



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA
RECUPERACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS
CON TIERRA FULLER Y DESLODIFICACIÓN DE
BOBINADOS EN TRANSFORMADORES ”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERA EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:
María Gabriela Briones Martínez

Guayaquil – Ecuador
2005

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien me dio la capacidad para la realización y terminación de este trabajo; a mis padres, mis primeros maestros por su sacrificio y apoyo que hicieron posible cumplir esta etapa de mi vida; al Ing. Gustavo Bermúdez, Director de Tesis, por su valiosa colaboración y guía en el desarrollo de la presente tesis; a la Escuela Superior Politécnica del Litoral y a su cuerpo docente por todo el conocimiento impartido que el día de hoy me ha permitido realizar este trabajo; al Ing. Magno Briones Paredes, mi padre quien ha revertido en mí sus conocimientos y experiencias en el campo de la Ingeniería Eléctrica; y a Britransformadores y todo su personal técnico, empresa en cuyos laboratorios pude realizar las diferentes investigaciones para la realización de esta tesis.

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

MIEMBROS DEL TRIBUNAL

Ing. Miguel Yapur Auad
Sub-decano
FIEC

Ing. Gustavo Bermudez F.
Director de Tesis

Ing. Jorge Chiriboga
Miembro del Tribunal

Ing. Hernán Gutiérrez.
Miembro del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

María Gabriela Briones Martínez

RESUMEN

La presente tesis realiza un análisis técnico y económico de la recuperación de los aceites dieléctricos de transformadores mediante la utilización de tierra fuller. Este tratamiento tiene como objetivo principal remover los lodos formados en los bobinados de los transformadores como producto del envejecimiento que estos equipos experimentan durante su operación con el transcurrir de los años. Mediante esta implementación no sólo se logra mejorar las condiciones operativas de los transformadores sino que también se evita que en el país se produzca un almacenamiento muy grande de aceites dieléctricos lo cual afecta también al medio ambiente.

Por los motivos antes expuestos, en el capítulo I se realiza una descripción del proceso de envejecimiento que sufren los aceites dieléctricos así como los resultados típicos que se obtienen en las pruebas de evaluación que se efectúan a los mismos. En el capítulo II se revisan las experiencias que se tienen en el tratamiento histórico de los aceites dieléctricos. Singular importancia se da a los cuidados que deben tenerse cuando se presentan aceites con contenido de Bifenilos Policlorados (PCB), los mismos que no pueden ser recuperados con tierra fuller. En el capítulo III se describen los diferentes métodos que se tienen para la recuperación de los aceites dieléctricos utilizando tierra fuller.

En el capítulo IV se trata uno de los objetivos principales de este trabajo que es la desludificación de los bobinados de los transformadores en el proceso de recuperación con tierra fuller. Siendo la práctica internacional el realizar esta actividad de recuperación con los transformadores energizados, es decir en operación, se efectúa en el capítulo V su descripción y análisis dando una guía para su ejecución y eliminando riesgos dado lo delicado que se vuelve el trabajo cuando el equipo está bajo tensión.

Finalmente en el capítulo VI se hace la evaluación técnica y económica de la recuperación de los aceites dieléctricos y la desludificación de los bobinados frente al costo que tienen los transformadores de potencia. En el Anexo A se da una aplicación práctica de la recuperación y de las experiencias tenidas durante su desarrollo en el laboratorio. En el Anexo B se muestra el comportamiento de distintos transformadores de potencia en el tiempo después de la recuperación de su aceite con tierra fuller

INDICE GENERAL

RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	XVI
INDICE DE TABLAS	XVIII
SIMBOLOGÍA	XX
INTRODUCCIÓN	1

CAPITULO I

PROCESO DE ENVEJECIMIENTO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS

1.1 Funciones del Aceite Dieléctrico en el Transformador	3
1.2 Proceso de Envejecimiento del Aceite Dieléctrico	4
1.3 Causas del Envejecimiento del Aceite Dieléctrico	7
1.3.1 Contenido de Oxígeno	7

1.3.2 Calor	8
1.3.3 Humedad y Metales	9
1.3.4 Celulosa	10
1.3.5 Productos de Oxidación	11
1.4 Control de los Factores que Aceleran el Envejecimiento del Aceite Dieléctrico	11
1.5 Pruebas de Evaluación al Aceite Dieléctrico	13
1.5.1 Examen Visual	13
1.5.2 Color	14
1.5.3 Densidad Relativa	16
1.5.4 Punto de Anilina	17
1.5.5 Número de Neutralización	18
1.5.6 Tensión Interfacial	20
1.5.7 Inhibidor de Oxidación	21
1.5.8 Rigidez Dieléctrica	22
1.5.9 Humedad en el Aceite	25
1.5.10 Factor de Potencia del Aceite Dieléctrico	26
1.5.11 Análisis de Gases Disueltos	28
1.5.12 Análisis de Metales Disueltos	30
1.5.13 Análisis de Compuestos Furanos	31
1.5.14 Análisis de PCBs en el Aceite Dieléctrico	37
1.6 Interpretación de los Resultados de las Pruebas	38

CAPITULO II

EXPERIENCIAS EN EL TRATAMIENTO HISTÓRICO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS

2.1 Introducción	41
2.2 Visión Histórica de la Recuperación del Aceite Dieléctrico	44
2.3 Aplicación de Normas Existentes para el Tratamiento del Aceite	45
2.4 Importancia de las Pruebas Anuales en el Mantenimiento Preventivo de los Transformadores	47
2.5 Aspectos Generales de la Recuperación del Aceite Dieléctrico	50
2.6 Criterios Recomendados por la IEEE para el Análisis en la Toma de Decisión para la Recuperación de los Aceites Dieléctricos	51
2.7 No Recuperación de Aceites Dieléctricos con Contenido de PCB	53
2.7.1 Breve Historia del Desarrollo de los Aceites Dieléctricos con PCB	53
2.7.2 Efectos Ambientales y de Salud	54
2.7.3 Cómo Identificar los Aceites Dieléctricos Contaminados con PCB	56

CAPITULO III

PROCESO DE RECUPERACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS CON TIERRA FULLER

3.1 Introducción	58
3.2 Tierra Fuller	60
3.3 Métodos de Recuperación del Aceite con Tierra Fuller	62
3.3.1 Proceso de Contacto	63
3.3.2 Método de percolación	65
3.3.2.1 Unidad de tipo Cartucho	66
3.3.2.2 Percolación de Tipo Torre	68
3.4 Propiedades de las Arcillas Adsorbentes	73
3.5 Aspectos Prácticos del Tratamiento del Aceite con Tierra Fuller	76
3.6 Otros Métodos de Clarificación de Aceites Dielectricos que utilizan Tierra Fuller	80
3.6.1 Método del Ácido Sulfúrico	80
3.6.2 Proceso con Trifosfato de Sodio	81
3.6.3 Proceso con Carbón Activado y Silicato de Sodio	82
3.7 Previsiones en el Retiro de la Tierra Fuller Saturada y su Impacto en el Medio Ambiente	85

CAPITULO IV

DESLODIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES EN EL PROCESO DE REGENERACIÓN CON TIERRA FULLER

4.1	Introducción	89
4.2	Retiro de Lodos de las Bobinas y Núcleo del Transformador	91
4.2.1	Proceso de Remoción de Lodos del Transformador en Estado Energizado y Desenergizado	93
4.2.2	Limpieza con Aceite Caliente en Transformadores Energizados	97
4.2.3	Adición del Inhibidor de Oxidación	98
4.3	Equipos para la Recuperación del Aceite	99
4.4	Tecnología Fluidex	100
4.4.1	Comparación de Tecnologías	101
4.4.2	Planta de Regeneración Móvil Fluidex	106
4.4.2.1	Proceso de Absorción Permanente	108
4.4.2.2	Aplicaciones del Proceso	108
4.4.2.3	Descripción del proceso	110
4.5	Resultados del Análisis de los Aceites luego del Tratamiento con Tierra Fuller.	114
4.6	Detalles de los Cambios de Coloración que Presentan los Aceites Dieléctricos durante la Recuperación con Tierra Fuller	115

CAPITULO V

GUÍA PARA LA RECUPERACIÓN ÓPTIMA DE LOS ACEITES DIELÉCTRICOS Y DESLODIFICACIÓN DE BOBINADOS EN TRANSFORMADORES ENERGIZADOS UTILIZANDO TIERRA FULLER

5.1 Factores a Considerar durante el Proceso de Recuperación	118
5.2 Limpieza con Aceite Caliente en Estado Energizado vs. Limpieza con Aceite Caliente en Estado No Energizado	120
5.2.1 Cuando la Deslodificación de los Bobinados Requiere Tratamiento Adicional	121
5.2.2 Límites de la Deslodificación con el Transformador Energizado	122
5.2.2.1 Recuperación Inadecuada	122
5.2.2.2 Pruebas de Análisis al Aceite Dieléctrico	123
5.2.2.3 Observaciones	124
5.2.2.4 Años de Servicio del Transformador	124
5.3 Medidas de Seguridad durante el Proceso	125
5.4 Innovaciones para el Proceso	126
5.5 Eliminando Riesgos durante el Proceso de Recuperación en Estado Energizado	127
5.5.1 Presión Negativa en el Tanque del Transformador (Vacío)	127
5.5.2 Burbujas de Aire	128
5.6 Confiabilidad de la Recuperación del Aceite con el Transformador Energizado	128

CAPITULO VI

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN DE LOS ACEITES CON TIERRA FULLER Y DESLODIFICIÓN DE LOS BOBINADOS

6.1 Introducción	130
6.2 Contenido de Aceite Dieléctrico para Transformadores de Potencia de diversas capacidades.	131
6.3 Costos de Adquisición de los Transformadores Instalados vs. Costos de los Aceites Dieléctricos.	132
6.4 Costo Referencial de la Planta de Regeneración con Tierra Fuller y Equipos Complementarios.	134
6.5 Análisis Económico de la Regeneración del Aceite Dieléctrico usando Tierra Fuller.	135
6.5.1 Determinación de los costos para efectuar el cambio de los aceites en mal estado en los transformadores.	135
6.5.2 Determinación de los costos para regenerar y clarificar aceites almacenados que están en mal estado.	138
6.5.3 Determinación de los costos para recuperar aceites en mal estado y deslodificar los bobinados de los transformadores de potencia.	141

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	147
ANEXO A	
APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA RECUPERACIÓN Y EXPERIENCIAS TENIDAS DURANTE SU DESARROLLO EN EL LABORATORIO	151
ANEXO B	
EXPERIENCIA DEL COMPORTAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN EL TIEMPO DESPUÉS DE LA RECUPERACIÓN DE SU ACEITE CON TIERRA FULLER	156
BIBLIOGRAFÍA	164

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1:	Escala de colores del 0.5 al 8.0	15
FIGURA 1.2:	Fotos microscópicas de aceites con distinto grado de acidez	19
FIGURA 1.3:	Grado de Polarización vs. Acidez	32
FIGURA 2.1:	Capas sólidas de lodo formadas en el devanado del transformador	48
FIGURA 2.2:	Clasificación de los aceites dieléctricos según el color	50
FIGURA 2.3:	Almacenamiento de aceites contaminados con PCB	55
FIGURA 2.4:	Kit de prueba para detectar el contenido de PCB en los aceites dieléctricos	57
FIGURA 3.1:	Principio de Adsorción de la Tierra Fuller	59
FIGURA 3.2:	Proceso de contacto	63
FIGURA 3.3:	Unidad de tipo cartucho	67
FIGURA 3.4:	Sistema de percolación con columnas acondicionadas	69
FIGURA 3.5:	Diagrama esquemático del filtro de tierra fuller	72
FIGURA 3.6:	Adsorción con arcilla Atapulguita	75
FIGURA 3.7:	Adsorción con arcilla Porocel	76
FIGURA 3.8:	Tratamiento con ácido sulfúrico	81
FIGURA 3.9:	Tratamiento con trifosfato de sodio	82
FIGURA 3.10:	Tratamiento con carbón activado y silicato de sodio	83
FIGURA 4.1:	Instalación para añadir el inhibidor de oxidación	99

FIGURA 4.2: Planta de regeneración Fluidex con columnas de tierra fuller reactivables	102
FIGURA 4.3: Sistema convencional de tratamiento del aceite con tierra fuller	104
FIGURA 4.4: Planta de regeneración móvil Fluidex	107
FIGURA 4.5: Flujo esquemático de la planta de regeneración de aceite Fluidex	111
FIGURA 4.6: Cambio de coloración del aceite luego del tratamiento con tierra fuller utilizando la tecnología Fluidex	117
FIGURA 4.7: Escala de colores de la degradación de los aceites dieléctricos	116

INDICE DE TABLAS

TABLA 1.1	Vida útil del aceite en función de su temperatura	9
TABLA 1.2	Resultados de la prueba de color	15
TABLA 1.3	Resultados de la prueba de densidad relativa	17
TABLA 1.4	Resultados de la prueba de número de neutralización	19
TABLA 1.5	Resultados de la prueba de tensión interfacial	21
TABLA 1.6	Resultados de la prueba de contenido de inhibidor de oxidación	22
TABLA 1.7	Resultados de la prueba de rigidez dieléctrica (1 mm de separación)	24
TABLA 1.8	Resultados de la prueba de rigidez dieléctrica (2 mm de separación)	24
TABLA 1.9	Resultados de la prueba de contenido de humedad	25
TABLA 1.10	Resultados de la prueba de factor de potencia al aceite (100° C)	27
TABLA 1.11	Resultados de la prueba de factor de potencia al aceite (25° C)	27
TABLA 1.12	Análisis de gases disueltos en el aceite	29
TABLA 1.13	Análisis de compuestos furanos	34
TABLA 1.14	Análisis del contenido de furanos	36
TABLA 1.15	Pruebas ASTM más importantes para aceites aislantes en Operación	39

TABLA 2.1	Correlación entre el número de neutralización y la formación de lodos en un transformador inmerso en aceite	49
TABLA 2.2	Correlación entre la tensión interfacial y la formación de lodos en un transformador inmerso en aceite	49
TABLA 3.1	Composición Química de la arcilla atapulguita y la bauxita Porocel.	73
TABLA 3.2	Propiedades Físicas de la arcilla atapulguita y la bauxita Porocel.	74
TABLA 4.1	Número de recirculaciones necesarias para la remoción de lodos	94
TABLA 4.2	Sistema Fluidex vs. sistemas convencionales de recuperación	106
TABLA 4.3	Análisis de los Aceites luego del Tratamiento Fluidex	115
TABLA 5.1	Condiciones recomendadas por la ASTM para procesar aceite dieléctrico inhibido	120
TABLA 6.1	Contenido de aceite de transformadores de 69 y 13.8 kV	131
TABLA 6.2	Costo del aceite que contienen los transformadores de potencia	133
TABLA 6.3	Costo referencial de los transformadores de potencia	133
TABLA 6.4	Costo del aceite dieléctrico vs. costo del transformador de potencia	134
TABLA 6.5	Relación entre el costo del cambio de aceite dieléctrico y el costo del transformador de potencia	137

SIMBOLOGÍA

ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales

IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

IEC: Comisión Internacional Electrotécnica

PCB: Bifenilos Policlorados

DBPC: Inhibidor 2.6 Ditercio-Butil-Para-Cresol

DBP: Inhibidor 2.6 Diercio-Butil-Fenol

KOH: Hidróxido de Potasio

SiO₂: Hexafluoruro de Azufre

SiO₂: Óxido de Silicio

Al₂O₃: Óxido de Aluminio

MgO: Óxido de Magnesio

Fe₂O₃: Óxido de Hierro

CaO: Óxido de Calcio

TiO₂: Óxido de Titanio

PPM: Partes por Millón

PPB: Partes por Billón

RVM: Materia de Volatilidad Regular

LVM: Materia de Volatilidad Baja

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la operación del Sistema Nacional Interconectado a 230 KV iniciada en el año 1981 establece una pauta de la infraestructura y desarrollo que nuestro país ha tenido en lo que corresponde a transformadores de potencia, que a ese nivel de voltaje ha permitido integrar y servir a los diferentes sectores del país. A su vez las empresas eléctricas han tenido que realizar el montaje de diferentes transformadores de potencia para de esta manera aprovechar la energía eléctrica que se recibe del Sistema Nacional Interconectado.

