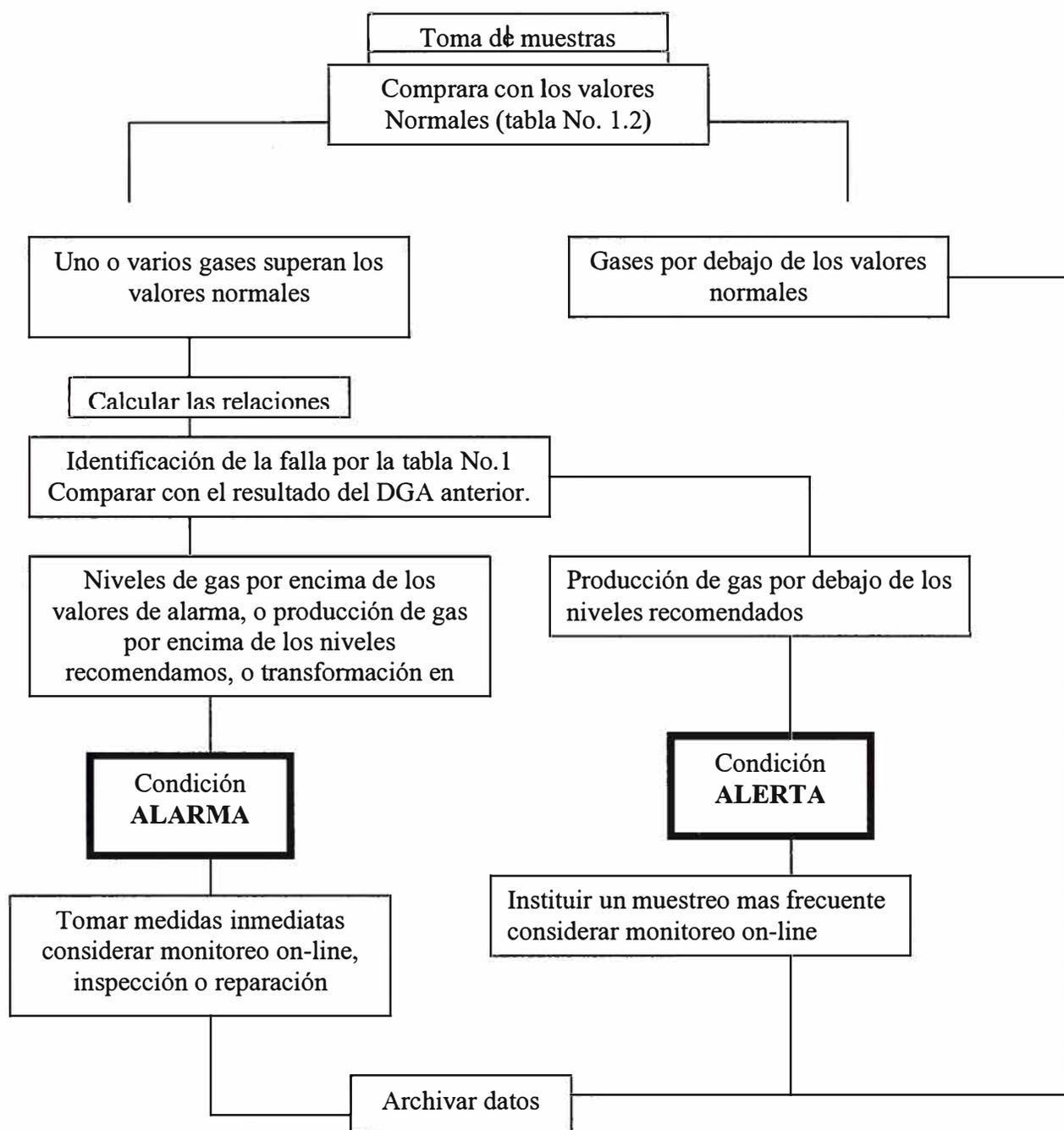


Figura Nº 1.2 - Acciones a tomar luego de un AGD

En la Tabla N° 1.3 se brindan algunos ejemplos de fallas típicas que se pueden encontrar en los transformadores de Potencia

TIPO	FALLA	EJEMPLOS
PD	Descargas Parciales	Descargas en cavidades impregnadas de aceite como resultado de una impregnación incompleta, alta humedad en el papel, sobresaturación de aceite o cavitación
D1	Descargas de baja energía	-Chispas o arcos entre malas conexiones de potencial diferente o flotante, a partir de anillos protectores, discos adyacentes de conductores del devanado, soldaduras dañadas, lazos cerrados en el núcleo. -Descargas entre sujetadores, bushings y tanque, HV y tierra dentro del devanado sobre las paredes del tanque -Rajaduras en los bloques de madera, uniones de las barras aislantes, espaciadores del devanado Descomposición del aceite, selector de Interruptores de corriente
D2	Descargas de alta energía	-Flasheo, arcos eléctricos de gran energía local -Cortocircuitos entre LV y tierra, conectores, devanados, bushings y tanque, devanados y núcleo, cables de cobre y tanque, en el canal de aceite. Lazos cerrados entre dos conductores adyacentes alrededor del flujo magnético principal, los pernos aislados del núcleo, anillos metálicos sujetadores de las partes del núcleo
T1	Falla térmica $T < 300^{\circ}\text{C}$	-Sobrecarga del Transformador en situaciones de emergencia -Bloqueo o restricción del flujo de aceite en los devanados -Pérdida de Flujo en las barras amortiguadoras de los pernos
T2	Falla Térmica $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$	-Contactos defectuosos entre conexiones atornilladas (particularmente entre AI-busbar), contactos deslizantes, contactos dentro del selector de Interrupción (formación de carbón pirolítico), conexiones entre cables y barras de empate de los bushings -Corrientes circulantes entre las abrazaderas y pernos, abrazaderas y laminas, en el cableado de tierra, soldaduras o pernos defectuosos en campos magnéticos defectuosos -Desgaste del aislamiento entre conductores adyacentes paralelos en el devanado
		-Grandes Corrientes Circulantes en el tanque y el núcleo

T3	Falla Térmica T> 700°C	-Corrientes menores en las paredes del tanque creadas por una gran descompensación en el campo magnético -Uniones cortas en las laminas de acero del núcleo
----	------------------------------	--

Tabla N° 1.3

-Método de la IEEE (IEEE C 57. 104 91)

A diferencia de la IEC, la IEEE no se basa en un solo método de diagnóstico, sino en un conjunto de ellos que se complementen unos a otros. Este método se basa en las Concentraciones Límites y su interpretación resulta útil para casos en los que no se tienen análisis anteriores del aceite dieléctrico del Transformador. Se trabaja directamente con las concentraciones de los gases presentes. Si estas exceden o son cercanas a los valores máximos de las normas, al transformador se le realizara un análisis adicional. Tiene el inconveniente de que los valores de las concentraciones de los gases para transformadores de diferentes edades varían de acuerdo al diseño y régimen de explotación de los mismos. En la tabla N° 1.4 se muestran algunos valores de concentraciones máximas de gases

GAS	Condición1 (ppm)	Condición 2 (ppm)	Condición 3 (ppm)	Condición 4 (ppm)
H2	100	101-700	701-1800	> 1800
CH4	120	121-400	401-1000	> 1000
C2H6	65	66-100	101-150	> 150
C2H4	50	51-100	101-200	> 200
C2H2	35	36-50	51-80	> 80
CO	350	351-570	571-1400	> 1400
CO2	2500	2501-4000	4001-10000	> 10000
TGCD (ppm)	720	721-1920	1921-4630	> 4630

**Tabla N° 1.4- Concentraciones Máximas de Gases Disueltos
en el Aceite del Transformador**

TGCD - Total de Gases Combustibles

ppm - partes por millón

Para la evaluación de la condición de estado de un Transformador, el método de la IEEE diferencia cuatro condiciones:

Condición 1 El Valor del Total de Gases Combustibles Disueltos (TGCD) se encuentra por debajo de los niveles indicados en la tabla 1.2, el Transformador trabaja satisfactoriamente, si algún Gas individual excede el nivel especificado, se requiere una investigación adicional

Condición 2 TGCD dentro de este rango indica un nivel de gases combustibles mayor que el normal. Si algún gas individual excede el nivel especificado, se requiere una investigación adicional

Condición 3 TGCD dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición. Si algún gas individual excede el nivel especificado, se requiere una investigación adicional

Condición 4 TGCD dentro de este rango indica una descomposición excesiva, continuar con la operación del Transformador puede provocar una falla interna del mismo. Las acciones a tomar en cada caso se reflejan en la tabla N° 1.5

Condición	TGCD (ppm)	Velocidad-TGCD (ppm/día)	Intervalo de muestreo	Procedimiento de Operación
4	> 4630	> 30 10-30 < 10	Diario Diario Semanal	Considerar salida de servicio Consultar Fabricante Probar con extrema cautela, análisis individual de los gases, plan de parada y consultar fabricante
3	1921-4630	> 30 10-30 < 10	Semanal Semanal Mensual	Probar con extrema cautela Análisis individual de los gases Plan de parada, consultar fabricante

2	721-1920	> 30 10-30 < 10	Mensual Mensual Trimestral	Probar con cautela Análisis Individual de los gases
1	<= 720	>30 10-30 < 10	Mensual Trimestral Anual	Probar con cautela, análisis individual de los gases, determinar la dependencia de la carga Continuar operación normal del equipo

Tabla N° 1.5 –Acciones Basadas en el TGCD

-Método de los Gases Claves

Este criterio de interpretación se fundamenta en la comprobación de los resultados obtenidos con esquemas desarrollados a partir de estudios de transformadores que han presentado fallas y simulaciones de laboratorio. Este método resulta muy útil en análisis preliminares. Los gases relacionados con posibles fallas incipientes son:

Arcos eléctricos.- Los gases predominantes son el Acetileno y el Hidrogeno

Efecto Corona.- El gas predominante es el Hidrogeno, con pequeñas cantidades de Metano y Etano

Sobrecalentamiento del Aceite.- Los gases predominantes son el Etileno, Etano, Metano y pocas cantidades de Hidrogeno y Acetileno

Sobrecalentamiento del Papel.- El gas predominante es el Monóxido de carbono

Se compara el grafico obtenido con los resultados del AGD, del transformador en estudio o que se analiza, con los gráficos característicos de las diferentes fallas (figura 1.4) y se obtiene el diagnostico del equipo

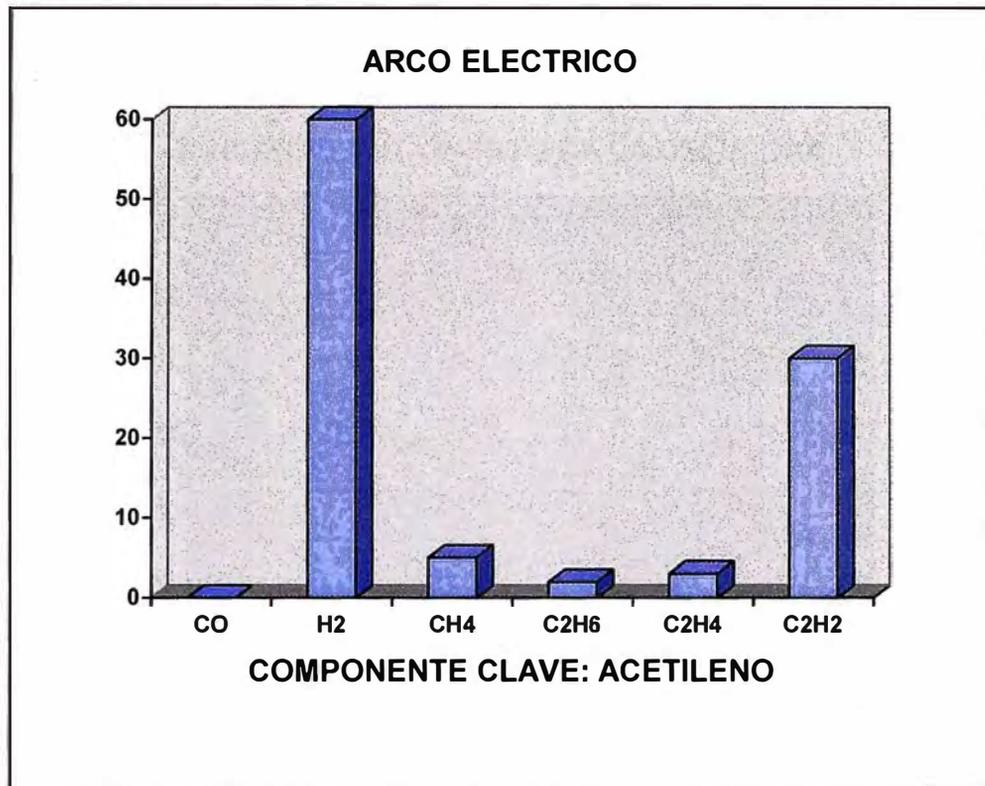


Grafico 1.1 a – Arco Eléctrico

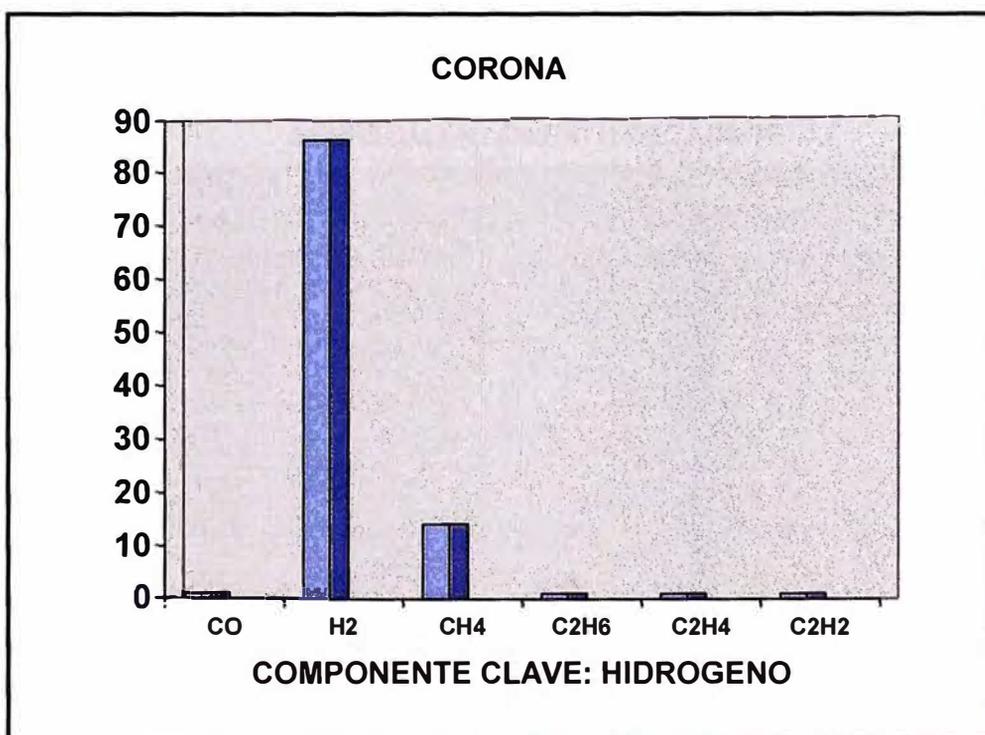


Grafico 1.1 b – Corona

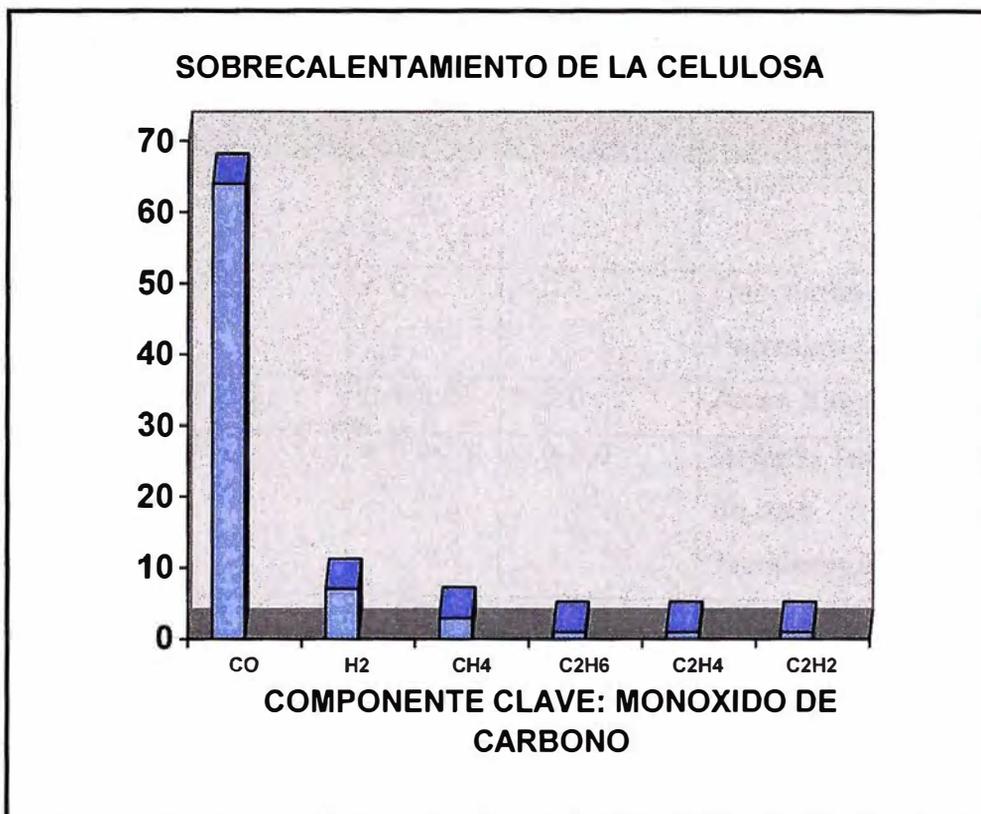


Grafico 1.1 c – Sobrecalentamiento de la Celulosa

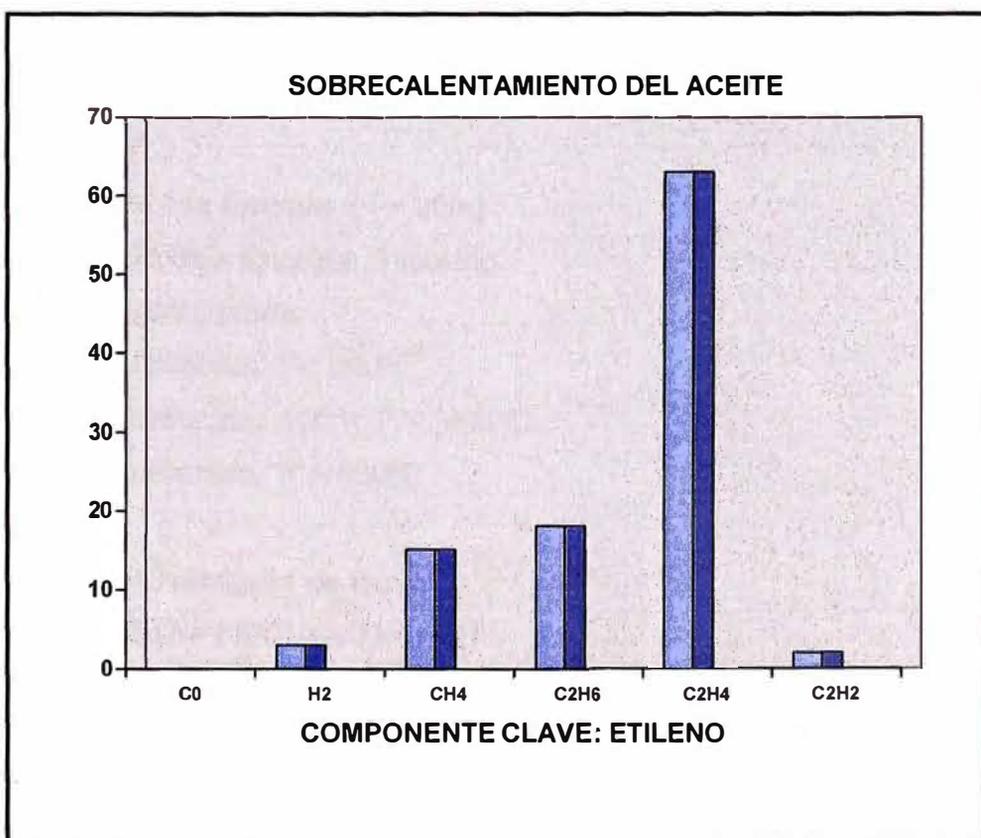


Grafico 1.1 d – Sobrecalentamiento del Aceite

-Método de Rogers

Utiliza tres relaciones de concentración de los gases para el diagnostico

Caso	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Posible Falla
0	< 0.1	> 0.1 < 1	< 1.0	Equipo Normal
1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	Descargas Parciales
2	0.1-3.0	0.1-1.0	> 3.0	Arcos Eléctricos
3	< 0.1	> 0.1 < 1	1.0-3.0	Defecto Térmico de baja Temperatura
4	< 0.1	> 1.0	1.0-3.0	Defecto Térmico < 700°C
5	< 0.1	> 1.0	> 3.0	Defecto Térmico > 700°C

Tabla N° 1.6- Método de Rogers

Método del Triangulo de Duval

Duval menciona que un número significativo de resultados de AGD en servicio caen fuera de los códigos IEEE-IEC y pueden ser no diagnosticados. Duval propuso su triangulo para la representación de diagnósticos de falla mostrado en la Figura N°.3

- A. - Arcos de alta Energía ($I > 20I_n$)
- B. – Arcos de Baja Energía , Tracking
- C. – Descargas Corona
- D. –Puntos calientes, $T < 200^{\circ}\text{C}$
- E. –Puntos calientes, $200 < T < 400^{\circ}\text{C}$
- F. –Puntos calientes, $T > 400^{\circ}\text{C}$

Coordenadas del Triangulo de Duval

$$\%C_2H_2 = (100 \cdot X) / (X+Y+Z)$$

$$\%C_2H_4 = (100 \cdot Y) / (X+Y+Z)$$

$$\%CH_4 = (100 \cdot Z) / (X+Y+Z)$$

Donde:

X= C₂H₂ gas Acetileno en ppm

Y= C₂H₄ gas Etileno en ppm

Z= CH₄ gas Metano en ppm

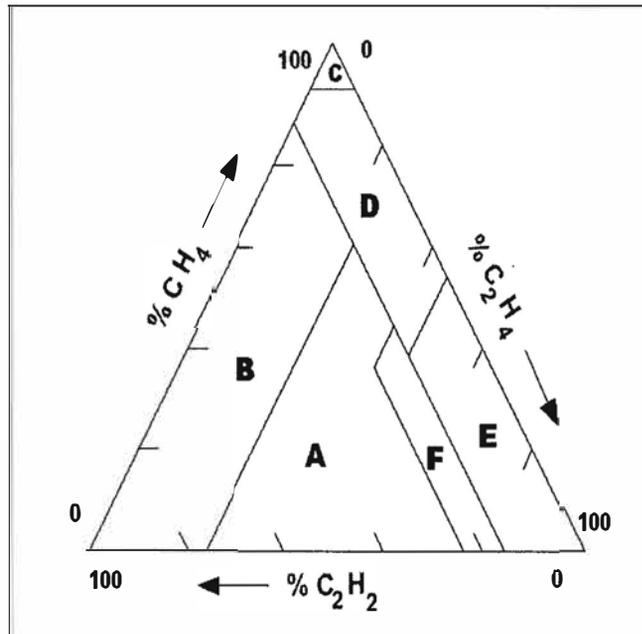


Figura 1.3 Triángulo de Duval para representación de Fallas

De acuerdo con Duval las elevadas velocidades de degradación del papel son indicativas cuando la concentración de etileno aumenta considerablemente y la relación de CO/CO₂ decrece en un rango de 6. Para una relación de CO/CO₂ menor que 2, la probabilidad de falla se incrementa significativamente, cuando la concentración del gas combustible excede alrededor de 200ppm. Todas estas técnicas deben interrelacionarse con sistemas de software para la interpretación de las fallas en los Transformadores de Potencia, muchas de estas se efectúan con métodos basados en la IEEE e IEC

- **COMPUESTOS FURÁNICOS EN EL ACEITE DIELÉCTRICO DEL TRANSFORMADOR Y GRADO DE POLIMERIZACIÓN DEL PAPEL (GP)**

El aceite y el papel se ven afectados por la presencia de Oxígeno, Humedad y Temperatura; estos tres factores actúan en conjunto ocasionando la degradación del sistema papel-aceite. A su vez el proceso de degradación del papel implica la formación de agua, gases (CO y CO₂) y Furanos; a medida que esta degradación se va llevando a cabo la longitud de la cadena de celulosa se va disminuyendo (el papel es celulosa, formada por aproximadamente 1.200 anillos de Glucosa). A diferencia del aceite, el papel de un transformador no se puede cambiar ni someter a procesos de regeneración de sus propiedades, por tanto el estado del papel es considerado el factor crítico y el que determina en última instancia el fin de la vida del transformador. El fin de la vida útil se puede estimar de dos formas, la primera es a través de la medición directa del Grado de Polimerización (GP) mediante la toma de muestras de papel, este proceso requiere en la mayoría de los casos los siguientes pasos:

Desenergización del equipo.

Drenaje del aceite.

Apertura del transformador (tapa principal u orificios de inspección).

Toma de una de una muestra de papel.

Llenado con aceite.

Energización.

Debido a todos estos pasos que hay que realizar, el análisis de GP se convierte en un proceso delicado y costoso. La segunda forma de estimar la vida útil del transformador es a través de la medición del contenido de Furanos. Los Furanos son compuestos que se forman a partir de la degradación del papel y se disuelven en el aceite, a través de la medición de la concentración de estos compuestos en el aceite y usando las curvas de correlación de Furanos vs. GP, es posible estimar el valor del Grado de Polimerización del papel. La disminución del GP del papel conlleva a una disminución en la resistencia a la tracción del papel, lo que quiere decir que el papel no es capaz de resistir esfuerzos mecánicos debido a eventos de falla en el transformador, ocasionando roturas del papel y pérdida del aislamiento de partes energizadas con consecuencias catastróficas. Los niveles de monóxido y dióxido de carbono en los análisis de gases en el aceite aportan una indicación del grado de deterioro del papel, pero se obtiene una señal más

precisa y temprana sobre el estado del papel midiendo el contenido en furfuraldehídos del aceite. Esto se realiza siguiendo un método HPLC (cromatografía líquida de altas prestaciones), en el que el umbral de detección de los furfuraldehídos es deliberadamente bajo, avisando así con más anticipación que los análisis de gases en el aceite. Se trata de un análisis relativamente sencillo, proporciona una información muy valiosa del aislamiento sólido (papel).

En el se determinan los siguientes compuestos furánicos:

5-Hidroximethyl-2 furaldehido

2-Furfurol (2-furfuryl alcohol)

2-Furaldehydo

2-Acetylfuran

5-Methyl-2-furaldehydo

Total de Furanos

Los análisis del aceite y del papel son una herramienta muy versátil para el diagnóstico del estado de los transformadores. A través de los análisis de aceite se definen las actividades de mantenimiento necesarias para garantizar la continuidad de la operación de los transformadores. Durante las primeras semanas de instalado el equipo, se deben realizar pruebas para asegurar que no hay formación de gases o aumento del contenido de humedad, en el tercer y sexto mes, se debe realizar un análisis completo del aceite, continuando con análisis a intervalos de un año. El análisis fisicoquímico provee información sobre el estado de envejecimiento del aceite y el tipo de intervención necesaria para garantizar los límites de humedad, acidez y rigidez dieléctrica recomendados para cada transformador dependiendo del nivel de tensión. El AGD se debe realizar desde el instante en que el equipo entra en operación y continuar con análisis periódicos que dependen de los resultados. Es de suma importancia que durante el periodo de garantía de un transformador, se tenga control sobre la generación de gases, para de esta forma soportar reclamaciones ante el proveedor del equipo por mal funcionamiento. Por último, el GP da información sobre la vida remanente del equipo, ayudando en la planificación de presupuestos para reposición de equipos y la estimación del valor real de equipos que se encuentran en funcionamiento.

CAPITULO II

REGENERACION Y TRATAMIENTO POR TERMOVACIO DEL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFADOR DE POTENCIA

2.1. TRATAMIENTO DEL ACEITE DIELÉCTRICO DEL TRANSFORMADOR COMO HERRAMIENTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

En un transformador, el papel impregnado con aceite es la base del sistema aislante. El papel es el aislamiento primario y el aceite tiene como una de sus funciones el protegerlo e incrementar su resistencia mecánica y rigidez dieléctrica. Al interior del transformador se llevan a cabo una serie de reacciones químicas que son influenciadas por la presencia de humedad, oxígeno y metales, causando la oxidación del aceite (formación de ácidos y lodos) y la disminución del Grado de Polimerización del papel, siendo estas las causas principales de la reducción de la vida útil del equipo. La Regeneración del Aceite dieléctrico es una de las Técnicas empleadas en la actualidad para dar solución a los problemas de contaminación y degradación del aceite presentados durante la operación de los Transformadores de Potencia y es definida según la "Guía para regeneración de aceite aislante" de la IEEE, como la restauración de la utilidad del aceite por la remoción de contaminantes y de los productos de degradación tales como componentes polares, compuestos ácidos o coloidales de líquidos aislantes por medios químicos o de absorción. En una forma práctica es un proceso mediante el cual se eliminan por medios químicos y adsorbentes los contaminantes ácidos, partículas en suspensión y productos provenientes del deterioro del aceite. Mediante este proceso se obtiene un aceite de características similares a las de un aceite nuevo, prolongando de esta manera la vida útil del aislamiento y por consiguiente del equipo. La regeneración del aceite se puede realizar de con el Transformador desenergizado o energizado (en servicio). Cada una presenta beneficios y ventajas que se deben analizar teniendo en cuenta factores de riesgo, costo y beneficio entre otros. La vida del transformador es realmente la

vida del sistema aislante. La mayoría de los transformadores usan sistemas de aislamiento líquido (aceite dieléctrico para transformador) y aislamiento sólido (papel Kraft, papel prensado, madera y productos de celulosa). Un gran porcentaje de las fallas presentadas en el transformador se atribuyen a fallas en dicho sistema de aislamiento. El aceite dieléctrico es un medio de aislamiento muy bueno, y cuando este impregna los otros elementos de aislamiento, incrementa la resistencia dieléctrica de todo el sistema. La baja viscosidad del aceite permite que este penetre los aislamientos sólidos permitiendo la formación de corrientes de convección, las cuales trasladan el calor generado por los materiales del núcleo a los radiadores. Por lo tanto el aceite hace las veces de sistema de enfriamiento y su estabilidad a la oxidación permite que opere a altas temperaturas por largos periodos de tiempo sin sufrir deterioro. Como se indico en el capítulo I, el envejecimiento y deterioro del aceite dieléctrico esta ligado directamente con la oxidación, debido a que el oxígeno y el agua desafortunadamente siempre están presentes, la oxidación en el aceite no puede ser eliminada del todo, pero puede ser controlada, dicho control se realiza mediante los análisis de aceite, los cuales revelan información referente a la condición real del aceite y el sistema aislante del transformador. La formación de lodos es el estado final en el proceso de deterioro del aceite. Los ácidos formados en el proceso de oxidación atacan las fibras de celulosa y las partes metálicas formando aldehídos, alcohol y acetonas, las cuales se precipitan como un lodo ácido (una sustancia pesada) en el aislamiento sólido (papel), en las paredes del tanque, en los ductos de enfriamiento y en todo el sistema interno en general. Los lodos aparecen demasiado rápido en transformadores sobrecargados y con abusos de temperatura. Dichos lodos también incrementan la viscosidad del aceite, reduciendo por lo tanto su capacidad de enfriamiento. Los materiales de celulosa son el eslabón más débil en el sistema aislante. La vida del transformador es prácticamente la vida de su aislamiento sólido, puesto que la degradación de la celulosa es un proceso irreversible, lo cual hace necesario remover los productos perjudiciales antes que causen daño a la celulosa. Con un apropiado programa de mantenimiento preventivo la expectativa de vida de un transformador se incrementa debido a que se puede mantener en buen estado la celulosa por un largo tiempo. Basados en esto podemos afirmar que la gran causa de fallas

prematuras en un transformador de potencia es la negligencia. El objetivo principal del mantenimiento preventivo es remover los compuestos que deterioran el aceite antes de que perjudiquen el aislamiento sólido. Una buena estrategia de mantenimiento preventivo garantizará que los contenidos de humedad permanezcan en niveles mínimos y evitará que se formen lodos al interior del transformador. El tratamiento de aceite dieléctrico del transformador es una herramienta de mantenimiento preventivo con el propósito de extender la vida útil y evitar fallas del transformador. El tratamiento puede ser hecho afuera o dentro del transformador, en caliente o con transformador desenergizado todo ello depende de las necesidades de producción y de las condiciones económicas. Los procedimientos mas comúnmente usados son:

Procedimiento de Filtro-prensado del aceite dieléctrico

Procedimiento de Termovació del aceite dieléctrico

Procedimiento de Regeneración, remoción de lodos in situ del aceite dieléctrico

Procedimiento de Cambio total del aceite dieléctrico

2.1.1. FILTROPRESADO

Este procedimiento normalmente es ejecutado en campo y se puede decir que es el más simple de las opciones de tratamiento del aceite. Este consiste básicamente en efectuar un proceso de recirculación del aceite a través de filtros de celulosa de diferente tamaño de poro. Retira principalmente partículas en suspensión y por tanto tiene una gran influencia sobre la Rigidez Dieléctrica y en una menor escala sobre el contenido de humedad. En la actualidad existen equipos de tratamiento en línea que trabajan a base de filtros y logran bajar los contenidos de humedad a valores de 10 ppm. Este procedimiento no recupera el color, no elimina contaminantes ácidos y tampoco retira lodos de la parte activa.