Por lo expuesto, hoy en día en el país existe una gran cantidad de transformadores de potencia con más de 20 años de vida cuyos aceites dieléctricos, como producto de su envejecimiento natural, se encuentran deteriorados en función de la carga y del régimen de operación a que se han visto expuestos. Tomando en consideración que un transformador está diseñado para trabajar más de 30 años, se vuelve importante no sólo establecer el control periódico de su aceite sino tomar los correctivos del caso cuando es necesario recuperar o cambiar el aceite del equipo.

Los transformadores de potencia poseen una considerable cantidad de aceite, lo cual origina que su cambio tenga un costo considerable. En nuestro país hoy en día el transformador de potencia de mayor capacidad que existe es de 300 MVA

marca Siemens de 230/138 KV que se encuentra instalado en la subestación Pomasqui del Sistema Nacional Interconectado utilizado para la interconexión con Colombia y cuyo contenido de aceite es alrededor de 10000 galones. Frente a lo expuesto, el objetivo de este trabajo es presentar como alternativa al cambio del aceite en un transformador de potencia, realizar su recuperación y clarificación utilizando para ello tierra fuller realizando a su vez el análisis económico de los procesos a efectuarse.

Este trabajo también tiene como fin el realizar un análisis económico del proceso a seguir en el reciclado de los aceites dieléctricos en vista de que el desarrollo de este proceso no está implementado en el Ecuador a pesar del ahorro de divisas que representa, ya que los aceites dieléctricos deben ser importados por no producirse en el país. Por otro lado la recuperación del aceite dieléctrico tiene la gran ventaja de evitar el almacenamiento de grandes cantidades de aceite en mal estado con un proceso de deterioro constante protegiendo así el medio ambiente.

CAPITULO I

PROCESO DE ENVEJECIMIENTO DE LOS ACEITES DIELÉCTRICOS

1.1 Funciones del Aceite Dieléctrico en el Transformador

Los primeros diseños de los transformadores dependían del aceite mineral para proveer transferencia de calor y para mantener aisladas las partes energizadas. A medida que se desarrolló la utilización del aceite mineral se sabe que éste cumple cuatro funciones que contribuyen con la operación del transformador.

Las cuatro funciones del aceite de transformador son:

- Actuar como un material dieléctrico y aislante.
- Proveer la transferencia de calor y actuar como un medio refrigerante.
- Proteger el aislamiento sólido y actuar como barrera entre el papel y los efectos dañinos del oxígeno y la humedad.
- Probar las condiciones internas del transformador y actuar como una herramienta de diagnóstico para evaluar el estado del aislamiento sólido.

Los dos materiales aislantes usados en los transformadores son el papel Kraft (aislamiento sólido) y el aceite mineral (líquido aislante), por lo tanto el dieléctrico en el transformador es la combinación de ambos materiales. El aceite protege al papel de los efectos del calor y de la humedad.

Asimismo el aceite absorbe el exceso de calor del núcleo y bobinas del transformador y lo transporta a la periferia del transformador en donde finalmente se disipa el calor a la atmósfera.

A medida que el aceite envejece, disminuye su capacidad para cumplir estas funciones. Como consecuencia de esto, aparecen los productos de oxidación en el aceite los cuales se precipitan formando depósitos de lodo en el transformador. Este lodo impide el flujo del aceite a través de las bobinas lo que impide una apropiada transferencia de calor provocando un sobrecalentamiento que reduce la vida útil del transformador.

1.2 Proceso de Envejecimiento del Aceite Dieléctrico

El aceite se envejece debido a su oxidación. Los hidrocarburos reaccionan con el oxígeno disuelto formando productos de oxidación en el aceite. Estas reacciones de oxidación incluyen los siguientes efectos:

a. Activación de los átomos de Hidrógeno

Los átomos de hidrógeno se activan cuando se ven expuestos al calor, luz solar y al campo magnético presente en el núcleo del transformador y esto hace que los átomos de hidrógeno situados en la periferia de las moléculas de los hidrocarburos se desprendan momentáneamente de ellas y vuelvan a su lugar de origen. Este fenómeno se conoce con el nombre de resonancia del átomo de hidrógeno y como consecuencia del mismo, en un transformador de potencia se produce un zumbido intenso conocido como efecto corona.

b. Formación de los Radicales

Si el grado de activación que reciben los átomos de hidrógeno es suficientemente grande, entonces ellos se desprenden definitivamente de las moléculas de hidrocarburos a las cuales pertenecen y originan así los radicales.

c. Combinación de estos radicales con el oxígeno

Por cuanto los radicales son átomos activados de hidrógeno se combinan rápidamente con el oxígeno presente en el transformador para formar agua o moléculas de hidrógeno menos activas químicamente. Todos los compuestos que se forman de la oxidación natural del aceite son de naturaleza ácida, por lo cual el grado de oxidación del aceite dieléctrico se mide mediante los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar a esos compuestos ácidos.

d. Aceleración de las Reacciones de Oxidación

Una vez que se ha iniciado el proceso de oxidación del aceite dieléctrico, los compuestos oxigenados que se forman sirven de catalizadores para propiciar posteriores reacciones de oxidación de los hidrocarburos presentes en el aceite.

e. Formación de Lodos en el Transformador

La formación de los lodos en los aceites para transformadores supone la realización continua de las reacciones de oxidación e hidratación,

seguidas de una aglomeración posterior de los complejos moleculares resultantes de ellas.

1.3 Factores que Aceleran el Envejecimiento del Aceite Dieléctrico

Entre los factores que aceleran la oxidación de los aceites dieléctricos se encuentran los siguientes:

1.3.1 Contenido de Oxígeno

El contenido de oxígeno tiene un impacto en la rapidez con que la reacción de oxidación ocurre en el transformador. La mayor parte del oxígeno contenido en el aceite de transformador es de origen atmosférico. El aire contiene un 20% de oxígeno, el cual se disuelve en el aceite expuesto al aire. El contenido de oxígeno puede incrementarse debido a fugas en el equipo. A temperaturas por encima de los 70° C, este oxígeno puede reaccionar con el aceite acelerando su proceso de envejecimiento.

Un transformador completamente abierto a la atmósfera o con respiración libre puede tener hasta 30,000 ppm (partes por millón) de oxígeno disuelto en el aceite. Una unidad sellada, con nitrógeno y cuyo aceite ha sido desgasificado con vacío tiene un contenido

de 3000 ppm de oxígeno lo que equivale a una disminución del 90% del mismo. Un transformador llenado con vacío, con aceite en buenas condiciones y con un sistema de continua presión de nitrógeno va a contener 300 ppm de oxígeno lo que equivale a una remoción del 99% del mismo lo cual no genera reacciones de oxidación.

Se considera que la cantidad mínima necesaria de oxígeno para que se lleve a cabo la oxidación del aceite es de 1000 a 2000 ppm. Si la cantidad de oxígeno excede este límite, éste puede ser eliminado mediante un desgasificado con vacío.

1.3.2 Calor

Las reacciones químicas de oxidación se aceleran a altas temperaturas debido a que como se mencionó anteriormente el calor es un factor que contribuye a activar los átomos de hidrógenos de las moléculas de los hidrocarburos para la formación de los radicales. Pues bien, a mayor temperatura habrá mayor radicales y por lo tanto mayores oportunidades para que se realicen las reacciones de oxidación.

En la Tabla 1.1 se puede observar cómo disminuye rápidamente la vida útil de un aceite dieléctrico cuando aumenta la temperatura de operación del transformador donde se lo utiliza. Cabe indicar además que a mayor temperatura también es mayor la degradación de la celulosa del papel dieléctrico. En vista de lo expuesto, es muy conveniente mantener temperaturas moderadas que no superen los 60° C en los transformadores inmersos en aceite.

VIDA ÚTIL DEL ACEITE EN FUNCIÓN DE SU TEMPERATURA	
Temperatura	Vida Útil del Aceite
60° C	20 años
70° C	10 años
80° C	5 años
90° C	2.5 años
100° C	1.2 años
110° C	0.5 años

TABLA 1.1

1.3.3 Humedad y Metales

La oxidación del aceite se acelera en presencia de un alto contenido de humedad. Se conoce que si se duplica el contenido de humedad en aceite, se duplica también la velocidad con que ocurre el proceso de oxidación del aceite. Esto se debe a que a mayor cantidad de agua presente en el transformador, será mayor la cantidad de oxígeno que se producirá a partir de ella.

Igualmente el hierro y el cobre actúan como catalizadores, es decir que aceleran las reacciones de oxidación. Se sabe que el cobre acelera la reacción más que el hierro. Estudios adicionales indican que los otros metales que constituyen el transformador también promueven la oxidación del aceite.

1.3.4 Celulosa

Se conoce que las moléculas que forman el papel en el aislamiento sólido contribuyen con el envejecimiento del aceite dieléctrico.

- El papel actúa como catalizador acelerando la reacción de oxidación del aceite.
- El papel forma ácidos orgánicos al romperse los cuales actúan agresivamente destruyendo aún más las moléculas de celulosa.
- El papel absorbe el agua y los productos de oxidación del aceite, formando así enlaces de hidrógeno con la celulosa que debilitan el papel pero lo vuelven más resistente a la remoción del agua y los productos de oxidación de su superficie.

Los efectos del calor, oxígeno y humedad reducen la resistencia del papel causando su deterioro. Se conoce que el 85% de las fallas en los transformadores ocurren debido al debilitamiento del papel.

1.3.5 Productos de Oxidación

Los productos de oxidación se forman y se acumulan dentro del papel. Una vez comenzada la oxidación del aceite, los productos de oxidación funcionan como catalizadores que aceleran el deterioro del aceite. La oxidación del aceite ocurre gradualmente, sin embargo, al llegar el aceite a un valor crítico de acidez de 0.25 mg KOH / g (miligramos de hidróxido de potasio por gramo de aceite) , ésta se acelera de manera violenta y difícil de controlar.

Si durante el mantenimiento del aceite los productos de oxidación no son removidos completamente, la degradación del aceite luego de su tratamiento es aún más rápida que originalmente.

1.4 Control de los Factores que Aceleran el Envejecimiento del Aceite

Dieléctrico

Es difícil evitar la presencia de celulosa en el papel, catalizadores metálicos, o el esfuerzo eléctrico, sin embargo, el mantenimiento del aceite dieléctrico nos ayuda a controlar muchas de las otras condiciones que aceleran el proceso del envejecimiento del mismo tales como la absorción de humedad y las altas temperaturas de operación del transformador.

Como se explicó anteriormente el contenido de oxígeno y humedad puede reducirse durante la instalación del aceite en el transformador. Asimismo la temperatura de operación del transformador puede ser controlada evitando la sobrecarga del equipo, proporcionando un buen sistema de ventilación, y manteniendo la pintura y los bushings en buenas condiciones. La pintura del transformador en buenas condiciones permite una rápida radiación del calor y es capaz de reflejar los rayos solares evitando así la acumulación de calor en el interior del equipo en las horas máxima incidencia. Por otro lado, los bushings no deben presentar fugas ya que esto a su vez origina la absorción de humedad en el transformador y por ende se produce un aumento en la temperatura del mismo.

Las pruebas realizadas al aceite dieléctrico sirven para monitorear la oxidación del mismo. Si los resultados indican la presencia de productos de oxidación, éstos pueden ser removidos mediante un

mantenimiento. Asimismo la vida del aceite puede extenderse utilizando inhibidores, es decir sustancias químicas que añadidas en pequeñas cantidades al aceite dieléctrico contribuyen a retardar su proceso de oxidación.

1.5 Pruebas de Evaluación al Aceite Dieléctrico

Las pruebas de diagnóstico realizadas al aceite dieléctrico forman parte de un correcto programa de mantenimiento. Estas pruebas deben realizarse mínimo una vez al año y son muy útiles para predecir cuándo un equipo debe ser removido de servicio antes de que ocurra una falla.

A continuación se detallan cada una de las pruebas de rutina que deben ser realizadas a los aceites dieléctricos junto con sus parámetros de aceptación de acuerdo a los métodos aprobados por la ASTM (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).

1.5.1 Examen Visual

La muestra de aceite debe ser revisada visualmente para detectar turbidez, partículas en suspensión, sedimento o lodo, carbón, o agua libre en el aceite dieléctrico. La norma ASTM D 1524 indica que un

aceite aceptable debe ser claro, brillante y libre de cualquier tipo de contaminación, de lo contrario, debe investigarse la causa.

Generalmente la turbidez indica la presencia de gotas de agua, carbón o lodo en el aceite, siendo el carbón señal de presencia de arcos en el transformador. Asimismo el lodo puede ser analizado microscópicamente para determinar su causa, acompañado de la pruebas al aceite que se mencionarán a continuación.

1.5.2 Color

Existen dos métodos para realizar la prueba de color a los aceites dieléctricos basados en las normas ASTM D 1500 y el ASTM D 1524. Ambos métodos comparan el color de la muestra de aceite con una escala de colores del 0.5 al 8.0 (figura 1.1). El color del aceite dieléctrico nuevo es muy bajo, casi transparente por lo que su valor es menor a 0.5. A medida que el aceite se envejece, éste se oscurece llegando a valores cercanos a 8.0.

La prueba de color es un parámetro para medir el deterioro del aceite, sin embargo, no es del todo confiable. Un aceite malo que contiene humedad puede tener un color claro y a su vez un aceite

más oscuro puede tener un índice de calidad alto luego de ser filtrado y desgasificado.

La clasificación de los resultados de la prueba de color es indicada en la tabla 1.2.

COLOR	
Aceptable ≤ 3.5	Inaceptable > 3.5

TABLA 1.2



FIGURA 1.1: ESCALA DE COLORES DEL 0.5 AL 8.0

1.5.3 Densidad Relativa

La densidad relativa es también llamada gravedad específica y es una propiedad física de los aceites dieléctricos dada por la relación entre la masa de un volumen específico de aceite y la masa del mismo volumen de agua a la misma temperatura. Para llevar a cabo esta prueba se coloca el aceite en un cilindro en donde seguidamente se deposita un hidrómetro que se hunde parcialmente en el aceite. La superficie del aceite cruza el hidrómetro en una de sus divisiones marcadas indicando así el valor de la densidad relativa del aceite.

El aceite dieléctrico está formado por hidrocarburos cuyo origen puede ser nafténico, parafínico o aromático de acuerdo a su estructura molecular. El aceite de transformador de origen nafténico tiene una densidad relativa entre 0.84 y 0.91, sin embargo la mayoría de los aceites en servicio se encuentran en un rango de densidad relativa entre 0.86 y 0.89. Los valores menores a 0.84 indican que el aceite es de origen parafínico. Los valores mayores a 0.91 indican una contaminación del aceite posiblemente de PCB (Bifenilos Policlorados). Cabe indicar que la densidad relativa del aceite no cambia a medida que éste se envejece debido a que el efecto de la oxidación tiene poca incidencia en esta prueba.

La clasificación de los resultados de esta prueba es mostrada en la tabla 1.3.

DENSIDAD RELATIVA		
Acceptable 0.84 a 0.91	Cuestionable < 0.84	Inaceptable > 0.91

TABLA 1.3

1.5.4 Punto de Anilina

El punto de anilina es la temperatura a la cual el aceite dieléctrico disuelve completamente a un volumen igual de anilina. La anilina es un compuesto orgánico cuya denominación química es fenol-amina la cual es poco soluble en el aceite dieléctrico. La anilina se vuelve más soluble en el aceite cuando se aumenta la temperatura del mismo.

En especificaciones vigentes para los aceites dieléctricos, se establece que el punto de anilina debe ser entre 63° C hasta 84° C máximo. Un aceite dieléctrico con un bajo punto de anilina (menos de 80° C) disolverá mayor cantidad de lodos a temperaturas moderadas. De esta forma el lodo no se depositará en el transformador y por lo tanto, no se ensuciarán sus partes energizadas

ni se tapan los conductos por donde circula el aceite para enfriar el equipo.

El resultado de la prueba de anilina puede ser utilizado también para estimar la naturaleza del aceite dieléctrico. Cuando el producto muestra valores de punto de anilina entre 65° y 75° C, esto es una indicación de su naturaleza nafténica.

1.5.5 Número de Neutralización (Acidez)

Cuando el aceite se envejece, algunos de los productos de oxidación que se forman son ácidos, lo que significa que pueden reaccionar y neutralizarse con materiales alcalinos. Los métodos estándares para calcular el número de neutralización o de acidez utilizan el hidróxido de potasio (KOH) que reacciona con los componentes ácidos que se encuentran en el aceite. La cantidad de KOH necesarios para esta reacción está dada por un cambio de color del indicador incluido en el aceite o por un cambio eléctrico medido por electrodos. El número de acidez es expresado en miligramos de KOH por gramo de muestra de aceite. La clasificación de los resultados de esta prueba se muestra en la tabla 1.4.

NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN (mg KOH / g muestra)		
Acceptable ≤ 0.05	Cuestionable > 0.05 ≤ 0.10	Inaceptable > 0.10

TABLA 1.4

Los rangos cuestionable e inaceptable indican que el aceite se ha oxidado y por lo tanto es recomendable una limpieza del equipo con aceite caliente. Existen tres métodos para realizar esta prueba, sin embargo, el más usado es el mencionado en la norma ASTM D 974. Este método utiliza un proceso de titración automatizada, en el cual se agrega hidróxido de potasio hasta que ocurra un inesperado cambio de color con lo cual se conoce la concentración de ácido en el aceite dieléctrico.

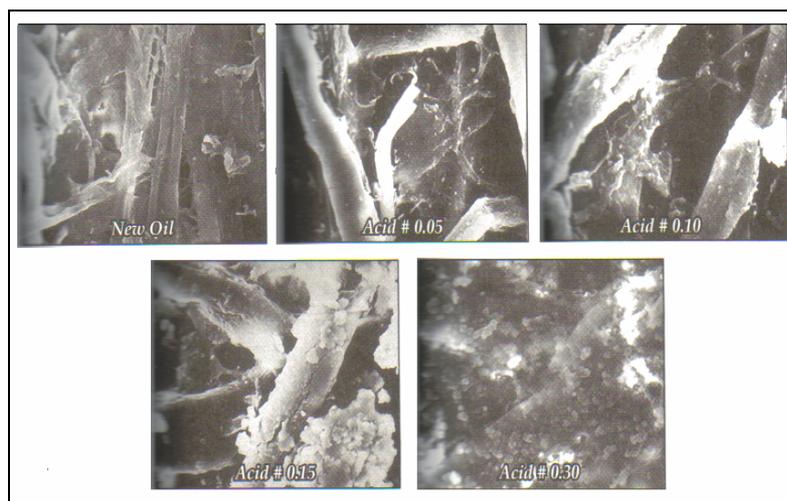


FIGURA 1.2: FOTOS MICROSCÓPICAS DE ACEITES CON DISTINTO GRADO DE ACIDEZ

1.5.6 Tensión Interfacial

El agua y el aceite dieléctrico no se mezclan, por lo tanto, al ponerse en contacto los dos líquidos, éstos se separan y se forma entre ellos una interfase o barrera. Para mover un objeto de una fase a otra a través de la interfase, es necesario aplicar cierta fuerza. La tensión interfacial es por lo tanto, la tensión de la barrera entre el aceite y el agua.

Se sabe que el aceite dieléctrico nuevo, limpio y bien refinado posee una tensión interfacial relativamente alta, medida en dinas por centímetro. A medida que el aceite se envejece, los componentes polares formados como producto de la oxidación debilita la interfase entre el aceite y el agua, reduciendo así la tensión interfacial. Esto se debe a que las moléculas polares son parcialmente solubles tanto en el aceite como en el agua, y por lo tanto, éstas se ubican en la interfase.

Existen dos métodos para calcular la tensión interfacial del aceite dieléctrico. El método basado en la norma ASTM D 971 o método del anillo, utiliza un tensiómetro para calcular la tensión entre el aceite y el agua destilada. El método descrito en la norma ASTM D 2285 o método de la gota de agua calcula la tensión interfacial de las

gotas de agua que permanecen suspendidas desde una aguja inmersa en la muestra de aceite.

La clasificación de los resultados de esta prueba está indicada en la tabla 1.5.

TENSIÓN INTERFACIAL (dinas / cm)		
Aceptable ≥ 32	Cuestionable ≥ 28 < 32	Inaceptable < 28

TABLA 1.5

1.5.7 Inhibidor de Oxidación

El 2,6-ditercio-butil para-cresol (DBPC) y el 2,6-ditercio-butil fenol (DBP) son utilizados como inhibidores que retrasan el proceso de oxidación del aceite de transformador. Se recomienda el uso de estos inhibidores en el aceite cuyo contenido de oxígeno excede los 1000 ppm y para el aceite recuperado con tierra fuller. Esta prueba es muy importante ya que frecuentemente el consumo de este inhibidor es un indicador de la necesidad de realizar un mantenimiento al aceite.

Existen dos métodos para realizar esta prueba en donde se detectan ambos compuestos el DBPC y el DBP. El método basado en la norma ASTM D2668 utiliza un espectrofotómetro infrarrojo para determinar el contenido de inhibidor, mientras que el método descrito en la norma ASTM D 4768 utiliza la cromatografía de gases. Ambos métodos dan resultados similares y el contenido de inhibidor de oxidación lo presentan como porcentaje de peso del total del inhibidor del aceite. El nivel óptimo para el inhibidor de oxidación es 0.3% en el aceite.

La clasificación de los resultados de la prueba de contenido de inhibidor de oxidación en porcentaje de peso es la siguiente.

CONTENIDO DE INHIBIDOR DE OXIDACIÓN		
Acceptable $\geq 0.2\%$	Cuestionable $\geq 0.1\%$ $< 0.2\%$	Inaceptable $< 0.1\%$

TABLA 1.6

1.5.8 Rigidez Dieléctrica

El propósito de realizar la prueba de rigidez dieléctrica es evaluar la capacidad del aceite para soportar un esfuerzo eléctrico, la cual se

reduce si el aceite contiene agua, partículas conductivas y cualquier tipo de contaminación.

Existen dos métodos para realizar la prueba de rigidez dieléctrica a los aceites dieléctricos el basado en la norma ASTM D 877 y el descrito en la norma ASTM D 1816. Ambos métodos miden la rigidez dieléctrica utilizando una celda de prueba en donde se deposita la muestra de aceite y que contiene dos electrodos espaciados los cuales son expuestos a un voltaje cada vez mayor hasta que se produzca una descarga a través del aceite de un electrodo a otro. Para el método de la norma D 877 la distancia entre los electrodos en forma de disco es de 0.1 pulgadas y el voltaje sobre éstos se incrementa en 3,000 voltios cada segundo. El método de la norma D1816 utiliza electrodos esféricos con una distancia de separación de 0.04 ó 0.08 pulgadas (1 ó 2 milímetros) y con una tasa de incremento de voltaje de 500 voltios por segundo.

El método de la norma ASTM D 1816 es actualmente el más recomendado por ser más sensible a la humedad, compuestos polares y productos de oxidación del aceite. Asimismo la celda de prueba de este método incluye un agitador que permite que el aceite contaminado fluya a través de los electrodos y sea considerado en el valor de la rigidez dieléctrica.

La clasificación para los resultados de la prueba de rigidez dieléctrica utilizando la norma D 1816 depende del voltaje primario del transformador y de la distancia de separación entre los electrodos del equipo de prueba tal como se puede apreciar en las tablas 1.7 y 1.8.

RIGIDEZ DIELECTRICA (1 mm separación)			
Voltaje Primario	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
$\leq 69 \text{ kV}$	$\geq 23 \text{ kV}$	$< 23 \text{ kV}$ $\geq 18 \text{ kV}$	$< 18 \text{ kV}$
$> 69 \text{ kV}$ $< 230 \text{ kV}$	$\geq 28 \text{ kV}$	$< 28 \text{ kV}$ $\geq 23 \text{ kV}$	$< 23 \text{ kV}$
$\geq 230 \text{ KV}$	$\geq 30 \text{ kV}$	$< 30 \text{ kV}$ $\geq 25 \text{ kV}$	$< 25 \text{ kV}$

TABLA 1.7

RIGIDEZ DIELECTRICA (2 mm separación)			
Voltaje Primario	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
$\leq 69 \text{ kV}$	$\geq 40 \text{ kV}$	$< 40 \text{ kV}$ $\geq 35 \text{ kV}$	$< 35 \text{ kV}$
$> 69 \text{ kV}$ $< 230 \text{ kV}$	$\geq 47 \text{ kV}$	$< 47 \text{ kV}$ $\geq 42 \text{ kV}$	$< 42 \text{ kV}$
$\geq 230 \text{ KV}$	$\geq 50 \text{ kV}$	$< 50 \text{ kV}$ $\geq 45 \text{ kV}$	$< 45 \text{ kV}$

TABLA 1.8

1.5.9 Humedad en el Aceite

El método de la norma ASTM D 1533 determina el contenido de humedad en el aceite dieléctrico mediante el proceso automático de titración de Karl Fisher. La prueba consiste en inyectar una muestra de aceite en el equipo de prueba, al cual se le agrega ciertos reactivos hasta encontrar el contenido de agua presente en la muestra. El equipo calcula electrónicamente el contenido de humedad en partes por millón a partir del volumen del aceite inyectado y la cantidad de reactivo consumido.

La humedad en el aceite aumenta el riesgo de una falla en el transformador, debido a que el agua presente en el aceite puede entrar en contacto con conductores energizados. Asimismo la humedad acelera el proceso de envejecimiento del aislamiento sólido y líquido, causando un daño permanente y una prematura pérdida de la vida útil del transformador.

La clasificación de los resultados de la prueba de contenido de humedad del aceite dieléctrico es indicada en la tabla 1.9.

CONTENIDO DE HUMEDAD (PPM)		
Acceptable < 30	Cuestionable ≥ 30 < 35	Inacceptable ≥ 35

TABLA 1.9

1.5.10 Factor de Potencia del Aceite Dieléctrico

La prueba de factor de potencia es un excelente indicador del estado del aceite dieléctrico. Cuando el aceite es expuesto a un campo alterno, se dan pérdidas dieléctricas que causan dos efectos. La corriente resultante se desvía fuera de fase con el campo alterno, y la energía de las pérdidas se disipa como calor. La prueba de factor de potencia del aceite dieléctrico es una medida directa de estas pérdidas.

El aceite dieléctrico nuevo, limpio y seco tiene un valor de factor de potencia bajo. Este valor de factor de potencia se incrementa debido a la presencia de humedad u otros contaminantes en el aceite y también como producto del envejecimiento y oxidación del aceite.

La prueba de factor de potencia se realiza generalmente a dos temperaturas: 25° C y 100° C. Sin embargo, la prueba realizada a 100° C es más sensible a los pequeños cambios en las características del aceite. El factor de potencia del aceite puede reducirse a través de la recuperación del aceite, secado y limpieza del equipo con aceite caliente.