2.1.2. TERMOVACIO

Este procedimiento es muy usado en las fábricas de transformadores como mecanismo para garantizar bajos valores de humedad y una elevada rigidez dieléctrica en el momento del llenado de los transformadores; otra de las razones es que el proceso de impregnación de los aislamientos sólidos del transformador es más eficiente con aceite caliente que con aceite frío. El termovació posee una etapa de filtroprensado con una etapa adicional de calentamiento y vació del

aceite dieléctrico. El aceite dieléctrico es inicialmente recirculado a través de filtros de diferente porosidad, después es sometido a calentamiento por medio de resistencias y a continuación sigue el proceso de vacío que se lleva a cabo en una cámara en donde el aceite es inyectado en forma de ducha (por aspersion) para que el secado y desgasificado del aceite sea más eficiente, después del proceso de vacío pueden existir otra serie de filtros antes de que el aceite entre al transformador nuevamente. Este procedimiento es muy usado en campo para el proceso de llenado de los transformadores en el momento del montaje y puesta en servicio, si no es llevado a cabo por personal calificado y con experiencia se pueden llegar a exceder las temperaturas y presiones recomendadas hasta ocasionar daños en el aceite de forma tal que pierda importantes propiedades y se degrade hasta el punto de producir lodos en un tiempo muy corto. El agua puede estar presente en el aceite de varias formas tal como se describe a continuación:

Agua Disuelta

Agua emulsificada -en pequeñas gotas mezcladas en el aceite.

Agua Libre - precipitada en el fondo del tanque.

El efecto de la humedad sobre las propiedades del aceite depende de la forma en la cual se encuentre, por ejemplo una pequeña cantidad de agua emulsificada tiene una marcada influencia en la reducción de la rigidez dieléctrica. El termovacío es una de las formas más eficientes en la reducción del contenido de agua a valores muy bajos. En el termovacío el aceite es sometido a un calentamiento y un vacío por un corto intervalo de tiempo. Además de remover la humedad del aceite, el termovacío realiza un proceso de desgasificación y eliminación de los compuestos ácidos más volátiles. El procedimiento de Termovacío puede ser realizado con el transformador energizado o desenergizado y al igual que en la regeneración cada caso debe ser estudiado por separado para tomar la decisión correcta del procedimiento mas apropiado.

2.1.3. CAMBIO DE ACEITE (DRENADO, LAVADO Y LLENADO)

Este procedimiento es normalmente ejecutado en campo. Se drena el aceite del transformador y luego se hace una aspersion con aceite caliente para remover la acumulación de lodos, luego se llena de aceite nuevo y el aceite viejo

es desechado o regenerado. Si la aspersion se hace al transformador a través de un hoyo de inspección, solo se cubrirá aproximadamente un 10% de la superficie interior. Si se remueve la cubierta superior se puede cubrir aproximadamente un 60%; sin embargo puede prevalecer una película de aceite contaminado en la superficie. Se estima que un 10% de aceite queda impregnado en el aislamiento de celulosa, este aceite contiene componentes polares, los cuales pueden deteriorar el aceite nuevo. Ni la aspersion de aceite, ni una limpieza manual pueden remover los lodos, que se acumulan en los pequeños espacios del aislamiento. Únicamente el 25% de la superficie de los devanados del transformador son limpiados, cuando se hace un trabajo de aspersion o lavado. Cambiar el aceite por aceite nuevo no remueve los lodos depositados en el interior, especialmente aquellos de los ductos de enfriamiento que están en el aislamiento sólido y entre los devanados, este lodo residual se disuelve nuevamente en el nuevo aceite y es el detonante para un nuevo proceso de oxidación.

2.1.4. REGENERACION DE ACEITE Y REMOCION DE LODOS EN SITIO

Con la regeneración y remoción de lodos en sitio, el aceite es procesado en el tanque del transformador. El aceite circula desde el fondo del tanque principal, se calienta, cubre toda la parte activa, luego se remueven las partículas por medio de un filtro, se pasa a una cámara de termo vacío, antes de ser introducido por la parte superior del tanque de expansión. El proceso debe continuar hasta alcanzar los valores establecidos en la norma o los acordados con el cliente. El método utiliza absorción y termovació (deshidratación y desgasificación) para hacer posible la restauración del aceite. Todas las fugas deben ser corregidas antes de iniciar el tratamiento en sitio con el ánimo de prevenir una futura degradación del aceite por absorción de humedad del ambiente. La regeneración remueve sustancias tales como ácidos, aldehídos y acetonas disueltas en el aceite, además mejora el color del aceite. El proceso de regeneración incorpora termovació y un proceso de microfiltrado (Filtroprensado). Llevando a cabo el proceso de regeneración y remoción de lodos en sitio, se alcanzan los siguientes resultados

La humedad en el aceite se puede reducir por debajo de 10 ppm

La acidez se reduce a menos de 0,01 mg KOH/g

Se puede lograr una rigidez dieléctrica mayor de 50 kV.

Se alcanzan niveles de tensión interfacial mayores de 40 Dinass

La $\tan \delta$ del aceite se puede alcanzar valores iguales o menores de 0.001

Los lodos que se encuentran ya sea en suspensión, disueltos en el aceite o en pequeños depósitos son removidos durante la regeneración.

La estabilidad a la oxidación en el aceite es restablecida hasta alcanzar valores iguales a los del aceite nuevo.

Se recupera el color.

Se mejora notablemente la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Se retarda la degradación del aislamiento sólido (papel)

Aunque el proceso de regeneración remueve los lodos disueltos o en suspensión en el aceite, los depósitos de lodo no serán removidos con regeneraciones cortas.

Se debe llevar a cabo un proceso de desludificación con aceite caliente. Cuando los análisis de aceite muestren que se tiene un número de neutralización mayor que 0.20 mg KOH/g, se deben de remover los lodos. Esto es logrado con un proceso de regeneración, llevando el aceite a la temperatura del punto de anilina, punto en el cual el aceite actúa como un solvente y remueve sus propios depósitos de lodos. El sistema aislante papel-aceite de los transformadores presenta un proceso de degradación que se puede monitorear fácilmente mediante una serie de análisis, los cuales ayudan a tomar decisiones sobre el tipo de mantenimiento preventivo más adecuado teniendo como objetivo final la protección del aislamiento sólido (papel). Con las tecnologías existentes en el momento para el monitoreo del estado del aceite y las técnicas de mantenimiento preventivo que se acaban de mencionar, se puede aumentar significativamente la expectativa de vida de los transformadores que se encuentran en funcionamiento y asegurar una prestación confiable del servicio. La implementación de programas de mantenimiento desde la puesta en marcha del equipo es la mejor estrategia para alargar la vida útil del transformador. Para este regenerado es necesario definir los materiales, principios de funcionamiento, esquemas que se usan

- **TIERRA FULLER**

Tierra Fuller (arcilla atapulgita) también conocida como tierra de Florida o floridrín, es una arcilla adsorbente (asimilación o incorporación de un material en

otro) con base en silicatos de aluminio hidratado la cual se encuentra naturalmente en forma bruta. Mediante procesos de calcinación se obtiene un producto de gran utilidad que se comporta como sustancia absorbente de partículas ácidas. Comercialmente viene en varias granulometrías dependiendo del proceso que se utilice. La tierra Fuller es el mineral “mágico” utilizado, entre otras muchas aplicaciones, para recuperar aceite dieléctrico de transformador usado. Desde hace unos 50 años que se utiliza la tierra Fuller como medio de regeneración de aceite. Con el proceso de regeneración de aceite se han ahorrado en el mundo millones de litros de aceite para transformadores. La regeneración del aceite se logra mediante el método de contacto, en el que la tierra Fuller pulverizada se mezcla con el aceite. El más común es el así llamado método de filtrado en el que el aceite fluye a través de un lecho estático de tierra Fuller granular en condiciones controladas.

- **SECADO DE LA PARTE ACTIVA**

El agua en los transformadores se distribuye a través de todo el sistema aislante (papel-aceite) de forma irregular, debido a que el papel posee una mayor afinidad por el agua la mayor cantidad se encuentra siempre impregnada en este; la consecuencia directa de esto es el acelerado deterioro del papel y por consiguiente la disminución de la vida útil del equipo. Los resultados de los análisis de contenido de humedad en el aceite muestran solo una pequeña cantidad del agua que en realidad existe en el transformador, por esta razón es recomendable que en los análisis de humedad del aceite se realice el estudio del contenido de humedad en el papel, para de esta forma determinar cual es el procedimiento que se debe seguir y así obtener nuevamente un aislamiento con bajo contenido de humedad. En los casos donde la humedad del papel ha pasado los valores recomendados el tratamiento de termovaciación del aceite aislante no es efectivo, ya que este no elimina la humedad en el papel y después de un tiempo esta humedad migra nuevamente al aceite, como consecuencia de esto, el procedimiento de termovaciación se tendría que repetir. Para estos casos se hace necesario realizar un procedimiento de secado de la parte activa del transformador (Parte interna del equipo conformada principalmente por las Bobinas y el Núcleo), el cual garantiza la eliminación de la humedad del papel y

del aceite, obteniendo de esta forma un aislamiento en óptimas condiciones para continuar operando confiablemente.

2.1.5. PROCEDIMIENTO PARA EXTRACCION DE MUESTRAS DE ACEITE

La toma y el manejo de la muestra es el paso mas importante para un correcto análisis de gases disueltos ya que una deficiencia o error en éste influye directamente en las características del aceite, la presencia de aire o pequeñas cantidades de impurezas, por ejemplo, pueden contaminar la muestra y por consiguiente cambiar substancialmente los resultados de los análisis; por esta razón, se deben tomar todas las precauciones necesarias para prevenir errores en este paso.

• PRECAUCIONES GENERALES

- A). El equipo al que se va a tomar la muestra debe estar con presión positiva (poner especial cuidado con transformadores sellados).
- B). A menos que se especifique lo contrario, las muestras de aceite se toman de la parte inferior del transformador.
- C). Drene el aceite presente en la válvula y su extensión.
- D). En equipos de volumen pequeño, se debe tener extremo cuidado de no bajar demasiado el nivel de aceite.
- E). La toma de muestras en equipos energizados, debe ser realizada por personal calificado.
- F). Colocar un contenedor (balde) debajo de la válvula principal y retirar el tapón de seguridad (asegúrese de que la válvula esté completamente cerrada).
- G). Limpiar dentro de la válvula y la rosca con un trozo de tela que no desprenda hilos, luego dejar drenar por lo menos ½ litro de aceite en el balde para concluir la limpieza de la válvula.
- H). Instalar el dispositivo de muestreo (adaptadores con reducciones, terminando en un acople con su respectiva manguera).
- I). La jeringa debe llenarse aproximadamente hasta la marca de 50ml.
- J). Después de tomada la muestra, la jeringa no debe contener aire, sin embargo, si aparece una burbuja después de transcurridos algunos minutos de haberse tomado la muestra ésta no se puede eliminar (es posible que el aceite estuviera saturado de gases).

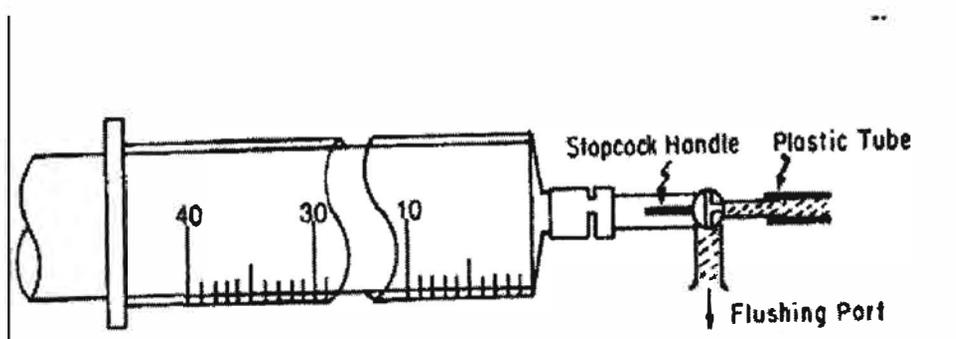
K). Tan pronto como sea posible, la jeringa debe empacarse y protegerla de la luz.

- **PROCEDIMIENTO PARA EXTRACCION DE MUESTRAS DE ACEITE**

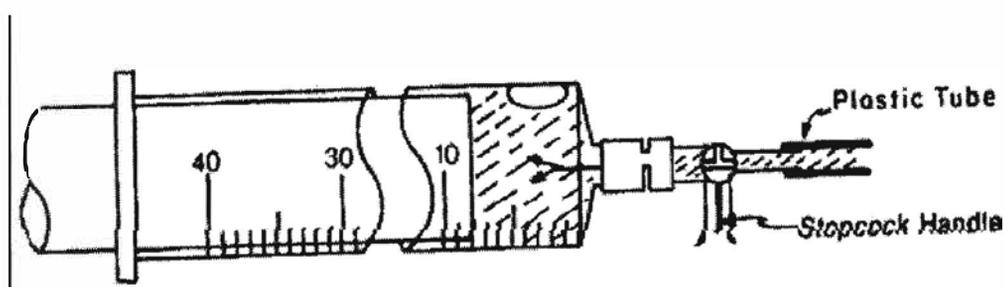
Los procedimientos ha seguir para la extracción de muestras de Aceite dieléctrico para los Transformadores de Potencia son:

-Diligencie el rotulo de identificación de muestras y ubíquelo de tal manera que permita leer el volumen de aceite en la jeringa.

-Abra la válvula de muestreo (o válvula de drenaje) del transformador y permita que el aceite fluya por el puerto de salida de la jeringa como se muestra en la figura.

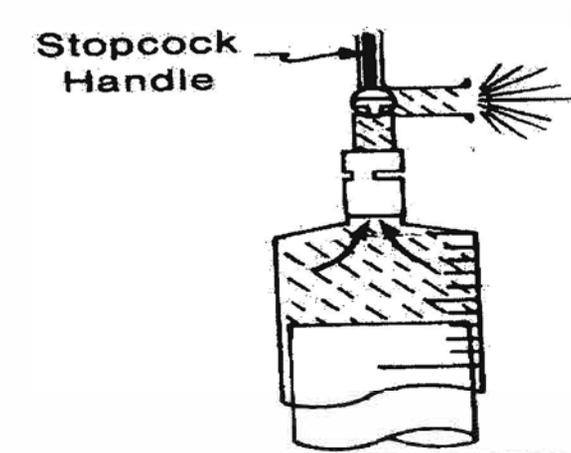


-Gire la válvula de tres vías de la jeringa permitiendo la entrada (lentamente) de aproximadamente 30-40 ml de aceite en la jeringa. Observe la figura

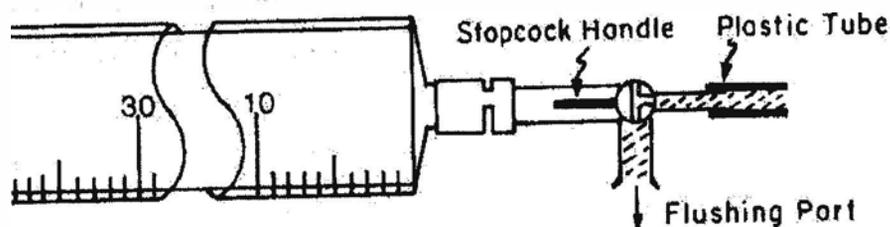


-Cierre inmediatamente la válvula de tres vías con la punta indicadora hacia la jeringa, retire la jeringa de la manguera y permita que el flujo de aceite continúe dentro de un contenedor (balde).

-Ponga la jeringa en posición vertical y abra la válvula de tres vías (tenga cuidado con el embolo de la jeringa, ya que puede resbalar y quebrarse), elimine todas las burbujas que existan dentro de la jeringa. Deje aproximadamente 2 mL de aceite en la jeringa, para evitar que en la próxima tome entre aire nuevamente. Cierre la válvula con el indicador apuntando a la jeringa. Observe la figura.



-Con la jeringa libre de burbujas y el colchón de 2 mL de aceite, vuélvala a conectar a la manguera. Para evitar la entrada de aire en la jeringa, deje fluir por unos segundos el aceite por el puerto lateral de la válvula de tres vías.



-Abra la válvula, con el indicador apuntando al puerto lateral de la válvula de tres vías, permita que el aceite entre en la jeringa. En este proceso el embolo no debe ser forzado hacia ningún lado (atrás o adelante), ya que esto puede ocasionar la

formación de burbujas. (El llenado de la jeringa debe hacerse por la misma presión que ejerce el aceite sobre ella). Cierre la válvula de tres vías con el indicador apuntando hacia la jeringa, revise que la jeringa este libre de burbujas, si existen, descarte la muestra y repita el proceso. (Ver punto J. de Precauciones Generales)

2.2. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE ACEITE DIELECTRICO MEDIANTE TIERRA FULLER

2.2.1. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS

Una Planta de Tratamiento de aceite dieléctrico para Transformadores de Potencia como la usada en la S.E. Trujillo Sur es de tipo estacionaria. La Planta de Tratamiento debe contar con las siguientes partes para realizar las funciones que se requieren: centrífugas, 2 torres para tierras Fuller con sistema hidráulico y con una capacidad de 250 kg., filtros cada torre, cámara de alto vacío para deshidratar y desgasificar por medio de vacío. Después del tratamiento de un aceite dieléctrico se requiere alcanzar proporciones de agua menores a 5 ppm y proporciones de gas disuelto inferiores a 0.1 % de volumen, así como un nivel de retención de sólidos menor a 0.5 micrones nominal (retener partículas de 0.5 micrones y mayores). Las características de funcionamiento del equipo, debe ser segura y eficiente.

- **PRUEBAS EN FABRICA**

Quando estas plantas se adquieren por primera vez deben realizar las siguientes pruebas

Prueba de control de caudal

Prueba de rigidez dieléctrica del tablero de mando.