Según la norma ASTM D 924, la prueba es realizada colocando la muestra de aceite en una celda de prueba la cual tiene dos cortezas, una interna y otra externa con una separación en el medio en donde se deposita el aceite. Cuando las dos celdas se energizan con corriente AC, el aceite es expuesto a un campo alterno, produciéndose así las pérdidas que son medidas por el instrumento de prueba.

La clasificación de los resultados de la prueba de factor de potencia del aceite dieléctrico es indicada en las tablas 1.10 y 1.11.

FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE DIELECTRICO (100° C)		
Aceptable < 3.0%	Cuestionable ≥ 3.0% ≤ 4.0%	Inaceptable > 4.0%

TABLA 1.10

FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE DIELECTRICO (25° C)		
Aceptable < 0.1%	Cuestionable ≥ 0.1% ≤ 0.3%	Inaceptable > 0.3%

TABLA 1.11

1.5.11 Análisis de Gases Disueltos

Los gases disueltos en el aceite dieléctrico se generan como producto de los esfuerzos térmicos y eléctricos que soporta el transformador. El proceso normal de envejecimiento del aceite no genera una cantidad considerable de gases, sino que son las fallas las que alteran el contenido de gases en el aceite dieléctrico, por lo que pueden ser detectadas mediante el análisis del mismo.

El método más práctico para identificar los gases combustibles en el aceite es la cromatografía de gases la cual permite realizar el análisis cualitativo y cuantitativo de los mismos (norma ASTM D 3612). El cromatógrafo de gases es un medio para separar los gases componentes en una columna para luego ser detectados individualmente y por lo tanto incluye un cilindro de gas, controlador de flujo, regulador de presión, puerto para inyectar la muestra de aceite, detector, termostatos y un microprocesador para el análisis de datos y resultados.

La detección del gas hidrógeno es muy importante por ser el que más fácilmente se libera ante la presencia de una falla eléctrica (arco o efecto corona). El oxígeno es uno de los gases clave en el proceso de oxidación. Asimismo un incremento del contenido de oxígeno

también puede ser indicativo de fugas, mientras que un rápido descenso del mismo puede ser indicativo de sobrecalentamiento. Un excesivo contenido de nitrógeno puede contribuir a la formación de burbujas de gas en el aceite.

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DIELÉCTRICO (PPM)				
Gases Generados	Rango Normal	Rango de Precaución	Rango de Advertencia	Diagnóstico de Falla
Hidrógeno (H ₂)	< 100	100 - 700	> 700	Descargas parciales
Metano (CH ₄)	< 120	120 - 400	> 400	Puntos Calientes
Acetileno (C ₂ H ₂)	< 2	2 – 5	> 5	Arcos en Aceite
Etileno (C ₂ H ₄)	< 50	50 – 100	> 100	Sobrecalentamiento del Aceite
Etano (C ₂ H ₆)	< 65	65 – 100	> 100	Descargas de baja intensidad
Óxido de Carbono (CO)	< 350	350 – 570	> 570	Sobrecalentamiento de la Celulosa
Total de Gases	< 700	700 - 1900	> 1900	Descomposición del sistema de aislamiento

TABLA 1.12

De acuerdo a la tabla 1.12 el contenido total de gases en el aceite en el rango de 0-700 ppm indica la operación satisfactoria del transformador. El rango de 700 a 1900 ppm sugiere un análisis más frecuente del aceite pero si el contenido de gases supera los 1900

ppm debe identificarse la causa para tomar los correctivos necesarios.

1.5.12 Análisis de Metales Disueltos

El Método de la norma ASTM D 3635 analiza el contenido de cobre disuelto en el aceite dieléctrico mediante una Espectrometría de Absorción Atómica. La mayoría de los laboratorios están interesados en detectar y cuantificar la presencia de otros metales disueltos en el aceite por lo que realizan simultáneamente una Espectrometría de Plasma Acoplado Inductivamente (ICP).

El ICP puede detectar una gran cantidad de metales, pero es realizado especialmente para detectar hierro, cobre y aluminio por tratarse de aceite de transformador. El método consiste en inyectar una muestra de aceite en una llama de plasma inducido de frecuencia radial a aproximadamente 10,000° C. Los compuestos del aceite son completamente destruidos dejando únicamente los átomos de los metales presentes en el mismo. A estas temperaturas extremadamente altas, los átomos de los metales se excitan para emitir longitudes de ondas de luz cuyas intensidades son grabadas por un detector e indicando la cantidad específica de los metales presentes dada en fracciones de partes por millón.

El análisis de los metales disueltos en el aceite dieléctrico es muy útil para identificar y localizar las fallas en el transformador diagnosticadas con la cromatografía de gases disueltos. Se conoce que los arcos, chisporroteos y puntos calientes pueden disolver metales en el aceite y de no corregirse este problema podría ocurrir una falla en el transformador.

En los laboratorios el rango aceptable para el cobre, hierro y aluminio es de 0.025 a 0.100 ppm. Se considera que un incremento en la cantidad de metal de 0.25 ppm entra en el rango inaceptable.

1.5.13 Análisis de Compuestos Furanos

El aislamiento sólido en un transformador está constituido por el papel, el cual a su vez está hecho de fibras de celulosa. La celulosa es un polímero formado por moléculas de glucosa. Cuando el papel es nuevo el polímero de celulosa contiene aproximadamente de 1000 a 1200 moléculas de glucosa. Sin embargo, en el momento de su secado e instalación en el transformador, la cadena de celulosa en el papel se reduce llegando a tener de 800 a 1000 moléculas de glucosa.

La longitud de la cadena de celulosa es conocida como Grado de Polimerización (DP) del papel. A medida que el papel se envejece, se rompen estas cadenas reduciendo así la resistencia mecánica del papel. Cuando el grado de polimerización se reduce a 200, el papel está tan débil que cualquier esfuerzo podría romperlo y ocasionar una falla llegando al final de la vida útil del transformador.

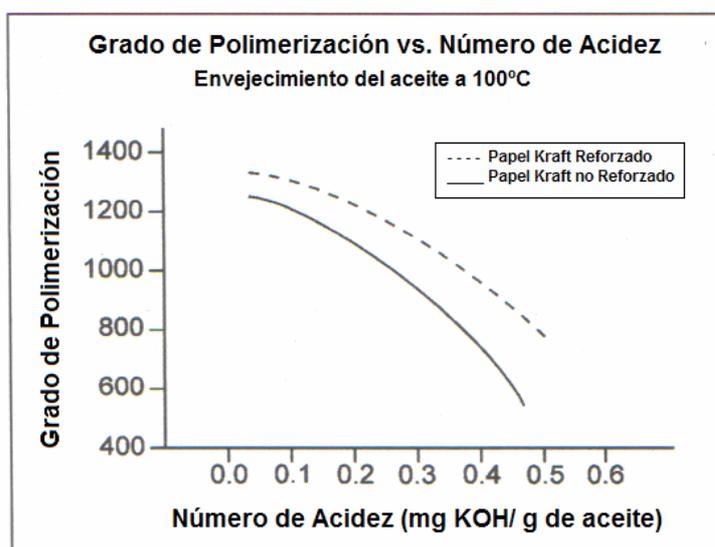


FIGURA 1.3: GRADO DE POLARIZACIÓN VS. ACIDEZ

En la figura 1.3 se muestra la relación entre el grado de polimerización y el número de acidez del aceite dieléctrico. A medida que aumenta la acidez en el aceite como producto de su envejecimiento disminuye el grado de polimerización, es decir se reduce la resistencia mecánica del papel. Este gráfico es de gran utilidad al momento de predecir el final de la vida útil del

transformador a partir del resultado de la prueba de acidez de su aceite dieléctrico.

En el proceso de rompimiento de la cadena de celulosa se desprenden moléculas de glucosa y además se crea agua, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Las moléculas de glucosa cambian químicamente durante este proceso y forman un compuesto que contiene un anillo de furano que es parcialmente soluble en el aceite.

Los compuestos que contienen un anillo de furano se forman en el papel, pero una parte de ellos migra hacia el aceite en donde pueden ser detectados mediante un análisis químico. La temperatura a la que ocurre el rompimiento de la cadena de celulosa y la presencia de humedad y oxígeno son dos factores que determinan qué compuesto furánico se forma. Los compuestos furanos encontrados comúnmente en el aceite dieléctrico son los siguientes:

- **2-furaldehído:** Es el compuesto furánico más encontrado y se forma generalmente por el sobrecalentamiento de la celulosa o como consecuencia de una falla en el transformador.

- **2-furil alcohol:** Este compuesto furano se forma en presencia de humedad excesiva en el aislamiento sólido y es un indicador del rompimiento del papel.
- **2-acetil furano:** Es un compuesto furánico difícil de encontrar y aparece generalmente en transformadores fallidos debido a descargas eléctricas y a grandes esfuerzos eléctricos.
- **5-metil-2-furaldehido:** Se forma como resultado de un sobrecalentamiento de la celulosa intenso y localizado, indicando así la presencia de puntos calientes.
- **5-hidroximetil-2-furaldehido:** Se forma como consecuencia del rompimiento del papel debido al exceso de oxígeno en el aislamiento sólido.

ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURANOS	
Total de Furanos (ppb)	Condición del Transformador
0-20	Transformador Nuevo
21-100	Aceptable, Envejecimiento Normal
101-250	Cuestionable, Posible Envejecimiento Acelerado
250 ó más	Inaceptable, Envejecimiento Excesivamente Acelerado

TABLA 1.13

En la Tabla 1.13 se muestran los rangos aceptables, cuestionables e inaceptables del contenido de furanos en partes por billón. Se considera que los niveles superiores a 1000 ppb (partes por billón) indican un daño severo e irreversible en el aislamiento sólido. El rango de 1000 a 1500 ppb es considerado como la zona de peligro ya que en él comienzan a producirse fallas en el transformador por lo que no se recomienda una recuperación al aceite para transformadores en estas condiciones. Los transformadores cuyo contenido de furanos excede los 2500 ppb deben ser reemplazados inmediatamente.

Al analizar el rango cuestionable del contenido de furanos la cantidad de 100 ppb equivale a una pérdida de la vida útil del equipo del 10% mientras que el valor límite de 250 ppb equivale a la pérdida del 25% de su vida útil considerado como un daño significativo. (norma ASTM D 5837)

Para evitar altas concentraciones de furanos muchos fabricantes de transformadores en Norte América, Europa y Japón han optado por utilizar un papel de mayor resistencia térmica que soporte temperaturas de 65°C a partir del año 1960.

El contenido de furanos es utilizado para calcular el grado de polarización que predice el fin de la vida útil de un transformador. Para los transformadores que no poseen el papel con mayor resistencia térmica, el grado de polimerización se calcula en base al contenido del 2-furaldehído. Para los transformadores que sí lo poseen, el grado de polimerización se calcula en base al contenido total de furanos. La tabla 1.14 presenta el cálculo de la vida útil del transformador de acuerdo al contenido de furanos.

ANÁLISIS DEL CONTENIDO DE FURANOS			
Papel sin Resistencia Térmica (2-furaldehído) ppb	Papel con Resistencia Térmica (Contenido Total de Furanos) ppb	DP Calculado	Porcentaje de Pérdida de Vida Útil Estimada
58	51	800	0
130	100	700	10
292	195	600	21
654	381	500	34
1464	745	400	50
1720	852	380	54
2021	974	360	58
2374	1113	340	62
2789	1273	320	66
3277	1455	300	71
3851	1664	280	76
4524	1902	260	81
5315	2175	240	87
6245	2487	220	93
7337	2843	200	100

TABLA 1.14

1.5.14 Análisis de PCB en el Aceite Dieléctrico

Los líquidos aislantes que contienen Bifenilos Policlorados (PCB) son fluidos minerales no inflamables, sintéticos y clorados empleados en transformadores durante 50 años por tener la característica de no deteriorarse debido a su oxidación pero que se encuentran actualmente prohibidos por el peligro que presentan para la salud humana y para el medio ambiente.

Es recomendable realizar esta prueba a todos los transformadores inmersos en aceite con el fin de determinar si el aceite está contaminado con PCB, especialmente antes de realizar el tratamiento al aceite. Algunos laboratorios reconocidos por la Agencia de Producción Ambiental (EPA) establecen que un aceite mineral libre de PCB debe contener menos de 50 ppm de PCB sin embargo la norma ASTM D 4059 establece un límite aceptable de 2 ppm. Si el contenido de PCB es mayor a 50 ppm, el aceite debe ser separado y desechado de acuerdo a las regulaciones dispuestas por la EPA.

1.6 Interpretación de los Resultados de las Pruebas

Las pruebas de evaluación detalladas anteriormente son útiles para monitorear los aceites en operación con la ventaja de que permiten determinar el estado de degradación del aceite, estimando por tanto el grado de impregnación de productos ácidos también en el papel aislante.

Cabe recalcar que ninguna prueba por sí sola debe tomarse como un indicativo aisladamente confiable para tomar cualquier decisión en materia de mantenimiento. Por este motivo es necesario considerar el conjunto de pruebas más importantes que miden la degradación y contaminación de los aceites.

Para aceites en operación solamente la experiencia da una orientación práctica sobre los rangos de calificación de los parámetros de degradación, por lo que a continuación se presenta la tabla 1.15 que se considera de mucha utilidad práctica para la toma de decisiones acertadas. Estos criterios son sugeridos por la Compañía S.D. Myers con más de 40 años de experiencia en el mantenimiento de transformadores inmersos en aceite mineral aislante y que realiza más de 200,000 pruebas al año.