Pruebas de funcionamiento, alarmas y dispositivos de seguridad y de control

Prueba de purificación de una muestra de aceite con valores de rigidez menores a 15 KV, garantizando un valor mayor de 75 KV una vez recirculado el aceite.

Prueba de purificación de una muestra de aceite con valores de contenido de agua mayor o igual a 50 ppm, garantizando un valor menor a 5 ppm una vez recirculado el aceite (ASTM D-1533).

Prueba de purificación de una muestra de aceite con valores de contenido de gases disueltos mayor o igual a 10 % en volumen, garantizando un valor menor a 0.1 % en volumen una vez recirculado el aceite (ASTM D-2945).

Prueba de hermeticidad del equipo, a una presión mínima de dos veces la presión nominal de trabajo.

- **ALCANCES DEL SUMNISTRO**

El suministro debe incluir entre otros

Diseño, fabricación, pruebas en fábrica.

Los planos y esquemas eléctricos en dos ejemplares en español.

Los Manuales de Puesta en Servicio, Operación, Mantenimiento y Manual de Partes en dos ejemplares en español.

Dos mangueras de empalme para aceite con diámetro de 40 mm. y largo mínimo de 10 metros con acoples rápidos.

Una manguera de empalme para vacío con diámetro de 50 mm. y largo mínimo de 10 metros con acoples rápidos.

Toma de vacío para el transformador y una toma de recalentamiento de aceite (bypass).

Medidor de humedad del aceite en línea con resultados en ppm, incorporado a la máquina de tratamiento.

Medidor de acidez del aceite en línea, incorporado a la máquina de tratamiento.

01 Kit de detección de humedad en campo

01 Kit para medición de acidez en campo

01 Expínterometro digital.

Opcionalmente se debe suministrar Repuestos sugeridos por el fabricante como filtros desechables, manómetros, vacuómetros, medidores de temperatura, sellos mecánicos de las bombas, medidores del flujo del aceite, termostatos, mirilla de la cámara de vacío, contactores, relés y electroválvulas.

Asimismo debe incluirse **Capacitación, Puesta en Marcha, Operación y Pautas para el Mantenimiento** de la Planta, en la cual debe incluirse teoría sobre los tratamientos de aceite.

2.2.2. CARACTERISITCAS TECNICAS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO

- **DATOS TECNICOS**

Las Características Técnicas de una Planta de Tratamiento, para uso en el regenerado del aceite en transformadores grandes son:

Capacidad nominal:	6000 litros/hora \pm 5 %.
Potencia de calentamiento:	210 KW. aprox.
Potencia Total:	240 KW. aprox.
Filtrado Nominal:	Cartuchos de 0.5 μ .
Grupo motobomba de vacío:	Bietapa.
Desplazamiento de Grupo Motobomba:	2500-3000 m ³ /hr aprox.
Vacío Límite del Grupo (aspiración cerrada):	0.02 mbares.
Vacío durante el tratamiento:	Menor a 0.5 mbares.
Tensión de alimentación Trifásica:	220 o 380 VCA ,60 Hz.
Material eléctrico:	Tropicalizado.

- **PARTES PRINCIPALES DE LA PLANTA**

Las Partes Principales de la Planta son

Un grupo Motobomba de entrada del aceite.

Un grupo de Calentamiento Eléctrico Directo del aceite.

Un filtro de cartucho.

Dos torres para tierras Fuller

Una centrífuga

Una célula de extracción de gases y agua.

Un grupo Motobomba de Extracción de aceite en vacío.

Un grupo Motobomba Bietapa de vacío.

Un grupo de aparatos de medición, de control, de alarma y de regulación.

Un armario de control y mando.

Un conjunto de tuberías, válvulas y accesorios para la conexión de los distintos componentes de la Planta.

Medidor del flujo de aceite (contador)

2.2.3. DESCRIPCION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO

La Planta de tratamiento consta de:

- **GRUPO MOTOBOMBA DE ENTRADA DEL ACEITE**

Debe ser de engranajes de tipo volumétrico, con husillo de eje horizontal. Su construcción debe ser de fundición de hierro y acero, con empaquetadura mecánica.

Caudal: 6000 litros/hora

Potencia del motor: 5 a 6 HP

- **GRUPO DE CALENTAMIENTO**

El Grupo debe funcionar en tres o cuatro etapas de calentamiento seleccionables manualmente. Se deben garantizar control de temperaturas del aceite entre 0 °C y 100 °C. El control de la planta no debe permitir que las resistencias sean conectadas cuando no hay flujo de aceite. También debe incluirse un termostato de seguridad para evitar el sobrecalentamiento en caso de falla del sistema de control

- **FILTROS**

El sistema de filtros debe ser de dos tipos:

a) Filtros en la entrada del líquido aislante al equipo, de configuración doble para operación alternativa, formados por una fina malla de alambre e imanes permanentes para retener las partículas de mayor tamaño y así evitar posibles daños a la bomba de alimentación (entrada). Se evaluarán otros sistemas de filtrado ofrecidos por los oferentes.

b) Filtros principales, también de configuración doble para operación alternativa o simultánea, compuestos por cartuchos desechables de fácil reemplazo cuando se saturan. El líquido aislante será obligado a pasar a través de ellos, quedando retenidas todas las partículas de tamaño igual o superior a 0.5 micrones nominal.

Todos los filtros deben estar equipados con un indicador de taponamiento (saturación del filtro) con contactos eléctricos y su respectiva alarma sonora.

- **TUBERÍA**

Toda la tubería de la Planta debe ser de acero para alta presión, soldada o con bridas a tope. No se permitirá ninguna unión roscada en lugares donde circule el aceite.

- **VÁLVULAS**

Las válvulas del sistema deben ser del tipo esférico, con el cuerpo y esfera de acero inoxidable. Todas las válvulas serán de operación manual, excepto la válvula solenoide de alimentación, cuya función es la de evitar la entrada de aceite en la cámara en caso de nivel alto de aceite o espuma, o interrupción del sistema por falta de energía eléctrica.

Es indispensable que el sistema incluya una válvula de control de flujo para permitir el ajuste de caudal entre el 60% y el 100% del nominal. En caso de que sea

necesaria una reducción menor, podrá utilizarse la válvula de recirculación interna, que permite que el caudal de salida del sistema sea incluso cero.

- **CÁMARA DE VACÍO (EXTRACCIÓN DE GASES Y AGUA)**

Debe tener forma cilíndrica, construida de acero al carbono, con pintura interna epóxica blanco. Debe estar equipada con una boquilla pulverizadora y un paquete de anillos "Raschig". Se debe componer de:

1 Conexión para entrada del aceite.

1 Conexión para la bomba de vacío.

1 Indicador de vacío electrónico con escala de 1000 a 0 mbares (760 Torr a 0 Torr).

1 Válvula rompevacío.

1 Contactor de nivel.

1 Mirilla con luz de baja intensidad que permita observar el proceso de deshidratación y de desgasificación del aceite en la parte inferior de la cámara. Un nivel visual del líquido.

1 Conexión para la extracción del aceite en vacío con válvula de vaciado.

1 Un Control automático fotoeléctrico de la espuma para el caso que esta llegue a superar los niveles normales.

- **GRUPO DE EXTRACCIÓN DE ACEITE EN VACÍO:**

Debe ser una bomba de tipo multietapa, diseñada especialmente para extraer aceite bajo vacío. Su construcción debe ser de fundición de hierro y bronce con empaquetadura mecánica.

Caudal mínimo: 6000 Litros/hora.

Potencia del motor: 5 a 6 HP.

La Planta debe venir provista de un

Medidor de caudal de lectura instantánea y totalizadora, graduado en litros, instalado en la cañería de descarga o en el panel principal.

- **GRUPO MOTOBOMBA DE VACÍO**

Consta de dos etapa (Tipo bietapa).

Primera Etapa: Bomba de alto vacío de paletas rotativas, con motor directamente acoplado, con válvula de gas ballast, enfriada por aire, de engrase mediante recirculación de aceite, con filtro, válvula antiretorno y purga de aire.

Desplazamiento volumétrico: 200 m³/hora aprox.

Vacío límite: 0.05 mbares.

Potencia: 5 a 6 HP.

Segunda etapa: Bomba de vacío tipo ROOTS con dispositivo hidrocínético que permite que la bomba sea conectada al mismo tiempo que la bomba de paletas rotativas, enfriada por agua.

Desplazamiento volumétrico: 2500-3000 m³/hr.

Potencia: 10 HP aprox.

La conexión a la cámara de vacío se debe realizar mediante una tubería con válvula de seguridad y llave de paso. La bomba debe estar provista con válvula "GAS BALLAST" que disminuye la emulsión del aceite y ayuda a eliminar el agua acumulada. La cañería debe contar con conexiones y válvulas para permitir la utilización del sistema de vacío aplicado a cubas de transformadores. Un condensador de vapores con reservorio para condensados deberá estar instalado entre la bomba Rotos y la bomba de paletas. Deberá venir con un juego de válvulas completas para drenaje del reservorio.

- **BOMBA AUXILIAR:**

Se solicita el suministro de una bomba de alimentación auxiliar para la recirculación del aceite a través del transformador con la Planta de Tratamiento a pleno caudal, cuando este se encuentra sometido a alto vacío. Esta bomba se instala al pie del transformador, y de esta manera se evitan posibles problemas en la aspiración del aceite por las pérdidas de carga en la trayectoria hasta el equipo purificador. Se compone de una bomba de engranajes completamente hermética, con válvula de alivio incorporada, acoplada a un motor eléctrico y montada sobre una base común, para conectarla a la salida del aceite del transformador. Debe venir provista de un metro de manguera en cuyos extremos deben instalarse bridas y 15 metros de cable de alimentación eléctrica. La Planta de Tratamiento debe venir provista de una conexión eléctrica especial para alimentar esta bomba.

- **ARMARIO DE CONTROL Y MANDO:**

Armario de tipo industrial, totalmente hermético y hecho de acero con pintura. En su interior deben estar la totalidad de los aparatos eléctricos de maniobra, tales como el interruptor general, los disyuntores, contactores, relevadores térmicos de protección, fusibles, amperímetro, voltímetro, regletas de bornes y cables necesarios para el funcionamiento del equipo. En la parte frontal, fijados a la puerta, deberán situarse los pilotos de señalización y alarma de los distintos elementos del equipo,

con pequeños carteles en material acrílico que indiquen las diferentes funciones y alarmas en idioma español. Además debe venir equipado con un relé monitor para determinación de la pérdida de una fase, del bajo voltaje, de la secuencia de fase y un sistema de alarmas visuales y sonoras para el caso de:

Pérdida de vacío.

Alta espuma.

Alto nivel de aceite.

Bajo nivel de aceite.

Sobrettemperatura de aceite.

Pérdida de flujo de aceite.

Alto diferencial entre entrada y salida.

Todo el alambrado del tablero debe venir identificado y señalizado convenientemente.

- **DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD**

Los dispositivos de segura instalados son:

Un termostato de sobrecalentamiento, que debe detener la Planta en caso de sobrettemperatura.

Un contactor de caudal mínimo preajutable que, primero debe desconectar el Grupo Calentador y luego, detiene la Planta.

Un Contactor de nivel mínimo en la cámara de vacío que desconecta la bomba de descarga de aceite (salida) mientras se mantenga el bajo nivel.

Un Contactor de nivel máximo de aceite en la cámara de vacío que desconecta la bomba de alimentación (entrada) mientras se mantenga el alto nivel.

Un indicador de taponamiento con contactos eléctricos y un pulsador en la parte frontal del armario de control.

- **PINTURA:**

El equipo debe ser arenado y/o lijado convenientemente, se le deben quitar todos los restos de polvo, suciedad, grasa o aceite, para luego pintarse con un mínimo de dos manos de pintura epóxica anticorrosivo y luego dos manos de pintura de acabado. Tanto los componentes internos como el exterior de la Planta deben ser pintados color amarillo.

- **PLATAFORMA Y CABINA**

La protección metálica se compone de los siguientes elementos:

Una armazón de tubos de acero cuadrados.

Cuatro tubos angulares de 80 x 40.

Los cuatro lados se deben componer de paneles de tubos de acero y chapas de aluminio. La apertura de la máquina deberá ser por los cuatro costados y las puertas deben ser de apertura hacia arriba con pistones neumáticos ó hidráulicos. En los catálogos deberá indicar claramente cómo es el diseño de la cabina de la máquina y como es el sistema de apertura en los cuatro costados.

En el interior de la cabina debe venir un sistema de iluminación tipo fluorescente para operar la máquina durante la noche. También se debe incluir un sistema de iluminación de emergencia, para el caso de falla en la alimentación eléctrica.

- **CABLE DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL**

Tipo industrial, de sección adecuada de cobre según el consumo máximo de la Planta, con terminales en sus extremos, de una longitud mínima de 50 metros (cuatro líneas, total 200 metros de cable). Los cuatro cables deben venir con un cobertor o forro de PVC, resistente al aceite dieléctrico, a la abrasión y al transporte junto con la Planta de Tratamiento.

CAPITULO III
REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA DE 30MVA – 138/10.7KV DE LA SUBESTACION TRUJILLO
SUR MEDIANTE TIERRA FULLER

3.1. REPORTES DE LOS ANALISIS DEL ACEITE DIELECTRICO DEL
TRANSFORMADOR -ANTECEDENTES HISTORICOS

El Transformador de Potencia Trifásico ubicado en el modulo de Transformación N° 1 (Bahía 1) de la S.E. TRUJILLO SUR tiene las siguientes características:

Marca	Bruce Peebles Scotland Ltda.
Procedencia	Inglesa
Serie	N° 43777
Potencia Nominal	30MVA
Año de Fabricación	1969
Relación de Transformación	138/10.712kV
Grupo de Conexión	Ynd11
Altura de Instalación	1000 msnm.
Frecuencia	60 Hz.
Tensión de cortocircuito	10.18%.
Aceite Mineral	Tipo Nafténico
Peso del Aceite	19100kg
Sobreelevación de Temperatura	
En el aceite	62° C
Regulación bajo Carga	Fuera de Servicio

Este Transformador fue puesto en servicio el año de 1970, y desde el año de 1999 Hidrandina S.A. decide iniciar el mantenimiento predictivo en sus instalaciones de Transmisión y Distribución con la adquisición de una cámara termográfica y a la vez contrata los servicios para efectuar análisis físicos

químicos y de Gases Disueltos en el Aceite ADG (cromatográficos) a todos sus Transformadores de Potencia ubicados en su área de concesiones, para lo cual establece un programa de mantenimiento predictivo, dándose la importancia debida para diagnosticar el estado de los Transformadores de la S.E. Trujillo Sur esta . En función a este programa se obtiene los resultado los siguientes

ANALISIS FISICO-QUIMICO [ppm]	NORMA ASTM	UNIDAD	Valores Límites [ppm]	16-Nov 1999	17-Ago-2001 antes del regenerado	25-Ago-2001 después del regenerado
Rigidez dieléctrica	D-877	kV. / 2.5mm	> 30	37.1	40	61
Color e inspección visual	D-1500		< = 3.5	3.5		
Acidez	D-974	mg. KOH/ g	< 0.05	0.173	0.210	0.01
Tensión Interfacial	D-971	Dinas/ cm.	> = 20	17.1	15	37
Contenido de Agua	D-1533	ppm	< = 30	7	11	10
Densidad	D-1298	gr. /cm ³		0.88		
Inhibidor de Oxidación	D4768	%	< 0.3	<0.02		
P.C.B.	D-4059	ppm	< 50	<2		
Factor de Potencia a 25°C	D-924	%	< = 0.5	< 0.10	0.167	0.011

Tabla N° 3.1. Reporte de Análisis Físico-Químico del aceite del transformador Bruce Puebles de los años 1999 al 2001

ANALISIS DE GASES DISUELTOS	NORM A ASTM	UNIDAD	Valores Límites [ppm]	16-Nov 1999	17-Ago-2001 antes del regenerado	25-Ago-2001 después del regenerado
N2	D-3612	(ppm)	50.000	62.000	11321	2344
O2	D-3612	(ppm)	2.500	28.100	5818	2740
CO2	D-3612	(ppm)	5.000	2.420	436	142
CO	D-3612	(ppm)	500	144	40	12
H2	D-3612	(ppm)	200	10	310	18
CH4 (METANO)	D-3612	(ppm)	200	< 5	37	14
C2H6 (ETANO)	D-3612	(ppm)	200	3	26	15
C2H4 (ETILENO)	D-3612	(ppm)	200	< 2	38	13
C2H2 (ACETILENO)	D-3612	(ppm)	200	< 2	79	58
TGC			1.500		530	130
TGG			59.000		18105	5356

TGC = Total Gases Combustibles

TGG = Total General Gases

En la Tabla N°3.2. Se presentan las concentraciones de gases disueltos en el aceite del transformador Bruce Puebles antes y después del regenerado

De los reportes de los Análisis Físico Químico tomados el 16 de Noviembre del año 1999 por la Empresa Quilitas S.A. y los efectuados el 17-08-2001 antes del regenerado del aceite dieléctrico al Transformador Bruce Puebles por ABB S.A. se concluye que, la Acidez y la Tensión Interfacial se encuentran fuera de los límites aceptables condición que indica que el aceite dieléctrico se ha deteriorado y la operación del transformador se efectúa en forma anormal, asimismo el contenido de agua en el aceite dieléctrico es aceptable, pero la rigidez es baja probablemente por la presencia de partículas en suspensión. Por otro lado los resultados de los Análisis de Gases Disueltos (cromatografía) en el aceite dieléctrico por lo que se recomienda regenerar el aceite dieléctrico

mediante tierra Fuller, del transformador de potencia de 30mva-138/10.7kv marca Bruce Peebles de la S.E. Trujillo Sur

3.2. REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO MEDIANTE TIERRA FULLER

Después de recibir los informes de análisis del aceite del Transformador Bruce Puebles, se recomienda a la administración contratar los servicios para proceder a la regeneración del aceite del indicado Transformador. La administración convoca a concurso a las Empresas de servicios especializadas en estas actividades, saliendo ganadora la Empresa ABB, con la cual se firma un contrato de Servicios, luego de lo cual se coordina para efectuar la Regeneración del Aceite Dieléctrico del transformador de 30MVA -138/10.7kV marca Bruce Peebles con circuito Energizado y con carga, adoptándose todas las medidas de seguridad para llevar a cabo los trabajos del 17 al 25-08-2001

3.2.1. DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO DE TRABAJO EMPLEADO DURANTE LA REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO CON TIERRA FULLER, ENERGIZADO Y EN CARGA

El procedimiento de trabajo que empleo ABB durante el desarrollo del servicio, con la aprobación de la Supervisión del Centro de Control de Operaciones, la Unidad de Mantenimiento Transmisión y Seguridad de Hidrandina, fue el siguiente

- **DESCRIPCION DEL PROCESO**

- Transporte de equipos e instalación de los mismos de acuerdo el mismo que se desarrolla de acuerdo al **anexo (1)**
- Recepción de parte de la supervisión de Hidrandina del transformador anotando las observaciones en un Protocolo de Inspección y Pruebas en Campo.
- Se realizó una inspección minuciosa al transformador antes de iniciar el proceso de Regeneración del Aceite. Cualquier irregularidad detectada que pudo comprometer el desarrollo de los procesos debió ser informada por escrito a HIDRANDINA S.A., el cual no ocurrió
- Toma de muestras de aceite del transformador para ensayos de rigidez dieléctrica y tensión interfacial con la finalidad de conocer los valores iniciales de proceso.

- Utilizar herramientas adecuadas, equipos de servicio y equipos de seguridad (botas de seguridad dieléctricas, cascos, guantes y protectores auditivos) en perfecto estado de conservación y funcionamiento.
- Responsabilidad por la seguridad, eficiencia y conveniencia de los métodos de trabajo.
- Se mantuvo como responsable del servicio, en el sitio de la ejecución de los trabajos, como mínimo, un ingeniero de la empresa de servicios, exclusivo y especializado, supervisado por personal de la Unidad de Mantenimiento Transmisión de Hidrandina S.A.
- La unidad de regeneración (planta de tratamiento) se instaló lo más próximo posible al transformador, para una intervención rápida en caso de anomalías, lo cual no ocurrió.
- Todos los equipos involucrados en el proceso fueron sólidamente aterrados. La toma de tierra donde se conectaron los equipos tiene un valor de resistencia menor de 10ohm (según CNE)
- Se mantuvo al alcance extintores de incendio de gas inerte para cualquier eventualidad.
- Durante la instalación de las mangueras, el personal usó guantes aislantes.
- El personal involucrado en el trabajo en todo momento estuvo conciente y en vigilancia que el equipamiento estaba energizado. Además fue instruido técnicamente a seguir rigurosamente las normas de seguridad.
- Los deshumecedores de aire (silicagel) no estuvieron saturados (color rosado en el caso de la silicagel violácea), de ser el caso debe reemplazarse antes de iniciar el proceso.
- Antes de iniciar el proceso, cebar el sistema con aceite dieléctrico (cámara de degasificación, mangueras y by pass).
- Iniciar la circulación de aceite en el circuito preliminar (ver diagramas de procesos) hasta lograr que las burbujas sean eliminadas. Verificar que no existan fugas de aceite en todo el sistema, en caso de existir debe ser corregido.
- Purgar el sistema preliminar mediante válvulas de visor de burbujas y válvula check.

- Verificado que no exista burbujas de aire por la manguera transparente, abrir las válvulas del transformador y cerrar lentamente las válvulas del by pass (ver pasos a seguir)
- Teniendo en cuenta que el transformador está energizado la temperatura del aceite está próxima a la del tratamiento, por lo que necesitamos apenas eventuales entradas del banco de calefacción. Es necesario que los participantes del trabajo mantengan constante observación para no sobrepasar la temperatura límite de trabajo del transformador, ver calibración del relé de imagen térmica y termómetro de aceite. El nivel de aceite del tanque de expansión del transformador y de la planta de tratamiento debe ser mantenido dentro de los límites permisibles. La supervisión de temperatura del aceite aislante del transformador, presión de extracción, expulsión, nivel de aceite y presión de la cámara de vacío deben ser periódicas (cada hora) y anotar en la hoja de control.
- El tiempo de servicio será 10 veces el volumen del aceite del transformador divididos por la velocidad de la máquina de regeneración (tiempo referencial)
- El servicio concluirá una vez que los valores resultantes estén dentro de los recomendados por las normas ASTM

Rigidez dieléctrica (KV/2.0mm)	Norma ASTM D-1816
Tensión Interfacial (mN/m)	Norma ASTM D-971
Cantidad de Agua (ppm)	Norma ASTM D-1533
Pérdidas Dieléctricas a 25°C (%)	Norma ASTM D-924
Índice Neutralización (mg KOH/g)	Norma ASTM D- 974

- El proceso es controlado por los ensayos periódicos de rigidez dieléctrica y tensión interfacial de las muestras de aceite extraídas antes de pasar por los filtros de la cámara de vacío.
- Es conveniente tener una cantidad de aceite previamente tratado para reposición de pérdidas o completar el nivel de aceite del transformador.
- Al concluir el proceso de regeneración se realiza una etapa de termovacío y adición del inhibidor (Ionol).
- Después de un periodo de tres horas de concluido, extraer una muestra de aceite aislante para su respectivo análisis Físico Químico y cromatográfico por el grupo de Laboratorio de análisis de aceites.
- Análisis físico - químico que comprende:

Rigidez dieléctrica (KV/2.0mm)	Norma ASTM D-1816
Tensión Interfacial (mN/m)	Norma ASTM D-971
Cantidad de Agua (ppm)	Norma ASTM D-1533
Pérdidas Dieléctricas a 25°C (%)	Norma ASTM D-924
Índice de Neutralización (mg KOH/g)	Norma ASTM D- 974

- Análisis cromatográfico que comprende:

Hidrógeno	(H ₂)
Oxígeno	(O ₂)
Nitrógeno	(N ₂)
Metano	(CH ₄)
Monóxido de carbono	(CO)
Dióxido de carbono	(CO ₂)
Etileno	(C ₂ H ₄)
Etano	(C ₂ H ₆)
Acetileno	(C ₂ H ₂)

- Durante el proceso de regeneración del aceite aislante, la Empresa ABB dio al personal de HIDRANDINA S.A. explicación detallada sobre métodos y medios empleados.
- Cumplir todas las leyes, decretos, reglamentos y demás disposiciones gubernamentales de carácter ambiental relacionadas con el presente literal.
- Disponer de los desechos que se originen durante la ejecución del proceso de regeneración de forma ambientalmente adecuada. Los aceite y lubricantes usados, los residuos de limpieza y mantenimiento en ningún caso podrán tener como receptor final los cursos de agua. Eliminación de tierra fuller de acuerdo a nuestros procedimientos de calidad.
- Presentar informe técnico de las labores realizadas, conclusiones y recomendaciones pertinentes.

3.2.2. PASOS A SEGUIR DURANTE LA REGENERACION DEL ACEITE DIELÉCTRICO

Los pasos ha seguir para el proceso de regeneración del aceite son

Paso1. En estado inicial todas las válvulas deben estar cerradas.

Paso2. Llenar aceite al sistema de regeneración abriendo las válvulas de tanque de tierra fuller, M1 y 5 sucesivamente.

- Paso 3. Hacer circular aceite por el circuito preliminar a fin de eliminar las burbujas de aire presentes en las mangueras, abriendo las válvulas M2, 3, 2, 1 y 4 sucesivamente, cerrando 5.
- Paso 4. Observar por las mangueras transparentes la presencia de burbujas, purgar la trampa de burbujas. Si no se observa ninguna burbuja continuar con el paso 5.
- Paso 5. Abrir lentamente la válvula T2 (en 30 minutos aprox.) Controlando siempre que no ingrese burbuja de aire al transformador.
- Paso 6. Luego cerrar las válvulas 2 y 3, abrir T1 para proceder con el circuito principal.
- Paso 7. Controlar constantemente la operación del sistema en su conjunto, anotando valores de temperatura y presión en la hoja de control.
- Paso 8. Extraer muestra de aceite para control de rigidez dieléctrica y tensión interfacial y anotarlas en la hoja de control.
- Paso 9. Continuar con el proceso de regeneración hasta obtener valores aceptables por las normas ASTM.
- Paso 10. Para culminar con el servicio, cerrar la válvula T1 y descargar todo el aceite del sistema y luego cerrar la válvula T2, verificando el nivel de aceite del transformador.
- Paso 11. Verificar el relé Buchholz (purgar de ser necesario)
- Paso 12. Final del servicio.

3.2.3. OBSERVACIONES DURANTE EL PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO

Se debe tener en cuenta lo siguiente

Para cada cambio de tierra de los tanques se verifica el valor de tensión interfacial de entrada y salida del aceite (así verificamos su saturación).

El filtro de 0.5 micras se cambia cuando nos muestra una presión aproximada de 3bar.

El flujo de regeneración será de aproximadamente 1500lts/hora.

El inhibidor se agrega en cantidad de un 0.3% del peso total del aceite y en forma dosificada, para lo cual se requieren aproximadamente 2 horas.

La temperatura en la cámara de desgasificación es controlada entre 55°C y 60aprox.

La temperatura máxima que se puede alcanzar es de 70°C

En todo momento del proceso habrá por lo menos dos personas cuidando los equipos, un técnico conocedor de los equipos y un ayudante.

3.2.4. VALORES QUE SE GARANTIZARON DESPUES DEL PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE

Los valores de los parámetros dieléctricos que garantizo la Empresa ABB durante el proceso de regenerado del Aceite dieléctrico y en concordancia a las Normas ASTM tanto para las pruebas del análisis Físico-Químico como para los Análisis de Gases Disueltos AGD en el aceite fueron:

ITEM	NORMA ASTM	ANALISIS FISICOQUIMICOS	UNIDAD	VALORES GARANTIZADOS
1	877	Rigidez dieléctrica (2,5 mm.)	kV.	> = 30
2	924	Factor de disipación ó Tangente delta a 25°C	kV.	< 0.1
3	971	Tensión interfacial	dines/cm	> = 30
4	974	Índice de neutralización ó acidez	mg KOH/g	< = 0.05
5	1533	Contenido de humedad	ppm	< = 15
ITEM	NORMA ASTM	ANALISIS DE GASES DISUELTOS (CROMATOGRAFICOS)	UNIDAD	VALORES GARANTIZADOS
1	3612	Hidrogeno (H2)	ppm.	< 150
2	3612	Metano (CH4)	ppm.	< 25
3	3612	Etano (C2H6)	ppm.	< 10
4	3612	Etileno (C2H4)	ppm.	< 20
5	3612	Acetileno (C2H2)	ppm.	< 5
6	3612	Monóxido de Carbono (CO)	ppm.	< 500
7	3612	Dióxido de carbono (CO2)	ppm.	< 6000
8	3612	Nitrógeno (N2)	% del vol. Total	1 – 10
9	3612	Oxígeno (O2)	% del vol. Total	0.2 - 3.5
10	3612	Gases combustibles	ppm.	< 500

Tabla 3.2 – Valores de Parámetros dieléctricos Garantizados de los Análisis del Aceite Dieléctricos Físico Químicos y de Gases Disueltos

3.2.5. CONTROL DEL PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Para el control del Proceso de regenerado del Aceite dieléctrico del Transformador, la empresa de servicios el empleo los siguientes recursos:

- **PERSONAL ESPECIALIZADO**

Supervisores: Ing. Electricista Elmer Lázaro Aquino.
 Ing. Electricista César Cabrera Tasayco.

Técnicos Calificados:

Sr. Marco Guerra Torres.
Sr. Jaime Trujillo Morillo.
Sr. Víctor Medina Aguilar.
Sr. Elvis Escobar Yamato.
Sr. Juan Toribio Vargas.
Sr. Luis Silva Alarcón

Sr. César Bances Cajusol

- **EQUIPOS, HERRAMIENTAS, MATERIALES, IPP, EPP USADOS**

Planta de Tratamiento de regeneración y Termovacio de Aceite dieléctrico

Expinterómetro

Tensiómetro

Botellas y jeringas para la toma de muestras de aceite

Camión Grúa de 6Toneladas

Implementos de Protección Personal

Equipos de Protección Personal

Materiales Usados

3400 kg. de Tierra Fuller LVM 30/60 tipo MESH

2618 kg. de Aceite dieléctrico Shell Diala "D"

75 kg. Inhibidor 2.6 Do-terciario butil para cresol Tipo Ionol

Empaquetaduras de nitrilo y corchoneoprenado

Pólizas de Seguros de Trabajo de riesgo tanto en Salud como en pensiones de conformidad al D.S. N° 003-98-SA de abril de 1998

- **CONTROL DEL PROCESO DE REGENERADO**

El proceso de regenerado se llevo a cabo desde el 17 al 25-08-2001, distinguiéndose tres etapas del proceso:

Regenerado mediante tierra Fuller desde las 11Horas del 17-08-2001 hasta la 13 Horas del 23-08-2001, se deja 05 horas de reposo y se inicia el proceso de Inhibición hasta las 07:00 del 24-08-2001 y por ultimo el proceso de Termovacio se inicia a las 10:00 horas del 24-08-2001 y se concluye a las 17:00 horas del 25-08-2001

CAPITULO IV
COSTOS MEJORAS CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL
PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO MEDIANTE
TIERRA FULLER DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA –
138/10.7KV DE LA SUBESTACION TRUJILLO SUR

4.1. COSTOS DEL PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE

Los costos asociados al proceso de regeneración del aceite dieléctrico mediante Tierra fuller se presentan en el **anexo 2**, asimismo se incluye para efectos comparativos los costos por el proceso de cambio de aceite dieléctrico en el **anexo 3**

4.2. MEJORAS AL PROCESO DE REGENERACION EN CALIENTE DEL ACEITE DIELECTRICO MEDIANTE TIERRA FULLER

Existe una nueva tecnología para la regeneración de aceite para transformadores desarrollada por Fluidex, no requiere el cambio de la tierra Fuller cuando esta está saturada con contaminantes, como es el caso de los sistemas de tierra Fuller existentes. En el sistema Fluidex, la tierra Fuller de alto grado está permanentemente alojada en las columnas filtrantes. Cuando la tierra Fuller, en el curso de la regeneración de aceite para transformadores, queda saturada y ya no está “activa”, será “reactivada” sin ser removida de las columnas filtrantes. El proceso de reactivación es totalmente automático, no requiere ninguna acción del operador y es controlado por un PLC (Controlador Lógico Programable) con interfase computarizada. En el proceso de reactivación, se extraen los contaminantes de la tierra Fuller y se concentran en una pequeña cantidad de aceite mineral. Este residuo de aceite puede ser aprovechado en la re-refinación de aceite para motores. Después de la reactivación la tierra Fuller está libre de aceite y de contaminantes y lista para el próximo ciclo de regeneración. La tierra Fuller puede ser reactivada hasta 500 veces y luego desechada como un material

seco o neutro e inerte. El sistema de regeneración de aceite de Fluidex puede ser usado en forma estacionaria o móvil y es adecuado para la regeneración de aceite en transformadores energizados o fuera de servicio. El sistema también es adecuado para retirar lodos y sedimentos en transformadores. La “Guía para regeneración de aceite aislante” IEEE define como regeneración a la restauración de la utilidad del aceite por la remoción de contaminantes y de los productos de degradación tales como componentes polares, compuestos ácidos o coloidales de líquidos aislantes por medios químicos o de absorción. Otras definiciones incluidas en este informe son:

- Reactivación de la tierra Fuller es la restauración total de las propiedades adsorbentes de la tierra Fuller.
- Deslodado de aceite de transformadores o de transformadores es la Remoción del barro precipitado o depositado del aceite o de las superficies interiores del transformador.
- Contaminantes son sustancias orgánicas o inorgánicas que tienen una influencia negativa en las propiedades químicas, físicas y eléctricas del aceite para transformadores.

La tierra Fuller es el mineral “mágico” utilizado, entre otras muchas aplicaciones, para recuperar aceite de transformador usado. Desde hace unos 50 años que se utiliza la tierra Fuller como medio de regeneración de aceite. Con el proceso de regeneración de aceite se han ahorrado en el mundo millones de litros de aceite para transformadores. La regeneración del aceite se logra mediante dos métodos. Uno es el método de contacto, en el que la tierra Fuller pulverizada se mezcla con el aceite. El más común es el así llamado método de filtrado en el que el aceite fluye a través de un lecho estático de tierra Fuller granular en condiciones controladas.