PRUEBAS ASTM MÁS IMPORTANTES PARA ACEITES AISLANTES EN OPERACIÓN			
Método de Prueba	Criterios de Evaluación	Información Suministrada	Acción a Tomar (resultados inaceptables)
Rigidez Dieléctrica ASTM D-877 (kV)	Aceptable ≥ 30 Cuestionable: 25-30 Inaceptable < 25	Contenido de impurezas y agua	Filtrado y Deshidratación con Vacío
Número de Neutralización ASTM D-974 (mg KOH/g)	Aceptable ≤ 0.05 Cuestionable: 0.05-0.1 Inaceptable > 0.1	Contenido de ácidos y lodos	Recuperación del aceite con tierra fuller y limpieza con aceite caliente.
Tensión Interfacial ASTM D-971 (Dinas/cm)	Aceptable ≥ 32 Cuestionable: 28-32 Inaceptable < 28	Contenido de contaminantes polares ácidos	
Color ASTM D-1500	Aceptable ≤ 3.5 Inaceptable > 3.5	Cambio marcado en un año indica anomalía	
Contenido de Agua ASTM D-1533 (ppm)	Aceptable < 30 Cuestionable: 30-35 Inaceptable ≥ 35	Contenido de agua en el aceite	Deshidratación con Vacío
Densidad Relativa ASTM D-1298	Aceptable: 0.84-0.91 Cuestionable: < 0.84 Inaceptable > 0.91	Necesidad de revisar contaminantes	Investigar
Contenido de Inhibidor ASTM D-4768	Aceptable $\geq 0.2\%$ Cuestionable: 0.1-0.2% Inaceptable $< 0.1\%$	Nivel de defensa contra productos de oxidación	Reinhibición del aceite
Factor de Potencia a 100° C ASTM D-924	Aceptable $< 3\%$ Cuestionable: 3%-4% Inaceptable $> 4\%$	Presencia de agua, ácidos, contaminantes extraños.	Mantenimiento Completo del Aceite

TABLA 1.15

El mantenimiento completo del aceite dieléctrico consta de cuatro fases: la recuperación del aceite con tierra fuller, la remoción de lodos mediante la recirculación de aceite caliente en el interior del transformador, el filtrado del aceite y su deshidratación con vacío, y finalmente la adición del inhibidor de oxidación. Sin embargo, como puede verse en la tabla, en muchas ocasiones no es necesario realizar todo el mantenimiento sino una o dos fases dependiendo de los resultados de las pruebas.

CAPITULO II

EXPERIENCIAS EN EL TRATAMIENTO HISTÓRICO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS

2.1 Introducción

Como se analizó en el capítulo anterior, los transformadores requieren de un aceite aislante que cumpla con cuatro funciones básicas:

- Proveer un medio dieléctrico
- Proveer un medio refrigerante
- Proteger el papel
- Diagnosticar la condición del papel

Para cumplir la primera función es necesario que el aceite esté libre de agua y de partículas orgánicas e inorgánicas en suspensión, actuando así como un buen aislante eléctrico. La segunda función requiere un aceite de baja viscosidad, volatilidad y con una gran capacidad de transferencia de calor. El deterioro del aceite, ya sea por oxidación o contaminación, puede ocasionar un sobrecalentamiento en el transformador y una falla prematura del mismo. La

tercera función requiere un aceite limpio ya que la vida del transformador depende de la vida del papel y la cuarta función es un indicador de la efectividad de las tres anteriores.

La industria ya no puede darse el lujo o la opción de instalar un nuevo transformador y deshacerse del anterior debido a razones económicas. Muchos transformadores operan en lugares poco accesibles o en circunstancias que no permiten su desenergización y remoción del servicio tales como transformadores ubicados en el último piso o en el sótano de un edificio o en industrias con cuartos de transformación ubicados en el centro de carga pero cuyo acceso se ve obstaculizado con maquinaria de la planta. En estos casos se vuelve muy importante la realización de la recuperación de los aceites de estos transformadores en sitio con el fin de alargar su vida útil y evitar cortes de servicio por el montaje y desmontaje de los mismos. Anteriormente los transformadores eran construidos de manera sobredimensionada mientras que actualmente los nuevos transformadores optimizan materiales ya que se construyen con el aislamiento adecuado por kVA y por ende son de menor tamaño. Por lo tanto su aislamiento soporta mayores esfuerzos y pierde su vida útil más rápidamente que el aislamiento de los transformadores antiguos.

Desafortunadamente muchos transformadores no han cumplido con su programa completo de mantenimiento preventivo y correctivo, por lo que sólo la recuperación del aceite y la remoción de lodos podría rectificar su situación.

Al examinar un aceite completamente deteriorado, puede encontrarse que al menos el 80% de los hidrocarburos presentes en el mismo pueden reutilizarse mediante la completa eliminación de los productos de oxidación. Esto se debe a que las impurezas están presentes en el aceite y no en los hidrocarburos. Bajo condiciones normales, los hidrocarburos puros no se oxidan con facilidad.

Con algunos billones de galones de aceite mineral se encuentran hoy en día miles de transformadores en servicio. La escasez actual de crudos nafténicos de óptima calidad usados para la producción de aceite de transformador y el incremento de los costos del mismo no sólo justifica sino que demanda la necesidad de un uso apropiado del aceite dieléctrico, así como de su mantenimiento y reciclaje con el fin de conservar este recurso limitado.

El desarrollo de nuevos fluidos dieléctricos y gases podrían aliviar esta situación sin embargo el costo de éstos es varias veces más alto que el del aceite de transformador con base nafténica. Asimismo sus propiedades no son necesariamente mejores que las del aceite. Por citar un ejemplo, se sabe que el gas SF₆ puede afectar gravemente la capa de ozono en el caso de una fuga en un transformador que contenga este gas como dieléctrico. Por lo tanto es necesario continuar con la utilización del aceite dieléctrico para transformadores, que como se sabe, es más conveniente tanto económica como ambientalmente.

2.2 Visión Histórica de la Recuperación del Aceite Dieléctrico

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

El primer intento para recuperar el aceite perdió aceptación al descubrirse que el aceite recuperado o reciclado se deteriora más rápidamente que un aceite nuevo en el mismo transformador. Por este motivo el cambio de aceite se hizo popular, ya que el aceite nuevo contiene un inhibidor natural que prolonga su vida útil. Luego de 30 años de investigación se logra identificar un antioxidante que al ser añadido al aceite recuperado, previene su oxidación acelerada. Este inhibidor artificial es conocido como 2,6-Ditercio-Butyl-Para-Cresol (DBPC).

A partir de este momento, la recuperación del aceite recobra aceptación y es así como en 1952 el comité de la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM) declara que los aceites aislantes al ser tratados apropiadamente pueden tener una extensión de vida útil ilimitada. A pesar de

este pronunciamiento, la mayor parte de la industria continuó reemplazando los aceites envejecidos por nuevos por creer que era económicamente más rentable. Sin embargo la experiencia ha revelado que esta opción no fue la acertada.

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

Es frente a esta crisis que se comienzan a implementar nuevos sistemas de regeneración de aceites dieléctricos entre los que se destaca la recuperación de aceite usando tierra fuller, proceso que será descrito de manera detallada en capítulos siguientes.

2.3 Aplicación de Normas Existentes para el Tratamiento del Aceite

Los procesos de tratamiento de aceite son llevados a cabo de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas descritas en el capítulo anterior cumpliendo con los requerimientos establecidos por cada norma. Sin embargo,

es muy importante tener en cuenta la aplicación de otras normas existentes para diagnosticar el estado de un transformador ya que sus valores límites están originando el envejecimiento del aceite a una tasa muy acelerada puesto que no se tomarán las acciones respectivas para prevenir problemas. A continuación se presentan algunos ejemplos de normas no adecuadas y del daño que causan a los transformadores.

Las normas IEEE 637-1985, C57.106-2002 y 62-1995 permiten un número de neutralización de hasta 0.2 para transformadores con voltajes menores a 69 KV, de 0.15 para transformadores con voltajes de hasta 230 KV y de 0.1 para transformadores con voltajes superiores.

Las normas IEC 60422-1989 y BS 5730 permiten un número de neutralización de hasta 0.5 para transformadores en operación y aconsejan el mantenimiento y cambio del aceite sólo a partir de este valor.

De un estudio realizado por la ASTM se conoce que el 70% de los transformadores cuyo aceite tiene un número de neutralización de 0.5, contienen depósitos visibles de lodo en su interior. Asimismo por medio de microfotografías se sabe que la acumulación de lodo y sedimento en las fibras del papel aislante empieza cuando el número de neutralización es alrededor de 0.1. Estas condiciones deben ser prevenidas, y no permitidas por las normas,

con el fin de alcanzar la máxima confiabilidad y extensión de vida de un transformador.

Los estándares de las compañías de seguro son incluso menos exigentes que los de las normas existentes. Si las pruebas no indican una falla inminente en el transformador el seguro del mismo se mantiene pero cuando aparece un problema la compañía pide al dueño arreglar el problema o de lo contrario excluye a la unidad del seguro. Por lo tanto estas compañías no dan la importancia necesaria a detener el envejecimiento del transformador con un mantenimiento preventivo sino que se preocupan del mismo cuando ya ha ocurrido la falla y el daño es muy costoso.

2.4 Importancia de las Pruebas Anuales en el Mantenimiento Preventivo de los Transformadores

El propósito principal de la realización de pruebas anuales durante el mantenimiento preventivo de los transformadores es evaluar las condiciones del estado del aislamiento asegurando así que éste se encuentre libre de lodos.

El envejecimiento natural de un transformador trae consigo la formación de lodos en su interior. Éste aparecerá más rápidamente en unidades sobrecargadas y sin ningún mantenimiento. Este proceso se acelera con la presencia de humedad y oxígeno. De esta manera, el lodo va formando capas

progresivas con distintos grados de dureza, dependiendo de cómo se ha operado la unidad o por cuánto tiempo se ha ignorado a la misma. (figura 2.1)

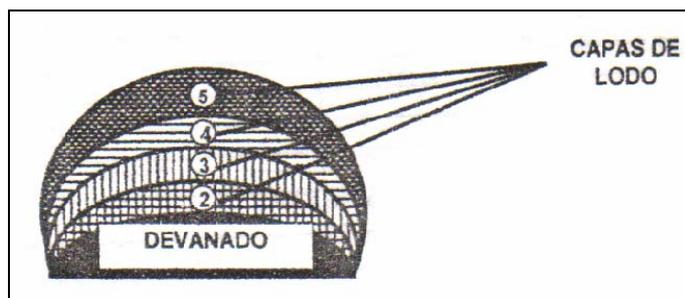


FIGURA 2.1: CAPAS SÓLIDAS DE LODO FORMADAS EN EL
DEVANADO DEL TRANSFORMADOR

Algunos estudios han mostrado que un incremento en el número de neutralización es seguido por lo general de una caída en la tensión interfacial y un oscurecimiento del color del aceite del transformador. Las tres pruebas mencionadas dan una visión de la duración de la vida útil del aceite, de la probable acumulación de lodo y de las medidas a tomarse para su eliminación.

Un estudio de probabilidad de formación de lodos realizado por la ASTM a 500 transformadores en servicio dio como resultado una correlación entre el número de neutralización y la formación de lodos en un transformador lleno de aceite lo cual se muestra en la tabla 2.1. Asimismo se encontró una

correlación entre la tensión interfacial y la formación de lodos lo cual se observa en la tabla 2.2.

CORRELACIÓN ENTRE EL NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN Y LA FORMACIÓN DE LODOS EN UN TRANSFORMADOR INMERSO EN ACEITE	
Número de Neutralización (mg. KOH / g. de aceite)	Porcentaje de unidades en donde se encontró lodo
0.00 a 0.10	0
0.11 a 0.20	38
0.21 a 0.60	72
Superior a 0.60	100

TABLA 2.1

CORRELACIÓN ENTRE LA TENSIÓN INTERFACIAL Y LA FORMACIÓN DE LODOS EN UN TRANSFORMADOR INMERSO EN ACEITE	
Tensión Interfacial (dinas / cm.)	Porcentaje de unidades en donde se encontró lodo
Inferior a 14	100
14 a 16	85
16 a 18	69
18 a 20	35
20 a 22	33
22 a 24	30
Superior a 24	0

TABLA 2.2

Igualmente este estudio permitió clasificar los aceites según el color, tal como se muestra en la figura 2.2, en donde un marcado cambio en el color tiene su respectivo significado. Una vez que el color del aceite cambia del rango

amarillo al rango del ámbar y café, el aceite se ha degradado hasta un punto en que las partes vitales del transformador han sido seriamente afectadas.

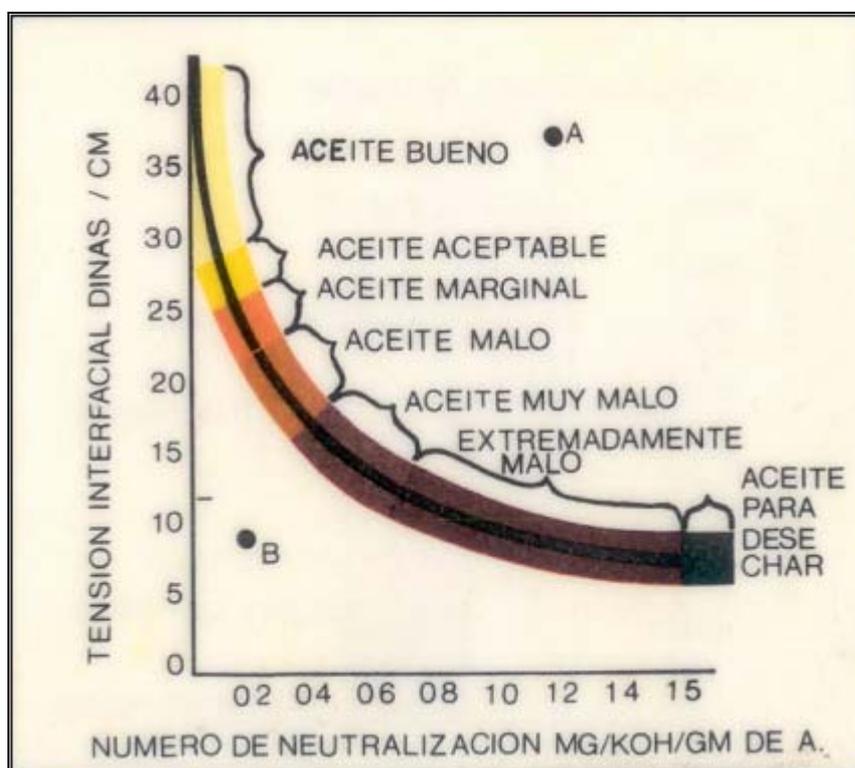


FIGURA 2.2: CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS SEGÚN EL COLOR

2.5 Aspectos Generales de la Recuperación del Aceite Dieléctrico

Primeramente es importante no confundir los términos recuperación y reacondicionamiento. El reacondicionamiento del aceite es la remoción de

humedad, partículas sólidas y gases disueltos a través del proceso de termovaciación que comprende el filtrado, calentamiento y vacío realizado al aceite. Por otra parte la recuperación del aceite es la remoción de los contaminantes ácidos, coloidales y productos de oxidación a través de tratamientos absorbentes en donde la tierra fuller juega un rol muy importante restaurando y clarificando el aceite deteriorado.

El proceso de recuperación del aceite no sólo remueve los contaminantes contenidos en el aceite sino también algunos de los componentes naturales encontrados en el aceite tales como los inhibidores. Por lo tanto para prevenir la oxidación acelerada del aceite es necesario la adición de inhibidor luego de finalizar el proceso de recuperación.

2.6 Aspectos Recomendados por la IEEE para el Análisis en la Toma de Decisión de la Recuperación de los Aceites Dieléctricos

El Comité de Transformadores de la IEEE asegura que el gran beneficio de recuperar el aceite dieléctrico es el ahorro de grandes cantidades de aceite nuevo y costoso.

Con el fin de determinar si el reacondicionamiento y la recuperación del aceite son económicamente rentables, la IEEE sugiere los siguientes factores:

- Costo de los materiales
- Disposición de materiales deteriorados y contaminados
- Costo total del proceso versus la calidad del producto final
- Mantenimiento del equipo y amortización
- Costo de la recolección y almacenamiento del aceite
- Costo de mano de obra y transporte
- Costo de laboratorio
- Costo de la disponibilidad de aceite nuevo versus el costo del aceite reprocesado.
- Costo y disponibilidad de inhibidores de oxidación y costo de su adicionamiento.
- Valor del aceite deteriorado utilizado para otros propósitos.

Adicionalmente la IEEE sugiere que la rentabilidad del reacondicionamiento y la recuperación del aceite depende en gran parte del tipo de sistema y de las facilidades de operaciones de inspección y laboratorio existentes. Por esta razón la decisión final debe tomarse en base a los factores aplicables en cada caso particular.

2.7 No Recuperación de Aceites Dieléctricos con Contenido de PCB

Antes de proceder a la recuperación de un aceite debe comprobarse que éste no contenga ninguno de los siguientes contaminantes:

- a. Askarel o Bifenilos Policlorados (PCB)
- b. Fluidos de Silicona

A pesar de que los transformadores inmersos en aceite no fueron diseñados para contener PCB, muchos de ellos se han contaminado a través de los años por haber sido procesados con los mismos equipos de tratamiento de aceite. Si bien es cierto los datos de placa del transformador especifican el tipo de líquido aislante utilizado al momento de su fabricación, esto no descarta la posibilidad de un cambio de aceite o un mantenimiento realizado posteriormente. Por este motivo es muy importante realizar al aceite dieléctrico la prueba de contenido de PCB antes de proceder a su recuperación.

2.7.1 Breve Historia del Desarrollo de los Aceites Dieléctricos con PCB

El PCB fue utilizado durante muchos años como líquido aislante en transformadores por sus propiedades no inflamables y por su resistencia al envejecimiento. Sin embargo éste líquido se encuentra actualmente

fuera de producción por tratarse de un producto peligroso para la salud y el medio ambiente.

El PCB fue sintetizado en 1881, pero es en 1929 cuando empieza su producción a nivel mundial bajo distintas marcas. Desde 1930 hasta 1965 la producción de PCB alcanza sus más altos niveles, sin embargo, en 1966 se publican los primeros reportes de incidentes ocurridos por el uso del PCB y de sus efectos dañinos en la salud de personas y animales. Es así como en 1972 Suiza y Japón detienen la producción de PCB, seguidos de Alemania en 1982 y de la misma manera en el resto de países productores.

2.7.2 Efectos Ambientales y de Salud

Los efectos perjudiciales que causa el PCB van desde daños leves como la irritación de los ojos, el rostro y la piel provocando un severo acné hasta problemas crónicos de salud como el cáncer y desórdenes en el hígado. Asimismo se ha comprobado que el PCB tiene potenciales efectos en la etapa reproductiva de los seres humanos causando deformaciones en los recién nacidos.

Se conoce que el contacto con PCB a través de la piel no es tan perjudicial como el consumo de animales, plantas y recursos naturales

como el agua previamente contaminados debido a fugas y derrames accidentales de este líquido o a causa de su desecho ilegal en tierras abandonadas.

Es por lo antes expuesto que actualmente existen regulaciones para el desecho no sólo del PCB o el aceite mineral contaminado sino también de los transformadores o equipos que lo contienen. Para lograr esto es necesario primeramente realizar un inventario para etiquetar correctamente los equipos contaminados luego de lo cual éstos deben ser almacenados en contenedores especiales, para ser más tarde incinerados en países que cuentan con la tecnología para realizar esta labor.



FIGURA 2.3: ALMACENAMIENTO DE ACEITES
CONTAMINADOS CON PCB

2.7.3 Cómo Identificar los Aceites Dieléctricos Contaminados con PCB

Como se explicó anteriormente, los datos de placa no son un medio cien por ciento confiable para determinar el contenido de PCB de un transformador inmerso en aceite. Sin embargo, el año de fabricación y el peso del líquido aislante son dos parámetros que ayudan a identificar los posibles aceites contaminados con PCB.

El año de fabricación del transformador es un dato muy importante ya que se conoce que desde 1945 hasta 1990 se fabricaron a nivel mundial transformadores con puro PCB. A partir de 1990 la producción de PCB cesó y por lo tanto es seguro que los transformadores fabricados a partir del año 2000 no contienen PCB puro.

El peso del líquido aislante es otro parámetro importante. Se conoce que el PCB es más pesado que el aceite mineral en un 30%. Esto puede comprobarse mediante la prueba de densidad relativa la cual dará un valor mayor a 0.91 para aceites contaminados con PCB. Sin embargo, el método más seguro para identificar aceites contaminados con PCB es a través del kit de prueba para ensayos de campo, el cual es una herramienta muy útil, rápida, económica y certificada, la cual se encuentra disponible en el mercado. Es muy importante recalcar que para la realización de esta prueba es importante la utilización de equipos

de protección personal tales como guantes, mandil y gafas de seguridad para evitar cualquier contacto con el PCB.

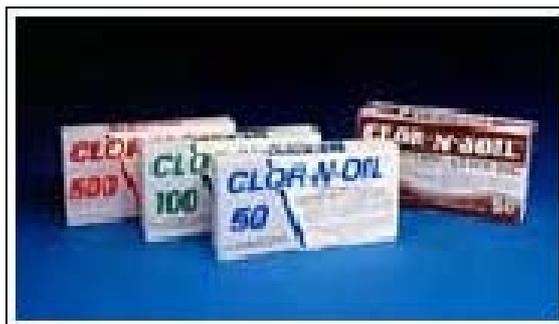


FIGURA 2.4: KIT DE PRUEBA PARA DETECTAR EL CONTENIDO DE PCB EN LOS ACEITES DIELÉCTRICOS

CAPITULO III

TRATAMIENTO DE ACEITE CON TIERRA FULLER

3.1 Introducción

Históricamente el nombre Fuller fue originado de un proceso muy antiguo de limpieza y relleno de algodón con agua y arcilla. Las personas que la utilizaban eran llamadas Fullers y la arcilla era conocida como Tierra Fuller. Actualmente el término es aplicado a cualquier arcilla que tenga una adecuada capacidad purificadora y de decoloración para ser utilizada comercialmente en la refinación y purificación del aceite.

Las arcillas minerales normales tienen una moderada capacidad de decoloración y adsorción, pero existen tipos especiales con excelentes características de decoloración y adsorción. La producción de tierra fuller se inicia con la selección y trituración de la misma, seguido del secado, y reducción a ciertos tamaños.

Los mecanismos de decoloración y purificación del aceite utilizan el principio de adsorción que se basa en la adherencia de moléculas o iones de cualquier especie a la superficie de un sólido. Mientras mayores son la fuerzas de

atracción y la superficie adsorbente, mayor es la capacidad de adsorción. La estructura de tierra fuller activada es altamente porosa y su superficie alcanza valores encima de los 100 m²/gramo. Las secuencias de capacidades de adsorción de diversos materiales por la tierra fuller es la siguiente: agua, alcoholes, ácidos, aldehídos, cetonas, olefinas N, esteres neutros, aromáticos, cicloparafinas, y parafinas.

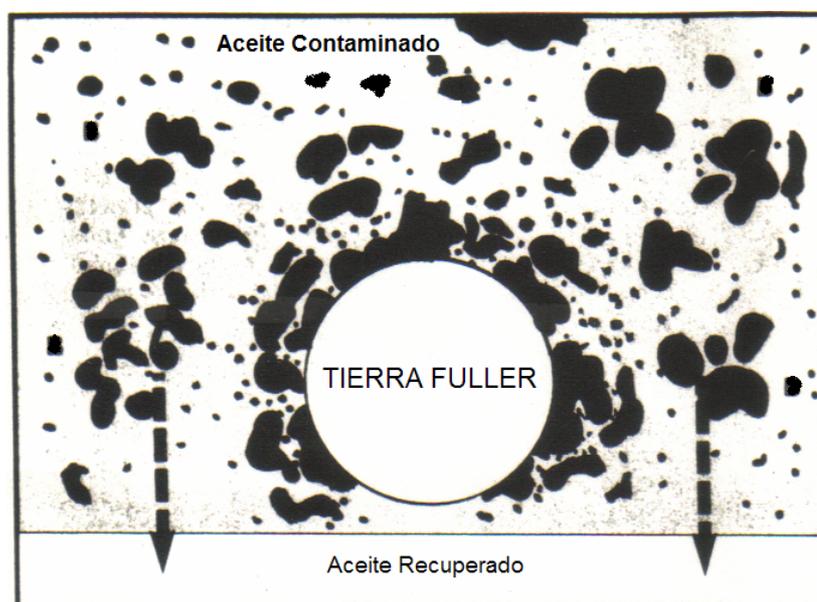


FIGURA 3.1: PRINCIPIO DE ADSORCIÓN DE LA TIERRA FULLER

La purificación del aceite con tierra fuller es un proceso complejo que incluye lo siguiente:

- Filtrado, que es la separación de pequeñas partículas sólidas;
- Adsorción, o factor principal en la purificación;

- Actividad catalítica, que causa reacciones formando productos que se absorben más rápidamente.

3.2 Tierra Fuller

El término tierra fuller se refiere a una clase natural de arcilla absorbente, cuyo principal constituyente es la arcilla atapulguita, la cual por años ha sido utilizada satisfactoriamente para recuperar aceites de transformador por su alta capacidad de absorción de compuestos polares y de clarificación de los mismos.

Lo que hace a la arcilla atapulguita tan única es su estructura cristalina. Mineralmente, la arcilla es encontrada como silicato de aluminio y magnesio hidratado. Durante su procesamiento la arcilla es triturada, calentada y activada. La temperatura de la activación con calor y la etapa de secado determina el grado de porosidad interna de la arcilla. Esta porosidad contribuye a ampliar la superficie de la arcilla y por lo tanto a mejorar su capacidad de absorción.

La tierra fuller es activada quemándola o calcificándola a temperaturas entre 800° a 1100° F. Este tratamiento desarrolla porosidades en la arcilla de hasta 125 m²/gramo.

La elección del tamaño de partícula de la arcilla está en función del tipo de equipo de regeneración a usarse. Por esta razón la tierra fuller está clasificada en varios grados, según el tamaño de las partículas dadas en meshes: 15-30, 30-60, 50-80 en productos granulares y 100-200 para productos de polvo fino.

Los productos comerciales granulares y de polvo fino son vendidos como RVM (Materia de Volatilidad Regular) con el 6% de humedad libre o LVM (Materia de Baja Volatilidad) con el 1% de humedad libre medida como porcentaje de peso a 220° F.

El material puede ser comprado en bultos o en fundas de 50 libras con barrera de vapor. Es muy importante no exponer la tierra fuller a la humedad del aire, ya que esta puede tomar hasta el 25% de agua por peso. La tierra fuller puede secarse a elevadas temperaturas, particularmente bajo un alto vacío.

Con el fin de maximizar la velocidad de absorción, debe utilizarse la arcilla granular de mayor tamaño (30-60 mesh). Sin embargo mientras mayor es el tamaño de los granos de la arcilla, menor es la capacidad de absorción.

La arcilla atapulguita puede absorber grandes cantidades de ácido. La cantidad de ácido removido, relacionado con el número de neutralización, depende de varios factores, por tratarse la absorción de un proceso de equilibrio dinámico

que depende de la temperatura, velocidad de flujo, viscosidad del aceite, tiempo y nivel inicial de acidez.

Paralelamente con la tierra fuller existen otros materiales absorbentes que pueden utilizarse en la regeneración de aceites de transformador. Los más conocidos son la bauxita y las zeolitas. La bauxita, también llamada alúmina activada, consiste esencialmente de óxido de aluminio en forma porosa y es activada mediante un tratamiento termal. A pesar de que tiene un costo inicial alto, ésta puede ser reutilizada de 20 a 25 veces sin problemas, sin embargo, su regeneración es un proceso difícil.

Las zeolitas son principalmente silicatos de aluminio con la característica inusual de soportar la deshidratación sin ningún cambio esencial en su estructura cristalina. La zeolita tipo A4 es utilizada para regenerar el aceite de transformador. La zeolita puede ser regenerada, si embargo, su costo es elevado comparado al de otros absorbentes. Por esta razón, es generalmente utilizada en los laboratorios y no en el tratamiento de aceites de transformadores de gran tamaño.

3.3 Métodos de Recuperación del Aceite con Tierra Fuller

Básicamente existen dos métodos de adsorción por medio de tierra fuller: el método de contacto y el método de percolación. El proceso de contacto consiste en mezclar el aceite a ser purificado con tierra fuller en polvo bajo condiciones de tiempo y temperatura controladas. Luego de completarse la adsorción, la tierra es separada del aceite purificado.

En el otro proceso, conocido como percolación, el aceite es pasado a través de una columna de tierra fuller granular. En este método el espesor de la columna de tierra fuller dependerá de la unidad a utilizarse la cual puede ser de tipo cartucho y de tipo torre o columnas acondicionadas.