4.2.1 MÉTODO EXISTENTE (DESECHABLE) DE REGENERACIÓN DE ACEITE

La desventaja principal de los sistemas de regeneración existentes es que la tierra Fuller es utilizada una sola vez. Después que está saturada, debe ser eliminada como desecho químico, con aceite y contaminantes atrapados en su interior. La capacidad de regeneración de la tierra Fuller está limitada de cuatro a catorce litros de aceite por medio kilogramo de tierra Fuller. Por lo tanto la

remoción de las columnas de la tierra Fuller usada y el relleno con una nueva carga debe ser repetida en frecuentes intervalos - hasta tres veces cada 24 horas. En los últimos años, los altos costos de eliminación y la gran incidencia de mano de obra se han transformado en serios obstáculos para la industria de la regeneración de aceite para transformador. Es por lo tanto, obvio que, a menos que la tierra Fuller pueda ser reutilizada una cantidad de veces y eliminada como material seco y limpio, la regeneración de aceite va a perder su atractivo y factibilidad económica.

4.2.2 TECNOLOGÍA EXISTENTE PARA LA REACTIVACIÓN DE LA TIERRA FULLER

El método existente de reactivación de la tierra Fuller (la tierra Fuller debe ser evacuada de la columna filtrante) ha sido descrito por Engelhard Corporation en la publicación "Refinación de hidrocarburos con lecho filtrante estático". Comprende las siguientes operaciones:

Depuración con agua/vapor de la tierra Fuller para eliminar el aceite libre.

Lavado con solvente para eliminar aceite remanente.

Descarga de la tierra Fuller de la columna filtrante.

Reactivación de la tierra Fuller en un horno secador a 1000/1100°F.

Rellenado de la columna filtrante con tierra Fuller reactivada.

Si bien, en teoría, un proceso de reactivación así funciona, es engorroso y con gran incidencia de mano de obra. Hay una gran pérdida de tierra Fuller durante cada reactivación por su desmenuzamiento y pulverización, que limita el número de reactivaciones a un máximo de 10. La solución ideal sería reactivar la tierra Fuller sin evacuarla de la columna de filtrado y minimizando el insumo de mano de obra mediante la automatización.

- **NUEVA TECNOLOGÍA FLUIDEX PARA REACTIVACIÓN DE TIERRA FULLER**

La idea de reactivar tierra Fuller sin remoción de la columna de filtrado interesó a Fluidex y en Marzo de 1987 se inició un proyecto de investigación en la empresa misma. A fines de 1989 se presentó a la industria un prototipo de planta de regeneración con tierras reactivables. La primera planta de regeneración móvil a escala completa fue encargada en Junio de 1990. Hoy, hay 16 sistemas móviles y estacionarios suministrados por Fluidex trabajando en todo el mundo, con una

capacidad combinada de regeneración de 41 millones de litros por año. En el sistema Fluidex, la reactivación de la tierra Fuller es realizada dentro de las columnas de filtrado, en forma totalmente automática, sin asistencia ni interferencia del operador. Lleva menos de 16 horas reactivar la tierra Fuller en una columna o un sistema de columnas múltiples. Antes del comienzo de la reactivación, el exceso de aceite es eliminado de la tierra Fuller. Esto se logra mediante calor y depuración con aire. El proceso de reactivación en sí, se realiza como una acción combinada de fuerza impelente por vacío, ola de calor y solvente. Una vez exitosamente completada la reactivación, la tierra Fuller está completamente seca y no contiene ningún aceite o solvente residual. En el caso improbable de una reactivación no exitosa, el operador no puede proceder con la regeneración del aceite - la reactivación debe ser repetida. Para cumplir con las regulaciones de control de polución, los gases de escape del ciclo de reactivación son limpiados en un depurador de gases. Los contaminantes extraídos de la tierra Fuller son concentrados en una pequeña cantidad de aceite (aproximadamente 0.1% de la cantidad de aceite procesado). Este residuo de aceite es adecuado para ser incorporado en operaciones de re-refinado de aceites para motor. Por lo tanto, el sistema Fluidex de regeneración de aceite para transformadores puede ser considerado, a todos los efectos, como libre de desechos.

- **CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL SISTEMA FLUIDEX DE REGENERACIÓN DE ACEITE**

En primer lugar, la tierra Fuller tipo LVM 60/90, usada habitualmente en los sistemas existentes de recuperación de aceite, no es apta para la reactivación múltiple. Grados de dureza tales como RVM, Porocel o Tonsil, para nombrar algunos solamente, pueden ser reactivados hasta 500 veces. En el sistema Fluidex, se mezclan una cantidad de distintos grados de tierra Fuller para brindar un tratamiento del aceite balanceado y óptimo en lo que hace a la corrección de acidez, decoloración, mejoramiento del factor de disipación y rehabilitación de muchas otras propiedades. Las columnas de recuperación son de cierta configuración (diámetro, longitud, detalles interiores) con el objeto de lograr una reactivación segura, exitosa y en el menor tiempo posible. La configuración de las columnas múltiples es utilizada para construir plantas de recuperación de diferentes capacidades, desde 300 galones por hora (GPH) y hasta 3000 galones

por hora GPH. Se dispone de diferentes opciones de diseño tales como operación paralela/serial, operación continua de ciclo dual, etc.

- **BENEFICIOS DE LA REACTIVACIÓN**

Después de la primera reactivación, la mezcla de tierras Fuller es 220-25% más activa. La mezcla reactivada es aprox. 50% más activa que el grado LVM. Después de la reactivación, la tierra Fuller está súper-seca. De acuerdo con nuestros ensayos, el aceite usado con un contenido de agua de hasta 10.000 ppm se secará hasta 5 ppm durante el filtrado a través de las columnas de recuperación. Después de las primeras reactivaciones, la tierra Fuller se asentará en las columnas en un lecho estructurado semi-sólido. Esto es importante para las aplicaciones móviles, donde no se produce un desmenuzamiento durante el transporte. Cuando llega el momento (después de 300-500 reactivaciones) de descartar la tierra Fuller, la última reactivación asegura que la tierra Fuller esté seca y neutra, no causando problemas de eliminación.

- **EQUIPAMIENTO DE REGENERACIÓN Y LA PRÁCTICA**

Para la regeneración en obra del aceite se utiliza una planta *móvil*, en transformadores tanto energizados como fuera de servicio. La planta está equipada con todos los elementos de seguridad necesarios para ejecutar el trabajo en transformadores energizados, incluyendo protección contra pérdida de aceite y fugas. En cada caso la recirculación del volumen total de un transformador es función del estado inicial del aceite y de la máquina. El deslodado (remoción del lodo depositado de un transformador) requiere de temperaturas del aceite de 79 ° C a 85 ° C. La regeneración de aceite en una planta estacionaria o de cisterna limpia a cisterna limpia requiere un solo pasaje del aceite a través de la planta para lograr el tratamiento completo, al cabo del cual la calidad del aceite cumple con cualquier norma nacional o internacional para aceites nuevos. También puede usarse una planta de regeneración de aceites Standard para restaurar las propiedades físicas, químicas y eléctricas de un aceite después de haber sido sometido a un proceso de destrucción de PCB. Dado que esto es solamente un tratamiento de refinación total, el pasaje a través de la planta es incrementado hasta 10 veces en comparación con la regeneración normal. La planta Standard es también apta para tratar otros aceites tales como aceites para turbinas, hidráulicos, resistentes al fuego, etc. y fluidos tales como

combustible diesel o para motores de reacción. La misma técnica de regeneración también puede ser usada para la reactivación (recuperación) de otros materiales absorbentes tales como alúmina activada, tamices moleculares, algunos catalizadores, etc. Las operaciones de regeneración desgasificado y reactivación son controladas por el PLC y monitoreadas por una computadora, que puede estar ubicada en la planta o a miles de kilómetros de distancia. Este alto grado de automatización asegura máxima seguridad, confiabilidad y simplicidad de operación. Todos los parámetros operativos vitales son leídos, monitoreados, ajustados según un programa y almacenados en un disco rígido para su recuperación cada vez que sea necesario.

- **CALIDAD DE ACEITE**

Aceite usado con número de neutralización de hasta 0,6 y contenido de agua de hasta 10.000 ppm puede ser regenerado circulando a través de la planta de regeneración. El aceite regenerado cumple con las especificaciones para aceites nuevos en todos los aspectos. En la tabla I se muestran resultados. Varios de nuestros clientes han informado, a saber The National Grid Company plc del Reino Unido, Carless & Marketing Ltd del Reino Unido y Orgrez a.s. de la República Checa, que el aceite regenerado tiene una mejor estabilidad de oxidación que el aceite nuevo equivalente. Esto está sucediendo por la teoría que los PAC (hidrocarburos poli aromáticos) precipitan durante la vida de servicio del aceite en forma de lodo, el que entonces es extraído durante la regeneración. Es de hacer notar que aún los aceites altamente refinados contienen una cierta cantidad de hidrocarburos poli aromáticos que favorecen la oxidación de los aceites. La tabla III presenta un historial de dos años de la estabilidad del aceite.

- **ECOLOGÍA Y ECONOMÍA**

La regeneración de aceites con sistema de tierra Fuller reactivable es altamente deseable por varias razones. Primero, el residuo generado en el proceso es despreciable (menos de 0,1%) pero todavía reutilizable. La pérdida de aceite es mínima, menos del 0,2% del volumen regenerado. Segundo, solo se dispone de aceite para transformadores en cantidades limitadas; por lo tanto su reciclado tiene mucho sentido para el futuro próximo y lejano. Tercero, la tierra Fuller es un recurso valioso. La reactivación dentro de la columna prolonga su vida 300 a 500 veces. Y por último, el nuevo sistema de regeneración es

altamente económico y los costos operativos por litro de aceite regenerado son sensiblemente menores en comparación el tipo de regeneración existente (desechable). La Tabla II resume la comparación del sistema de regeneración de aceite existente (desechable) del sistema de regeneración nuevo (reactivable).

TABLA I – Parámetros Típicos obtenidos de una Planta Fluidex de regeneración de aceite después de un Tratamiento de un solo ciclo

Ensayo	Método ASTM	Recomendación IEEE	Después de la regeneración
Rigidez dieléctrica (KV)	D877	30 >	75
Contenido de agua (mg/Kg.)	D1533	35	5
Valor de neutralización KOH/g	D974	0,05	0,03
Factor de Potencia (disipación) @ 90°C %	D924	1	<0,5
Tensión interfacial (mN/m)	D971	35	40
Valor de neutralización mg KOH/g		0,5	<0,4
Lodo (% por masa)		0,25	0,10

**TABLA II - Comparación entre sistema existente (desechable)
y sistema nuevo
(reactivable)**

DESCRIPCION	EXISTENTE	NUEVO
Cantidad de desecho - % de aceite tratado	10 %	0.1 %
Pérdida de aceite durante la regeneración - % de aceite tratado	6 %	0.2 %
Cantidad de veces de uso de la tierra Fuller	1	300
Horas de operador requeridas cada 24 horas	48	1
Grado de automatización	Limitado	Total
Cantidad estimada de tierra Fuller nueva requerida para dos años de operación (Kilogramos)	410.000	1.300
Cantidad de aceite procesado con una carga de arcilla (litros)	9000	2.700.000
Autosuficiencia de campo con soporte logístico	1 semana	6 meses

TABLA III

	Antes de Procesar	Después de Cerrar la MRU	Un año después	Dos años después
Humedad mg/Kg. (IEC733)	23	8	10	11
Acidez mg/KOH/g (IEC 296)	0,20	<0,01	0,01	0,02
Rigidez dieléctrica (IEC 156)	35	76	71	69
Contenido de lodo %	0,02	<0,01	<0,01	<0,01
Resistividad a 90°C 2,5 226 184 160	2.5	226	184	160
Factor de disipación a 90°C	0,095	0,005	0,006	0,009
Acidez total mg	0.48	0.16	0.18	0.19
Lodo KOH/g % por masa	2.29	1.23	1.30	1.32
Viscosidad a 40°C	11.9	11.8	11.8	11.6
Tensión Interfacial	25	40	38	36
Azufre corrosivo	Positivo	negativo	negativo	Negativo

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Indicamos una vez mas que los Transformadores de Potencia son equipos de gran responsabilidad en los Centros de Transformación y Generación de Energía Eléctrica, por tanto, el disponer de un plan adecuado de mantenimiento predictivo y preventivo evita las interrupciones de servicio no planificadas, así como también puede evitar el que se produzcan fallas que suponen un alto costo económico y mala imagen para cualquier Empresa Eléctrica Consecionaria. Por lo tanto las Empresas Eléctricas dentro de sus programas de mantenimiento predictivo deben incluir en forma obligatoria el ANALISIS DEL ACEITE DIELECTRICO como método de diagnóstico de averías latentes en los Transformadores de Potencia basado esencialmente en el análisis cromatográfico de los gases de descomposición del aceite aislante por calentamiento excesivo de ciertos puntos del transformador o por descargas eléctricas en su seno. Según sea la temperatura del punto caliente o la energía de las descargas, las proporciones en que se producen los diferentes gases de descomposición son distintas, lo que permite conocer, no solamente la existencia de una avería latente sino también el tipo de la misma y su importancia. A través de un análisis periódico del aceite es posible mediante esta técnica detectar cualquier anomalía de este tipo que pueda aparecer y seguir su evolución, con objeto de poder tomar las medidas oportunas antes de que se produzca una falla interna.

CONCLUSIONES

La Regeneración mediante tierra Fuller del Transformador de 30MVA-138/10.7kV. de la Subestación Trujillo Sur ha permitido restaurar satisfactoriamente las propiedades Físico, Químicas y Eléctricas del Aceite Dieléctrico envejecido, detectados y diagnosticados por el análisis del aceite dieléctrico en lo que corresponde al Físico-Químico y Gases Disueltos del Transformador. Cabe destacar que en esta Regeneración del aceite se emplearon los procesos antes indicados, consistentes en **Adsorción a través de Tierras Adsorbentes (Tierra Fuller)**, eliminando las sustancias coloidales en suspensión, los productos de oxidación, los compuestos

polares responsables de la coloración y las trazas de ácidos orgánicos con lo que Regeneramos el Aceite. **Microfiltración** a 0.5 Micras, mediante el cual se logra eliminar carbón, agua, lodos o cualquier micropartícula sólida que esté en suspensión. **Deshidratación y Desgasificación Bajo Termovacio** conseguimos reducir a límites p.p.m., el agua disuelta o emulsionada en el aceite, a la vez, desgasificamos el aceite, y eliminamos los ácidos más volátiles. **Aditivación** conseguimos reponer al aceite inhibidores de oxidación para que no se oxide durante su nuevo uso.

El Efectuar el Regenerado mediante tierra Fuller del aceite dieléctrico del Transformador en el mismo lugar donde se ubica y "en carga" (con el Transformador Funcionando) se consiguen los siguientes beneficios

No se Interrumpe el servicio a los usuarios conectados a la Barra "A" que hacen una carga total de 28MVA; con el consiguiente ahorro para Hidrandina S.A. de la energía dejada de vender, compensación por Norma de calidad del servicio, lucro cesante e imagen empresarial

Se consigue un ahorro significativo en divisas(U.S.\$ 35,000.00) para el estado, al dejar de importar el Aceite dieléctrico, compuesto a base de hidrocarburos, al reutilizar el mismo aceite del Transformador

Parte del principio, del que el mejor disolvente de lodos es el mismo aceite dieléctrico a la TEMPERATURA DE PUNTO DE ANILINA, entendiéndose por punto de anilina (Según la Norma ASTM D-611) como la temperatura mínima a la cual un volumen dado de anilina es disuelta por un volumen igual de aceite, esto se consigue únicamente con el Transformador en servicio permitiendo el desludado, limpieza y secado de los devanados

Se logra una Limpieza perfecta mientras que por el Regenerado por Termovacio, no se logra remoción de sustancias polares, ácidos o lodos que se depositan en los devanados, tanques y radiadores del transformador

De los resultados del análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico, tomados al Transformador Bruce Peblees antes de su regenerado, y conforme a los métodos de diagnostico enunciados se concluye en:

Método de la IEC (IEC -60599)

Se ha tenido solo descargas de baja energía de acuerdo a la relación de Gases de la Tabla 1.2

La relación $CO_2/CO = 10.9 > 3$, indica que el grado de polimerización del papel no se encuentra comprometido y no requiere mayores exámenes

La Relación $C_2H_2/H_2 = 0.26 < 2$ indica que no existió contaminación de gases por el conmutador

Método de la IEEE (IEEE C 57. 104 91)

Por este método el Total de Gases Combustibles disueltos en el aceite es de 966ppm, ubicándose los resultados de los gases parciales en la condición 1, el transformador trabaja satisfactoriamente con algunos gases en exceso

Método de los Gases Claves

Por este método los gases predominantes es el acetileno y el Hidrogeno, lo que corresponde a arcos eléctricos y se encuentra en concordancia con el método de la IEC

Una de las Ventajas de la Regeneración en Caliente, es que se puede sacar el agua del papel aislante al tomar ventaja del comportamiento tanto del papel aislante como del aceite con respecto al agua en función de la temperatura siendo indispensable para ello que el transformador **esté energizado**. Recordemos que el papel y el aceite aislante se comportan de manera contraria en relación con el agua **dependiendo de la temperatura**. La temperatura es el factor que incide para que el papel disminuya su afinidad con el agua cuando la temperatura aumenta, es decir **tiende a liberar agua**, mientras que el aceite tiende a ocluir más cantidad de agua bajo esa misma condición térmica, con lo que se consigue **aumentar la vida útil del aceite y del transformador**