3.3.1 Proceso de Contacto

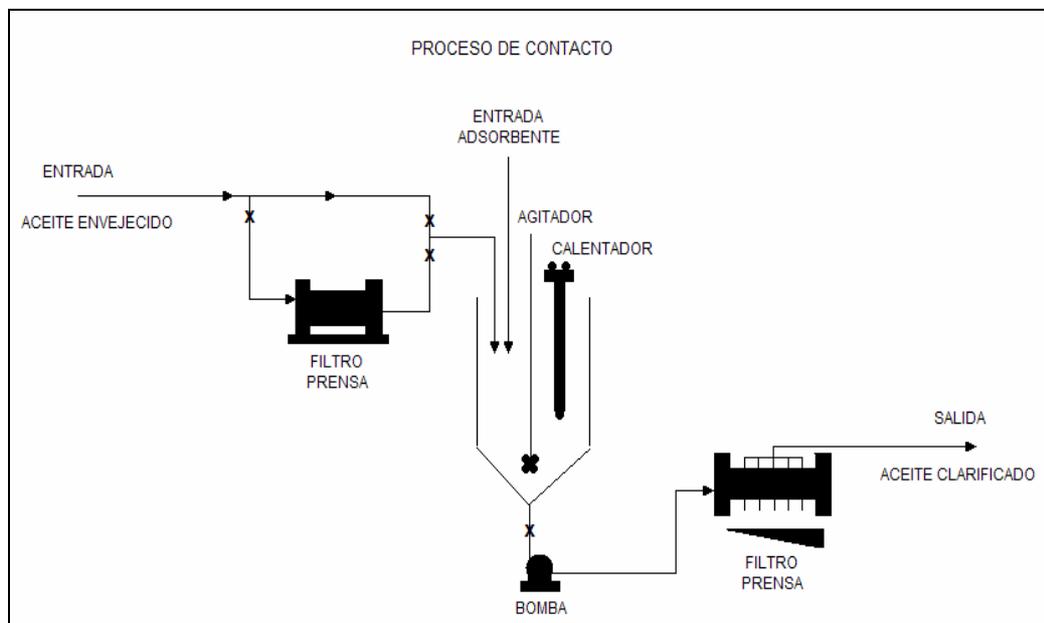


FIGURA 3.2: PROCESO DE CONTACTO

El método de contacto, también denominado método coloidal de tratamiento de aceite, es conocido desde hace mucho tiempo y es ampliamente utilizado como un proceso de tipo intermitente, donde, por simple agitación del aceite y elementos coloidales, la tierra fuller alcanza buen contacto y adsorción. Cuando el adsorbente y el fluido que contiene el material adsorbente llegan a un estado de equilibrio, es descargado a través de un filtro, donde la tierra fuller es separada del aceite.

En la figura 3.2 se muestra un diagrama de la unidad de tipo contacto. El equipo de filtro prensa es utilizado cuando se tratan aceites muy deteriorados o en su defecto aceites de equipos que han sufrido falla, los mismos que pueden tener partículas de carbón muy peligrosas en aceites que van a ser nuevamente utilizados. En el caso de aceites que no estén contaminados, no es necesario utilizar el filtro prensa. Luego de esto, el aceite es bombeado hacia el tanque de mezcla en el cual se añade la cantidad deseada de tierra fuller con el agitador en movimiento. El calentador es utilizado para alcanzar una temperatura a la que se realice la adsorción en poco tiempo. Cuando se completa la adsorción, se separa el adsorbente gastado y el aceite purificado por medio de otro filtro prensa. Para una mejor adsorción es necesario tierra fuller en polvo.

En la práctica, la dosis de tierra fuller utilizada en la unidad de tipo contacto es de aproximadamente una libra por galón de aceite. La temperatura de contacto recomendable es de 80° C por un período de tiempo de 20 a 30 minutos. Es importante recalcar que este método es rentable para pequeñas cantidades de aceite.

Este tipo de proceso no ha tenido gran aceptación en el tratamiento del aceite de transformador debido a las siguientes razones:

- El proceso de tipo intermitente es lento, exigiendo una acción repetida para obtener un tratamiento satisfactorio;
- La separación de la tierra fuller es costosa, requiere de mucho esfuerzo;
- La calidad del aceite tratado es inferior comparado al obtenido mediante los otros métodos de purificación a base de tierra fuller.

3.3.2 Método de percolación

La expresión “método de percolación” es utilizada para denominar aquellos procesos donde el aceite fluye a través de una cama de tierra fuller compacta, por la fuerza de la gravedad o por presión.

En la actualidad existen dos métodos de percolación: por medio de cartuchos y con columnas acondicionadas. En ambos casos, el aceite a ser recuperado fluye a través de un recipiente que contiene arcilla adsorbente o tierra fuller. La eficiencia de cualquiera de ellos está directamente relacionada con los siguientes parámetros básicos:

- Granulometría del adsorbente
- Densidad de la columna de tierra fuller
- Grosor de la columna de tierra fuller
- Viscosidad del Aceite

La ventaja del tratamiento de percolación sobre el método de contacto anteriormente descrito, es la alta calidad de desprendimiento de contaminantes durante un largo período de tiempo.

3.3.2.1 Unidad de Tipo Cartucho

En la figura 3.3 se muestra un diagrama simplificado de la unidad tipo cartucho. Tal como se mencionó anteriormente el equipo de filtro prensa es utilizado cuando se tratan aceites muy deteriorados o que contienen partículas de carbón como producto de fallas. En el caso de aceites que no estén contaminados, no es necesario utilizar el filtro prensa. Luego de esto, el cartucho es cargado con arcilla atapulguita de 50 a 60 RVM y luego es

insertado en la unidad. El aceite puede fluir en el centro del cartucho y en una menor proporción puede fluir horizontalmente hacia el espacio anular que lo rodea. En otras unidades el aceite puede fluir horizontalmente hacia el centro. El calentador es utilizado para agitar el tiempo de la adsorción. Cuando se completa la adsorción, se separa el adsorbente gastado y el aceite purificado por medio de otro filtro prensa

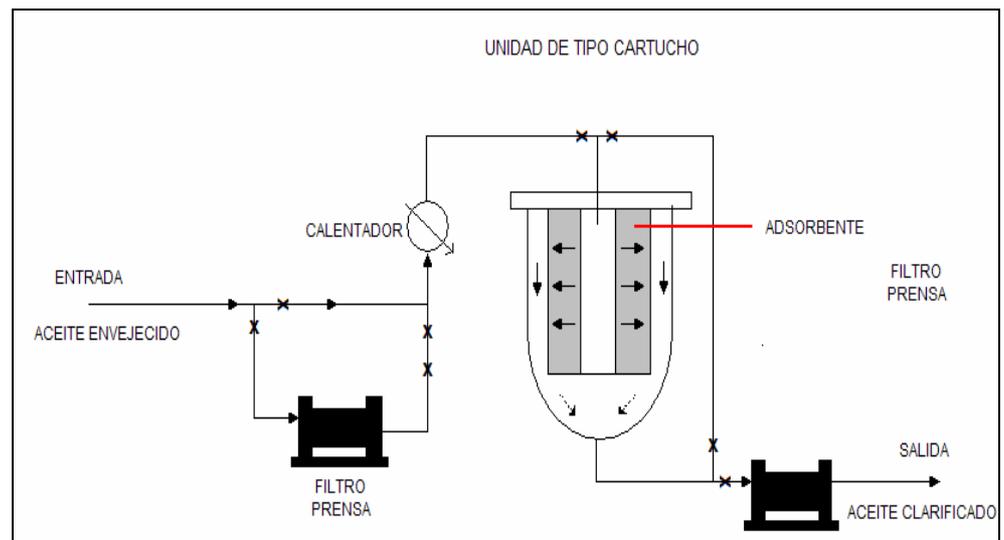


FIGURA 3.3: UNIDAD DE TIPO CARTUCHO

Como puede verse, la característica más importante es el flujo horizontal del aceite a través de una capa de adsorbente relativamente fina. Para lograr esto, el aceite es bombeado hacia el cartucho con presión. La granulometría del adsorbente es

utilizada para facilitar la adsorción y al mismo tiempo el flujo. La capa de tierra fuller debe ser fina para evitar excesivas caídas de presión.

De ser operada correctamente, la unidad tipo cartucho es capaz de producir un aceite de muy alta calidad, por lo cual se requiere un adecuado control sobre la cantidad de aceite que pasa a través del cartucho antes de ser cambiado.

Para uso en el campo, son utilizados los cartuchos descartables. Este método requiere un reducido trabajo manual por lo que la sustitución de los cartuchos usados es simple y rápida. En los equipos tipo cartucho se combinan dos funciones: el tratamiento con tierra fuller y la filtración por pulimento.

3.3.2.2 Percolación de Tipo Torre

La percolación de tipo torre o refinación es similar al método con cartuchos con la diferencia de que el aceite es pasado verticalmente a través de la capa de tierra fuller en vez de horizontalmente.

La actual tendencia es utilizar filtros acondicionados con tierra fuller suelta, con relleno manual o a vacío, y con una abertura inferior para rápida descarga. Es recomendable utilizar una bomba que produzca vacío en la carcasa del filtro y facilite su relleno directamente de los sacos que contiene tierra fuller por medio de mangueras flexibles.

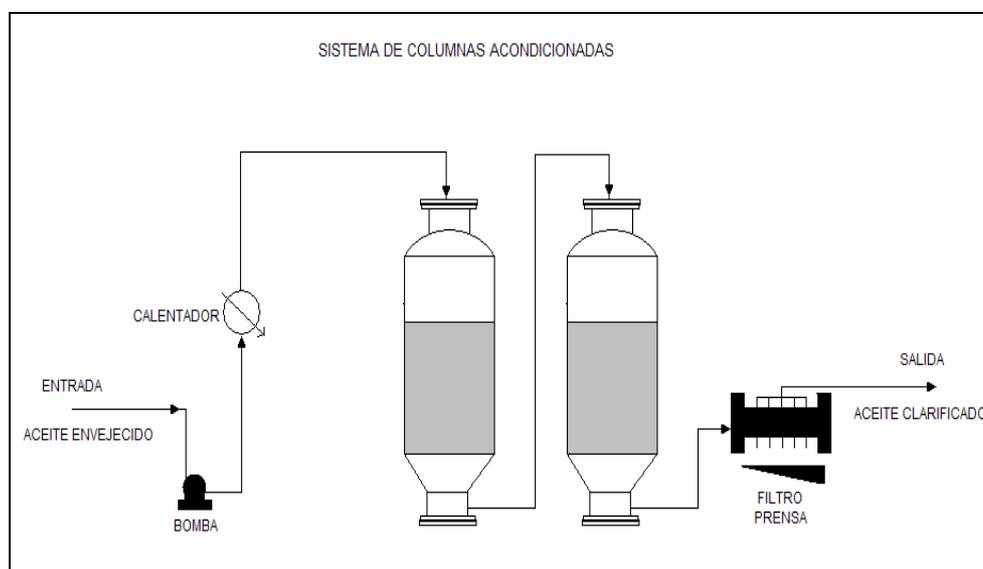


FIGURA 3.4: SISTEMA DE PERCOLACIÓN CON COLUMNAS ACONDICIONADAS

La figura 3.4 muestra el flujo del aceite a través del método de percolación tipo torre. Los filtros son envases cilíndricos herméticos que contienen una columna de arcilla adsorbente granulada. Generalmente la tierra utilizada es arcilla atapulguita de 30 a 60 AALVM Mesh o bauxita Porocel de 20 a 60 Mesh 2%

V.M. las cuales permiten un flujo rápido sin excesiva caída de presión.

En la práctica, la capa de adsorbente debe tener una altura mínima de 15 pies para columnas de hasta 5 pies de diámetro. Para columnas cuyo diámetro excede los 5 pies, la relación altura a diámetro debe ser por lo menos 3 a 1. Para pruebas de evaluación la columna de percolación debe tener una relación de altura a diámetro de 10 a 1. En general, para recuperar un galón de aceite, se necesitan aproximadamente 2.5 libras de arcilla adsorbente.

Una vez que se ha llenado la columna con tierra fuller previamente secada, el aceite es transferido del tanque de almacenamiento contaminado o de un transformador, pasando por un calentador eléctrico que mantiene su temperatura a un nivel óptimo, e introducido finalmente a la cámara con tierra fuller. El aceite a ser recuperado es primeramente calentado a una temperatura determinada para reducir su viscosidad y luego de esto es bombeado con presión hacia la parte superior de la primera torre o columna de arcilla adsorbente.

La calidad del aceite tratado puede ser visto a través de un visor de vidrio localizado al final del filtro. Una tapa de abertura en la parte inferior de la columna, facilita el retiro de la tierra fuller saturada.

Para un mejor aprovechamiento de la tierra fuller, puede utilizarse un sistema de dos o más columnas comunicadas con tubería. Este tipo de sistema puede ser operado en paralelo, cuando la contaminación del aceite es baja, o en serie cuando se requiera un alto desprendimiento de acidez del aceite y por lo tanto la máxima utilización de la tierra fuller.

Por estar en contacto con el aceite más contaminado, la primera columna quedará completamente saturada antes que la segunda columna. Esta última, utilizada parcialmente podrá ser colocada en lugar de la primera. De esta forma la columna recién abastecida entrará en contacto con un aceite menos contaminado mejorando la calidad del tratamiento.

La arcilla saturada puede regenerarse termalmente para ser reutilizada sin embargo los costos de energía y equipos utilizados para su reactivación son muy costosos, por lo cual muchas refinerías de aceite prefieren recargar sus torres con arcilla nueva.

Por esta razón es preferible utilizar la bauxita ya que esta pierde su eficiencia más lentamente y por lo tanto puede recuperar 2 veces más aceite antes de saturarse.