RECOMENDACIONES

Uno de los mejores métodos para determinar la condición interna de los transformadores de potencia es el Análisis de Gases Disueltos en el Aceite (AGD) por lo que se recomienda que toda Empresa Eléctrica debe usarlo como herramienta del Mantenimiento Predictivo

No mezclar aceites inhibidos con aceites no inhibidos

ANEXOS

CLIENTE : HIDRANDINA S.A.
 SET : TRUJILLO SUR
 POTENCIA : 30 MVA
 FABRICANTE : BRUCE PEEBLES
 TENSION : 138/10 kV

SUPERVISOR HIDRANDINA :
 RESPONSABLE DEL SERVICIO :
 No. DE SERIE
 AÑO FABRICACION :
 CANT. ACEITE :

Bach. SAMUEL PONGÓ PORRAS
 Ing. ELMER LAZARO AQUINO
 43777
 1969
 19100 KG

FECHA	HORA	TEMP. EN TRANSF.		TEMP. PLANTA	MEDIO AMBIENTE		VACIO		PRESION EN TUBERIAS		TIERRA FULLER		FILTROS 0.5 MICRON		NIVEL DE ACEITE EN TRANSFORMAOR
		ACEITE	BOBIN.		TRATAMIENTO	Temp. C	H. R.	MICAFIL	COMPENS.	TERM OV.	REGENER.	CAMBIO	CANT.	CAMBIO	
17/08/2001	11:00	23	50°	58°			0.97	0.20	1.00	2.5	si	6bols	Micafil	3	Contometro 2152m3
17/08/2001	12:00	24	50°	60°			0.97	0.20	1.00	2.75					T.I. 15 mN/m (inicial)
17/08/2001	13:00	24	51°	62°			0.98	0.20	1.00	2.75					Normal
17/08/2001	14:00	24	52°	62°			0.98	0.20	1.00	2.75					Normal
17/08/2001	15:00	24	53°	60°			0.98	0.20	1.00	2.75					Normal
17/08/2001	16:00	25	53°	62°			0.98	0.20	1.00	2.8	si	6bols			Normal
17/08/2001	17:00	25	53°	60°			0.98	0.20	1.00	2.8		reinicio			Normal
17/08/2001	18:00	27	53°	61°			0.98	0.20	1.00	2.85					Normal
17/08/2001	19:00	28	55°	60°			0.98	0.20	1.00	2.9					Normal
17/08/2001	20:00	28	55°	60°			0.98	0.20	1.00	3			Cambio		Normal
17/08/2001	21:00	29	55°	61°			0.98	0.20	1.00	3					Normal
17/08/2001	22:00	29	55°	62°			0.98	0.20	1.00	3					Normal
17/08/2001	23:00	29	55°	63°			0.98	0.20	1.00	3					Normal
17/08/2001	00:00	29	55°	64°			0.98	0.20	1.00	3	si	6 bolsas			Normal
18/08/2001	01:00	28	54°	58°			0.98	0.20	1.00	3.1		reinicio			Normal
18/08/2001	02:00	28/18	53°	59°			1	0.20	1.00	3.1					Normal
18/08/2001	03:00	28/17	52°	60°			1	0.20	1.00	3.15					Normal
18/08/2001	04:00	28/17	52°	60°			1	0.20	1.00	3.2	si	6 bolsas			Normal
18/08/2001	05:00	28/18	52°	61°			1	0.20	1.00	3.3		reinicio			Relleno de 2 cilindros
18/08/2001	06:00	28/19	52°	61°			1	0.20	1.00	3.4					Normal
18/08/2001	07:00	29/19	52°	62°			1	0.20	1.00	3.5					Normal
18/08/2001	08:00	29/19	52°	60°			1	0.20	1.00	4					Normal
18/08/2001	09:00	28/19	52°	60°			1	0.20	1.00	4	si	6 bolsas			Normal
18/08/2001	10:00	29/20	51°	55°	22.5°	63%	1	0.20	1.00	2.5		reinicio			Normal
18/08/2001	11:00	29/22	51°	60°	23.2°	63%	1	0.20	1.00	2.4					Normal
18/08/2001	12:00	31/24	54°	60°	24.7°	59%	1	0.20	1.00	2.5					Normal
18/08/2001	13:00	31/23	55.8°	59°	25.3°	57%	0.99	0.20	1.10	2.5					Normal
18/08/2001	14:00	31/23	55.5°	58°	24.6°	60%	0.99	0.20	1.10	2.5	si	6 bolsas			Normal
18/08/2001	15:00	33/25	55°	60°C	26.4°	56%	0.95	0.20	1.00	2.5		reinicio			Normal
18/08/2001	16:00	28/20	53°	58°	24°	65%	0.98	0.20	1.00	2.5					Normal
18/08/2001	17:00	27/19	51.3°	58°	20.4°	70%	0.98	0.20	1.00	2.5					Normal
18/08/2001	18:00	27/19	51°	58°	20.4°	70%	0.98	0.20	1.00	2.5					Normal
18/08/2001	19:00	26/17	51°	56°	17.2°	82%	1	0.20	1.00	2.5	si	6 bolsas			Normal
18/08/2001	20:00	28/18	51°	59°	18.6°	81%	1	0.20	1.00	3.6		reinicio			Normal
18/08/2001	21:00	28/19	51°	58°	18.4°	78%	1	0.20	1.00	2.8					Normal
18/08/2001	22:00	28/17	51°	61°	18.7°	77%	1	0.20	1.00	2.6					Normal
18/08/2001	23:00	28/18	51°	60°	19°	75%	1	0.20	1.00	2.5					Normal
18/08/2001	00:00	28/17	51°	62°	19.4°	75%	1	0.20	1.00	2.5	si	6bolsas			Normal
19/08/2001	01:00	27/18	51°	60°	19.8°	73%	1	0.20	1.00	3.6		reinicio			Normal
19/08/2001	02:00	28/17	50°	61°	21°	68%	1	0.20	1.00	3.2					Normal
19/08/2001	03:00	28/18	50°	61°	19.7°	70%	1	0.20	1.00	2.8					Normal
19/08/2001	04:00	27/18	50°	62°	18.6°	72%	1	0.20	1.00	2.5					T.I. 22.5 mN/m
19/08/2001	05:00	28/19	50°	60°	18.7°	72%	1	0.20	1.00	2.5	si	6bolsas			Normal

CLIENTE :
 SET :
 POTENCIA :
 FABRICANTE :
 TENSION :

HIDRANDINA S.A.
 TRUJILLO SUR
 30 MVA
 BRUCE PEEBLES
 138/10 kV

SUPERVISOR HIDRANDINA :
 RESPONSABLE DEL SERVICIO
 No. DE SERIE
 AÑO FABRICACION :
 CANT. ACEITE :

Bach. SAMUEL PONGO PORRAS
 Ing. ELMER LAZARO AQUINO
 43777
 1969
 19100 KG

19/08/2001	06:00	27/17	49°	56°		18.8°	77%	1	0.20	1.00	3.7		reinicio			Normal
19/08/2001	07:00	28/17	49°	63°		20.5°	69%	1	0.20	1.00	3.4					Normal
19/08/2001	08:00	30/19	52°	60°		19.6°	73%	1	0.20	1.00	3.1					Normal
19/08/2001	09:00	31/20	54°	59°		20.8°	69%	1	0.20	1.10	3.1					Normal
19/08/2001	10:00	30/20	53°	60°		22.6°	63%	1	0.20	1.10	3.1					Normal
19/08/2001	11:00	31/21	54°	60°		23.5°	62%	1	0.20	1.10	3.1					Normal
19/08/2001	12:00	31/21	54°	61°		24.3°	60%	1	0.20	1.10	3.1					Normal
19/08/2001	13:00	30/20	53°	60°		25.3°	60%	1	0.20	1.10	3.1	si	6bolsas			Relleno 1cilindro aceite
19/08/2001	14:00	29/20	53°	59°		26.6°	57%	0.98	0.20	1.20	3.3		reinicio			Normal
19/08/2001	15:00	28/19	52°	60°		27.1°	53%	0.98	0.20	1.20	3.3					Normal
19/08/2001	16:00	28/19	52°	59°		26.4°	60%	0.98	0.20	1.20	2.5			si	6	Cambio aceite bomba vacia
19/08/2001	17:00	28/18	51°	59°		22.1°	68%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
19/08/2001	18:00	28/16	51°	60°		19.4°	71%	1	0.20	1.20	2.5					Relleno 1cilindro aceite
19/08/2001	19:00	28/18	54°	62°		18°	79%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
19/08/2001	20:00	27/18	54°	60°		18.2°	78%	1	0.20	1.20	2.5	si	6bolsas			Normal
19/08/2001	21:00	30/17	54°	62°		18.1°	77%	1	0.20	1.20	3.7		reinicio			Normal
19/08/2001	22:00	28/17	54°	58°		19.2°	77%	1	0.20	1.20	3.2					Normal
19/08/2001	23:00	30/18	54°	61°		18.6°	75%	1	0.20	1.20	3					Normal
19/08/2001	00:00	28/17	53°	62°		19.7°	72%	1	0.20	1.20	3					Normal
20/08/2001	01:00	28/18	52°	62°		20.1°	70%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
20/08/2001	02:00	29/17	52°	60°		19.8°	70%	1	0.20	1.20	2.5	si	6bolsas			Normal
20/08/2001	03:00	28/18	50°	66°		20.3°	69%	1	0.20	1.20	3.8		reinicio			Normal
20/08/2001	04:00	28/17	50°	62°		20°	70%	1	0.20	1.20	3.2					Normal
20/08/2001	05:00	29/18	50°	60°		20.1°	70%	1	0.20	1.20	3					cambio de aceite bomba vacio
20/08/2001	06:00	28/17	50°	58°		19.2°	74%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
20/08/2001	07:00	30/18	52°	63°		20°	70%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
20/08/2001	08:00	29/18	50°	60°		22.2°	65%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
20/08/2001	09:00	30/19	52°	60°		24.1°	55%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
20/08/2001	10:00	30/20	52°	60°		24.7°	55%	1	0.20	1.20	2.5	si	6 bolsas	cambio de filtros		Normal
20/08/2001	11:00	30/20	52°	60°		24.7°	55%	1	0.20	1.20	2.5		reinicio	compensación		Normal
20/08/2001	12:00	31/22	55°	60°		24.9°	58%	1	0.20	1.20	2.5					Relleno 1cilindro aceite
20/08/2001	13:00	31/22	55°	61°		25.9°	55%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
20/08/2001	14:00	31/20	53°	60°		26.8°	50%	1	0.20	1.00	2.5					Relleno 1cilindro aceite
20/08/2001	15:00	31/20	53°	60°		28.1°	50%	1	0.30	1.00	2.5					Normal
20/08/2001	16:00	31/20	53°	60°		26.5°	50%	1	0.30	2.50	2.5	si	6bolsas			Normal
20/08/2001	17:00															
20/08/2001	18:00	29/26	51°	60°		19.9°	70%	0.9	0.30	0.50	2.2		reinicio	micafil	3	por rellenar
20/08/2001	19:00	29/19	51°	62°		18.6°	72%	1	1.80	1.00	2.5					T.I. 31.3 mN/m
20/08/2001	20:00	28/17	51°	64°		19.7°	72%	1	1.80	1.00	2.5					Relleno 3 cilindros de aceite
20/08/2001	21:00	28/18	51°	60°		19.6°	71%	1	1.80	1.00	2.5					Normal
20/08/2001	22:00	31/19	51°	63°		19.7°	72%	1	0.50	1.00	2.5					Normal
20/08/2001	23:00	28/17	51°	56°		20.1°	69%	1	3.00	1.00	2.5					cambio de aceite bomba vacio
20/08/2001	00:00	28/19	51°	62°		21.8°	60%	1	0.20	1.00	2.5	si	6 bolsas			Normal
21/08/2001	01:00	29/17	51°	58°		21°	66%	1	0.20	1.00	3		reinicio			Normal
21/08/2001	02:00	28/17	50°	62°		19.7°	70%	1	0.20	1.00	2.8					Normal
21/08/2001	03:00	29/18	50°	60°		19.6°	70%	1	0.20	1.00	2.5					Normal

CLIENTE :
 SET :
 POTENCIA :
 FABRICANTE :
 TENSION :

HIDRANDINA S.A.
 TRUJILLO SUR
 30 MVA
 BRUCE PEEBLES
 138/10 kV

SUPERVISOR HIDRANDINA :
 RESPONSABLE DEL SERVICIO :
 No. DE SERIE
 AÑO FABRICACION :
 CANT. ACEITE :

Bach. SAMUEL PONGO PORRAS
 Ing. ELMER LAZARO AQUINO
 43777
 1969
 19100 KG

21/08/2001	04:00	27/18	50°	61°		18.9°	72%	1	0.20	1.00	2.5					Normal
21/08/2001	05:00	28/19	50°	58°		19.6°	72%	1	0.30	1.00	2.5					Normal
21/08/2001	06:00	31/19	50°	56°		19.8°	71%	1	0.20	1.00	2.5	si	6bolsas			Normal
21/08/2001	07:00	31/18	52°	56°		20.7°	66%	1	0.20	1.00	4		reinicio			Normal
21/08/2001	08:00	32/25	54°	67°		20.8°	68%	0.98	0.20	0.60	4.2					Normal
21/08/2001	09:00	32/25	54°	63°		22.02°	64%	1	0.20	0.90	5					Normal
21/08/2001	10:00	36/32	54°	61°		21.7°	68%	1	0.20	0.90	5					Normal
21/08/2001	11:00	36/34	54°	67°		22.2°	66%	1	0.20	0.90	5					Normal
21/08/2001	12:00	37/34	55°	64°		23.9°	62%	1	0.60	0.90	5					Normal
21/08/2001	13:00	37/34	55°	61°		25.1°	60%	1	0.50	0.90	5	si	6bolsas	comp.	3	Normal
21/08/2001	15:00	33	52	45		27.5	53%	1	0.20	1.00	2					Normal
21/08/2001	16:00	33	54	58		27	54%	1	0.40	1.00	2					Normal
21/08/2001	17:00	36	54	62		22.4	66%	1	0.20	1.00	2					Normal
21/08/2001	18:00	36	53	61		20.7	69%	1	0.30	1.00	2					Normal
21/08/2001	19:00	33	53	55		21.5	67%	1	0.40	1.00	2					Normal
21/08/2001	20:00	31	53	58		21.9	64%	1	0.20	1.00	2					Normal
21/08/2001	21:00	30	52	62		22.2	62%	1	0.20	1.00	2	si	6bolsas			Relleno de 2 cilindros
21/08/2001	22:00	31	52	66		22.4	61%	1	0.20	1.00	2		reinicio			Normal
21/08/2001	23:00	30	50	63		20.4	70%	1	0.20	1.00	2					Normal
22/08/2001	00:00	31	50	58		20.22	72%	1	0.20	1.00	2					Normal
22/08/2001	01:00	30	50	62		20.1	74%	1	0.20	1.00	2.5					Normal
22/08/2001	02:00	31	50	58		22.4	78%	1	0.30	1.00	2.5					Normal
22/08/2001	03:00	30	50	59		20.3	76%	1	0.20	1.00	2.5					Normal
22/08/2001	04:00	30	50	61		21.4	76%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
22/08/2001	05:00	30	50	63		20.7	72%	1	0.30	1.20	2.5	si	6bolsas			Normal
22/08/2001	06:00	32	50	60		20.6	70%	1	0.30	1.20	2.5		reinicio			Normal
22/08/2001	07:00	30	50	69		22.5	61%	1	0.20	1.20	2.5					T.I. 34.5 mN/m
22/08/2001	08:00	31	50	60		21.8	66%	1	0.30	1.20	2.5					Normal
22/08/2001	09:00	31	50	60		22.2	66%	1	0.20	1.20	2.5					Normal
22/08/2001	10:00	33	50	53		23.5	58%	1	0.30	1.20	2.5					Normal
22/08/2001	11:00	33	50	53		23.1	58%	1	0.40	1.20	2.5					Normal
22/08/2001	12:00	33	54	61		22.9	64%	1	0.5	1.5	2.5					Normal
22/08/2001	13:00	33	54	61		23	62%	1	0.4	1.5	2.5					Normal
22/08/2001	14:00	36	53	63		25.4	56%	1	0.5	1.5	3					Normal
22/08/2001	15:00	36	53	63		25.4	56%	1	0.5	1.5	3					Normal
22/08/2001	16:00										3	si	6bolsas			
22/08/2001	17:00	31	54	56		20.9	70%	1	0.1	2	3		reinicio			Relleno 2 cilindros
22/08/2001	18:00	31	55	62		20.9	68%	1	0.1	2	3					Normal
22/08/2001	19:00	32	56	67		23.6	59%	1	0.2	2.5	3					Normal
22/08/2001	20:00	32	56	58		22.3	66%	1	0.2	2.5	3			Micafil	3	Normal
22/08/2001	21:00	31	52	66		22.5	63%	1	0.3	1	3					Normal
22/08/2001	22:00	31	50	63		25.6	56%	1	0.3	1	3					Normal
22/08/2001	23:00	31	50	62		22.2	64%	1	0.2	1	3					Normal
23/08/2001	00:00	30	50	60		21.3	68%	1	0.3	1	3	si	6bolsas			Normal
21/08/2001	01:00	31	50	60		22.1	69%	1	0.2	1	3		reinicio			Normal
23/08/2001	02:00	30	50	61		23.6	58%	1	0.3	1	3.5					Normal

CLIENTE :
 SET :
 POTENCIA :
 FABRICANTE :
 TENSION :

HIDRANDINA S.A.
 TRUJILLO SUR
 30 MVA
 BRUCE PEEBLES
 138/10 kV

SUPERVISOR HIDRANDINA :
 RESPONSABLE DEL SERVICIO :
 No. DE SERIE
 AÑO FABRICACION :
 CANT. ACEITE :

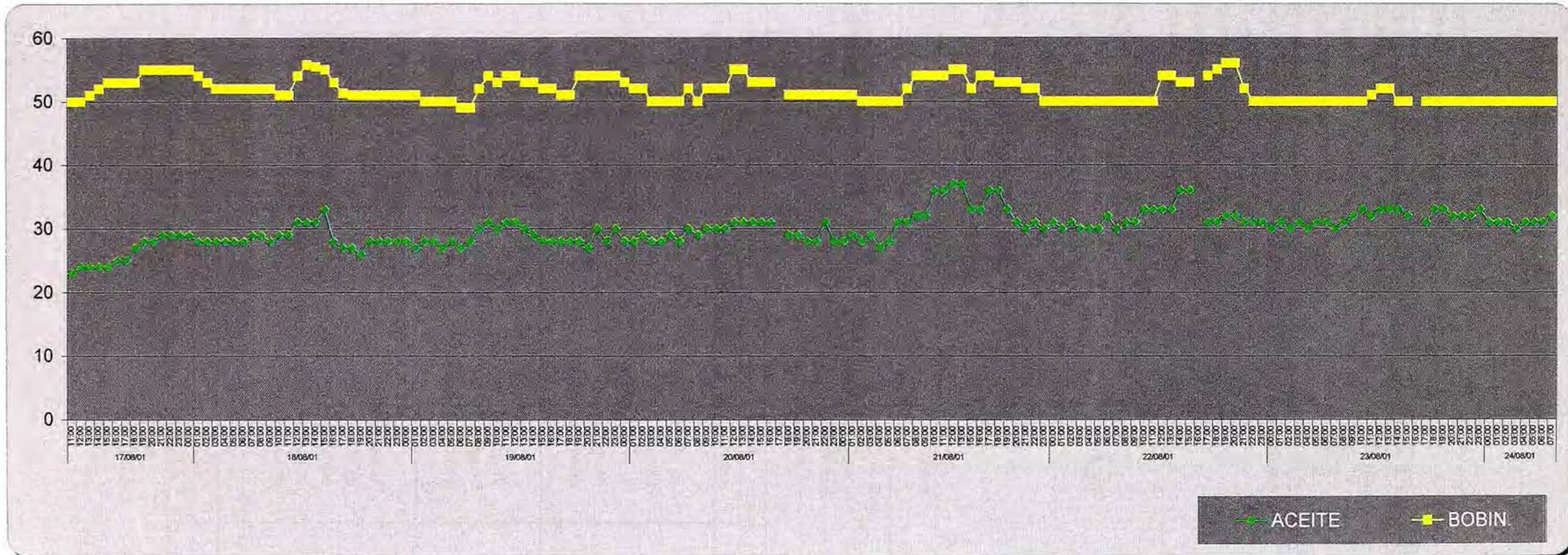
Bach. SAMUEL PONGO PORRAS
 Ing. ELMER LAZARO AQUINO
 43777
 1969
 19100 KG

23/08/2001	03:00	31	50	61	23.7	58%	1	0.3	1	3.5					Normal
23/08/2001	04:00	30	50	64	22.1	59%	1	0.3	1	3.5					Normal
23/08/2001	05:00	31	50	66	22.1	58%	1	0.4	1	3.5					Normal
23/08/2001	06:00	31	50	62	23	60%	1	0.3	1	3.5	si	6bolsas			Normal
23/08/2001	07:00	30	50	61	25	60%	1	0.3	1	3.5		reinicio			Normal
23/08/2001	08:00	31	50	58	21.3	53%	1	0.3	1	3.5					Normal
23/08/2001	09:00	32	50	62	24	67%	1	0.2	1	3.5					Normal
23/08/2001	10:00	33	50	59	23.6	56%	1	0.3	1	3.5					Normal
23/08/2001	11:00	32	51	65	25.6	64%	1	0.2	1	3.5					Normal
23/08/2001	12:00	33	52	65	25	58%	1	0.3	1	3.5					T.I. 42 mN/m
23/08/2001	13:00	33	52	65	27.2	56%	1	0.2	1	3.5					FIN REGENERACION
23/08/2001	14:00	33	50	65	29.3	53%	1	0.3	1						Contometro 2385 m3
23/08/2001	15:00	32	50	60	24	48%	1	0.2	1						
23/08/2001	16:00														
23/08/2001	17:00	31	50	66	24	60%	1	0.3	1.2				Comp	3	Relleno 1 cilindro
23/08/2001	18:00	33	50	62	19.8	62%	1	0.2	1.2						Inicio de Inhibicion
23/08/2001	19:00	33	50	58	22.5	63%	1	0.3	1.2						75 kg. De ionol
23/08/2001	20:00	32	50	62	21.4	66%	1	0.3	1.2						Normal
23/08/2001	21:00	32	50	61	19.6	62%	1	0.3	1.2						Normal
23/08/2001	22:00	32	50	63	21.8	68%	1	0.3	1.2						Normal
23/08/2001	23:00	33	50	60	22.5	60%	1	0.3	1.2						Normal
24/08/2001	00:00	31	50	62	22.9	63%	1	0.3	1.2						Normal
24/08/2001	01:00	31	50	65	23	65%	1	0.3	1.2						Normal
24/08/2001	02:00	31	50	65	22.8	65%	1	0.3	1.2						Normal
24/08/2001	03:00	30	50	64	22.4	63%	1	0.3	1.2						Normal
24/08/2001	04:00	31	50	60	21.7	62%	1	0.2	1.2						Normal
24/08/2001	05:00	31	50	66	22.1	64%	1	0.2	1.2						Normal
24/08/2001	06:00	31	50	65	20.8	68%	1	0.5	1.2						Normal
24/08/2001	07:00	32	50	63	22.3	64%	1	0.4	1.2						Normal
24/08/2001	08:00														
24/08/2001	09:00														
24/08/2001	10:00	INICIO DE PROCESO DE TERMOVACIO													Normal
25/08/2001	17:00	TERMINO DE PROCESO DE TERMOVACIO													Nivel Normal
		RESUMEN DE PASADAS POR LA PLANTA DE REGENERACION													
		Contometro inicial	2152	m3				Densidad del aceite :		870	kg/m3				
		Contometro final	2385	m3				Volumen aceite del transformado		22	m3				
		Total aceite tratado	233	m3				Cantidad de pasadas		10.61309	veces				
		CANTIDAD DE TIERRA FULLER UTILIZADA :								3400	KG				
		CANTIDAD DE ACEITE REPUESTO :								2618	KG				
		CANTIDAD DE IONOL INHIBIDO								75	KG				
		DURACION TOTAL DEL SERVICIO :								9	DÍAS				

CONTROL DE PROCESO DE REGENERACION DE ACEITE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

EJECUTOR : ASEA BROWN BOVERI S.A.

CLIENTE :	HIDRANDINA S.A.	SUPERVISOR HIDRANDINA :	Ing. SAMUEL PONGO PORRAS
SET :	TRUJILLO SUR	RESPONSABLE DEL SERVICIO :	Ing. ELMER LAZARO AQUINO
POTENCIA :	30 MVA	No. DE SERIE	43777
FABRICANTE :	BRUCE PEEBLES	AÑO FABRICACION :	1969
TENSION :	138/10 kV	CANT. ACEITE :	19100 KG



ANEXO 2

ACTIVIDAD		ANALISIS DE COSTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN SUBESTACIONES					
REGENERADO EN CALIENTE MEDIANTE TIERRA FULLER DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA-138/10.7KV MARCA BRUCE PEEBLES DE LA S.E. TRUJILLO SUR		FECHA DE EJECUCION :				01/08/01	
		COSTO POR :				TRANSFORMADOR	
Transporte de Planta de Tratamiento y equipos, instalacion de los mismos cerca al transformador a		LUGAR				SUBESTACION TRUJILLO SUR	
regenerar, proveer fuentes de energia para planta de tratamiento, coordinacion e instrucciones de seguridad		CANTIDAD DE ACEITE TRATADO				19,100 Kg	
Recabar orden y permiso de Trabajo, Revision de Equipos, herramientas y polizas de seguros del personal		TABLA DE RENDIMIENTOS (En 198 horas) POR TRAFIO					
Charla de Seguridad, Revision de AST(Analisis Seguro de Trabajo), Recepcion de Transformador, mediante		REN.CUADRILLA				1.0	
inspección minuciosa (puntos de entrada y salida de valvulas), puesta a tierra							
delimitar zona de trabajo y aterramiento solido de toda la planta de tratamiento menor a 10 ohm							
toma de muestras de aceite, pruebas de rigidez dielectrica y tension Interfacial (Valores iniciales del Proceso)		FACTOR REND.				1.0	
lavado del sistema con aceite dielectrico (Camaras de desgasificado, Mangueras y Bypass) antes de iniciar							
proceso, no debe aparecer burbujas en todo el sistema							
control constante de la Operacion del Sistema anotando Temperaturas del aceite, de la planta, medio							
ambiente; presiones de vacio y en tuberías, cambios de tierra fuller y reposición de aceite dielectrico							
tomar muestras de aceite, para pruebas de rigidez dielectrica y tension Interfacial durante proceso y control							
de los mismos hasta obtener los valores garantizados							
adicionar mediante proceso de termovacio el inhibidor del aceite							
Entrega de Informe, reporte y pruebas finales de analisis Fisico -Químicos y Cromatograficos del aceite							
ESPECIFICACION		CANTID.		HORAS		REN.EQUIPOS	
Camioneta 1000 Kg. Doble cabina, doble traccion		1.00		198.0			
Móvil grúa de 6 Tn.		1.00		16.0		PERSONAL BASE : Principal	
Planta de Tratamiento de Aceite dielectrico de 2000lt/ hora, marca Micafil		1.00		198.0		INGENIERO : 1.0 = 198.0	
						SUPERV. TEC : 1.0 = 198.0	
						TECNICO : 5.0 = 990.0	
COSTO POR : Bach. Samuel Francisco Pongo Porras							
COD	DESCRIPCION	METRADO		C O S T O S (U.S.\$)			
		UNID.	CANTID.	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL	%
	MATERIALES CONSUMIBLES :						
	Tierra fuller LVM Tipo 30/60 MESH	Kg	3400.00	0.96	3,264.00	3264.00	
	Aceite dielectrico marca Shell tipo Diala "D"	Kg	2618.00	2.10	5,497.80	5497.80	
	Inhibidor Sintetico para el aceite dielectrico tipo IONOL CP	Kg	75.00	5.00	375.00	375.00	
	Filtros de 0.5 micras para maquina de tratamiento	Cant.	30.00	10.00	300.00	300.00	
	Empaquetaduras de corcho y neoprene	Glb.	1.00	60.00	60.00	60.00	
						9,496.80	43.59
	MANO DE OBRA :						
	INGENIERO	H.H.	198.00	8.41	1,665.18		
	SUPERV. TEC.	H.H.	198.00	3.50	693.00		
	TECNICO	H.H.	990.00	2.25	2,227.50		
						4,585.68	21.05
	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS :						
	Herramientas varias, IPP y EPP	EST.	10%		458.57		
	Polizas de seguros	CANT.	7.00	10.00	70.00		
	Camioneta 1000 kg.	H.M	198.00	10.00	1,980.00		
	Camión grúa de 6 Tn.	H.M	16.00	40.00	640.00		
	Planta de Tratamiento de aceite dielectrico	H.M	198.00	23.00	4,554.00		
						7,702.57	35.36
COSTO DIRECTO					U.S.\$	21,785.05	
G.G., D.T. Y UTILIDADES					U.S.\$	4,357.01	
TOTAL					U.S.\$	26,142.06	

ANEXO 3

ACTIVIDAD		ANALISIS DE COSTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN SUBESTACIONES					
PROCESOS							
CAMBIO DE ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO DE 30MVA-138/10.7KV MARCA BRUCE PEEBLES DE LA S.E. TRUJILLO SUR		FECHA DE EJECUCION :		01/08/01			
		COSTO POR :		TRANSFORMADOR			
		LUGAR		SUBESTACION TRUJILLO SUR			
		CANTIDAD DE ACEITE TRATADO		19100Kg			
		TABLA DE RENDIMIENTOS (En 198 horas) POR TRAFICO					
		REN.CUADRILLA		1.0			
		FACTOR REND.		1.0			
		REN.EQUIPOS		1.0			
Transporte de Planta de Termovacio y equipos, instalacion de los mismos cerca al transformador para cambio de aceite, proveer fuentes de energia para planta de tratamiento, coordinacion e instrucciones de seguridad Recabar orden y permiso de Trabajo, Revision de Equipos, herramientas y polizas de seguros del personal Charla de Seguridad, Revision de AST(Analisis Seguro de Trabajo), Recepcion de Transformador, mediante inspección minuciosa (puntos de entrada y salida de valvulas), puesta a tierra Delimitar zona de trabajo y aterramiento solido de toda la planta de tratamiento menor a 10 ohm Toma de muestras de aceite, pruebas de rigidez dielectrica y tension Interfacial (Valores iniciales del Aceite a cambiar) Cebado del sistema con aceite dielectrico (Camaras de desgasificado, Mangueras y Bypass) antes de iniciar el proceso, no debe aparecer burbujas en todo el sistema Retirar Aceite dielectrico envejecido del Transformador, almacenar en cilindros cerrados para disposicion final en almacenes definitivos, efectuar limpieza interior y recirculacion del aceite con transformador fuera de servicio Tomar muestras de aceite, para pruebas de rigidez dielectrica y tension Interfacial (Valores finales despues del cambio de aceite) los mismos que se efectuaran con el transformador fuera de servicio Adicionar mediante proceso de termovacio el inhibidor del aceite y con el transformador en marcha Entrega de Informe, reporte y pruebas finales de analisis Fisico -Quimicos y Cromatograficos del aceite		CANTIDAD.		HORAS			
Camioneta 1000 Kg. Doble cabina, doble traccion		1.00		72.0			
Moción grua de 6.0 Tn.		1.00		16.0			
Máquina de Tratamiento de Aceite dielectrico de 2000lt/ hora		1.00		72.0			
COSTO POR : Bach. Samuel Francisco Pongo Porras							
COD	DESCRIPCION	METRADO		C O S T O S (U.S.\$)			
		UNID.	CANTID.	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL	%
	MATERIALES CONSUMIBLES :						
	Aceite dielectrico marca Shell tipo Diala "D"	Kg	19800.00	2.10	41,580.00	41580.00	
	Inhibidor Sintetico para el aceite dielectrico tipo IONOL CP	Kg	75.00	5.00	375.00	375.00	
	Filtros para maquina de tratamiento	Cant.	6.00	10.00	60.00	60.00	
	Empaquetaduras de corcho y neoprene	Glb.	1.00	60.00	60.00		
						42,075.00	90.93
	MANO DE OBRA :						
	INGENIERO	H.H.	72.00	8.41	605.52		
	SUPERV. TEC.	H.H.	72.00	3.50	252.00		
	TECNICO	H.H.	144.00	2.25	324.00		
						1,181.52	2.55
	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS :						
	Herramientas varias, IPP y EPP	EST.	10%		118.15		
	Polizas de seguros	CANT.	4.00	10.00	40.00		
	Camioneta 1000 kg.	H.M	72.00	10.00	720.00		
	Camión grua de 6 Tn.	H.M	16.00	30.00	480.00		
	Planta de Tratamiento de aceite dielectrico	H.M	72.00	23.00	1,656.00		
						3,014.15	6.51
		COSTO DIRECTO		U.S.\$		46,270.67	
		G.G., D.T. Y UTILIDADES		U.S.\$		9,254.13	
		TOTAL		U.S.\$		55,524.81	

BIBLIOGRAFÍA

1. Engelhard Corporation, Speciality Chemicals Division. "Hydrocarbon Refining with Static Bed Percolation" Petroleum Processing, Sept. 1947.
2. B.C. Hydro and Power Authority, "A Study of Factors Affecting the Efficient Reclamation of Degassed Electrical Insulating Oil", CEA/EEMAC Research Project RP 77 - 1970.
3. Kelly, J.J. "Myers, S.D., Parrish, R.H. " A Guide to Transformer Maintenance", Transformer Maintenance Institute 1981.
4. IEEE " Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for its use", IEEE Standard 637 1985.
5. Pahlavanpour, B. "In-Situ Simultaneous transformer Oil Reclamation and Transformer Desludging" Power in the Gulf - 1994.

NORMAS

ASTMD-877

ASTMD-974

ASTMD-971

ASTMD-1524

ASTMD-1298

ASTMD-1533

ASTMD-4768

ASTMD-3612

ASTM D-924

ASTM D-1816

ASTM D 2668