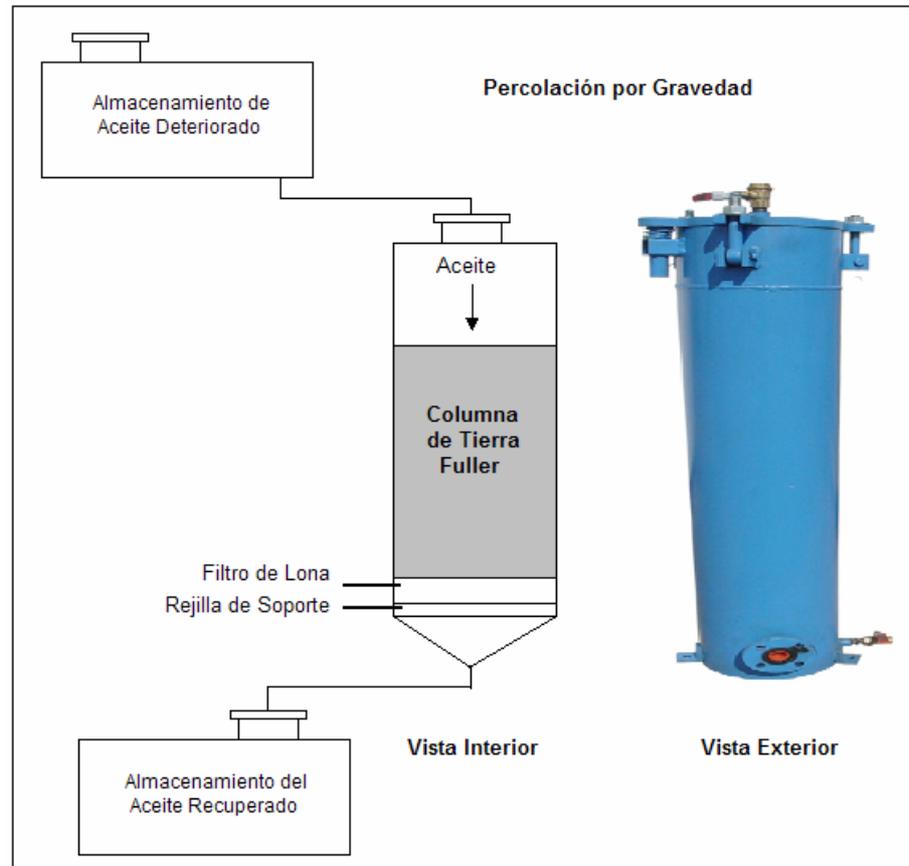


FIGURA 3.5: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL FILTRO DE TIERRA FULLER

3.4 Propiedades de las Arcillas Adsorbentes

Para el método de contacto es recomendable utilizar arcilla Atapulguita con una granulometría de 100 a 200 mesh RVM. Generalmente se utiliza la arcilla más fina de 200 mesh al menos que se requiera acelerar la velocidad del filtrado, para lo cual se utiliza la arcilla de 100 mesh.

En el caso de purificación por percolación la arcilla a utilizarse debe ser más granulada. Si la percolación es con cartuchos, se requiere una arcilla de 50 a 80 mesh RVM. En el caso de las columnas acondicionadas, es preferible una capa de arcilla Atapulguita de 30 a 60 mesh AA LVM o también Bauxita Porocel con granulometría de 20 a 60 mesh 2% V.M.

A continuación se muestran dos tablas comparativas de las propiedades físicas y químicas de los dos tipos de tierra fuller mencionados anteriormente: arcilla atapulguita y bauxita Porocel.

Composición Química	Arcilla Atapulguita	Bauxita Porocel
SiO ₂	68%	9%
Al ₂ O ₃	12%	78%
MgO	10.5%	-
Fe ₂ O ₃	5%	8%
CaO	1.7%	-
TiO ₂	-	4%
Otros	2.8%	1%
Total	100%	100%

TABLA 3.1

Propiedades Físicas	Arcilla Atapulguita	Bauxita Porocel
Gravedad Específica (g/cc)	2.5	3.2
Densidad (lb/p ³)	31 – 33	56 – 58
Color	Crema Claro	Rojo Canela
Calor Específico (BTU/lb/°F)	0.22	0.19

TABLA 3.2

Para determinar la cantidad de tierra fuller necesaria para recuperar un galón de aceite deteriorado deben tomarse en cuenta dos factores importantes: el tipo de arcilla a utilizarse y el grado de acidez del aceite a tratarse. A continuación se presentan dos gráficos que son de gran utilidad al tomar esta decisión.

A manera de ejemplo si se quiere reducir el número de neutralización de 1.0 a 0.5 mg de KOH/ gm de aceite, se requieren aproximadamente $\frac{3}{4}$ de libra de arcilla atapulguita para recuperar un galón del aceite a tratarse tal como se presenta en la figura 3.6.

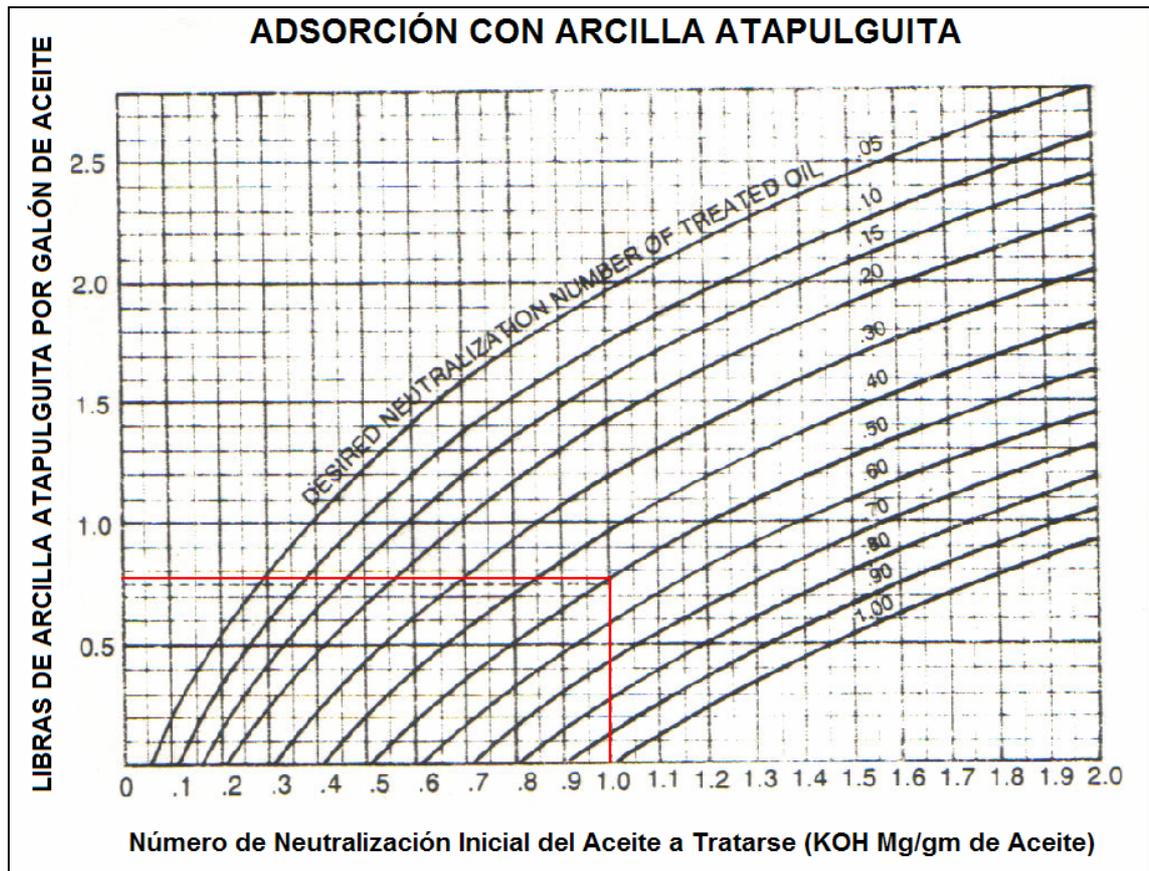


FIGURA 3.6: ADSORCIÓN CON ARCILLA ATAPULGUITA

Asimismo si se quiere reducir el número de neutralización de un aceite deteriorado de 1.0 a 0.2 mg de KOH/ gm de aceite, se requieren aproximadamente $\frac{3}{4}$ de libra de arcilla bauxita porocel para recuperar un galón del aceite a tratarse tal como se presenta en la figura 3.7. Por lo tanto puede concluirse que la bauxita puede recuperar la misma cantidad de aceite que la atapulguita pero utilizando menor cantidad de arcilla.

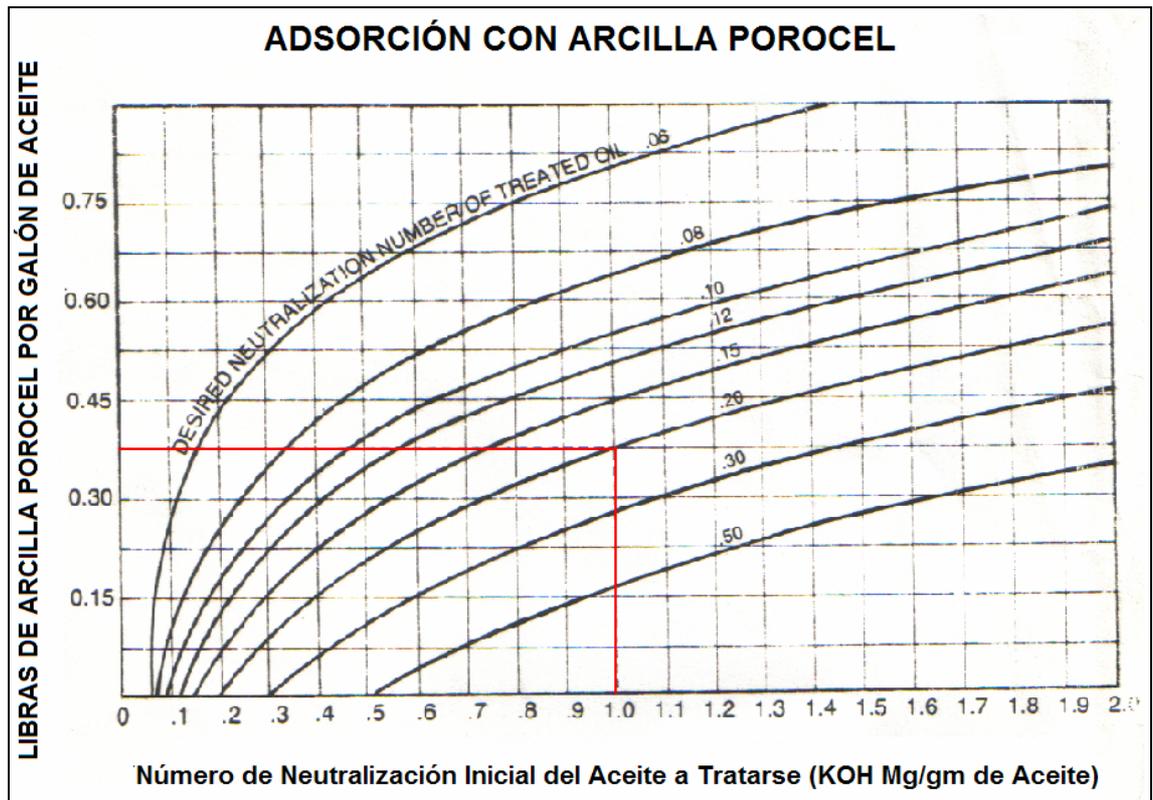


FIGURA 3.7: ADSORCIÓN CON ARCILLA POROCEL

3.5 Aspectos Prácticos del Tratamiento del Aceite con Tierra Fuller

Las tendencias ecológicas actuales hacen casi obligatorio la revisión de las prácticas de recuperación del aceite. La necesidad de reciclar los recursos naturales es muy importante dentro de los aspectos de conservación y aquí radica la necesidad del tratamiento con tierra fuller sin el cual sería imposible la recuperación del aceite degradado.

A continuación se darán algunas recomendaciones generales para un satisfactorio tratamiento del aceite con tierra fuller y otras arcillas adsorbentes de origen mineral.

- Localización del filtro de tierra fuller

El exceso de humedad normalmente presente en el aceite puede reducir la permeabilidad de la tierra fuller y bajar el flujo a un nivel indeseable. La tierra fuller deberá ser pre-secada en horno a una temperatura de 150° C por un período de 3 a 4 horas y luego de esto estabilizada a 95° C antes de introducirla en la columna.

- Tamaño de partículas de tierra fuller

El tipo y tamaño de las partículas de tierra fuller usada en el método de percolación es extremadamente importante. Algunas especies de tierra fuller contienen una elevada proporción de pequeñas partículas que al ser infiltradas pueden bloquear la tela de sustentación ubicada en la parte inferior de cada columna de tierra fuller. Para partículas de mayor tamaño se recomienda el tratamiento de tipo columna. Asimismo si se dispone de tierra fuller de granulación fina es mejor la utilización de cartuchos o sacos. Las partículas de mayor tamaño dificultan el contacto del aceite con la tierra fuller disminuyendo la eficiencia de la adsorción.

- Condiciones de Operación

La temperatura óptima recomendada para el tratamiento del aceite de transformador se sitúa entre los 50° C y 70° C. Las temperaturas superiores no afectan la eficiencia del tratamiento sin embargo pueden provocar la remoción de aditivos anti-oxidantes. Las temperaturas inferiores pueden por el contrario producir una baja eficiencia de adsorción debido principalmente al aumento de la viscosidad del aceite a estas temperaturas.

La presión no posee un efecto significativo en el proceso de tratamiento en sí. Los sistemas de presión son utilizados por ser más rápidos que aquellos que operan según el concepto de la gravedad.

- Remoción de la Contaminación y Reactivación de la Tierra Fuller

La contaminación de sólidos es retenida en la capa de tierra fuller, sin embargo, es aconsejable la instalación de un pre-filtro cuando el aceite contiene partículas mayores que un micrón. Estas partículas tienden a crear una capa de baja permeabilidad que impide el flujo del aceite. Las partículas sólidas menores que un micrón, tales como materias coloidales e inclusive carbón coloidal y sedimentos, podrán ser retenidos en la capa de tierra fuller conjuntamente con otros productos de envejecimiento del aceite de

transformador, disminuyéndose de esta forma el contenido de acidez del aceite.

La reactivación térmica de la tierra fuller, hasta 20 ciclos, es posible a temperaturas de 600° C.

Una vez que el aceite ha pasado por el proceso de tierra fuller, debe ser tratado adecuadamente en un equipo de termovacío, para ser sometido a un reacondicionamiento que incluye el filtrado fino, calentamiento, desgasificado y deshidratado, con el fin de que el aceite mejore notablemente su rigidez dieléctrica.

El tratamiento por termovacío consiste en hacer circular el aceite por filtros de 0.5 micrones y calentadores para eliminar impurezas y absorber inicialmente la humedad que posee. Una vez que el aceite ha logrado una temperatura aproximada de 80° C, se lo hace pasar a una cámara en donde se le realiza el vacío absoluto con el fin de absorber el vapor de agua que a la temperatura antes indicada es fácil de extraer, es decir se realiza la desgasificación del aceite. De esta manera se reduce el contenido de agua en el aceite considerablemente a un valor menor a 15 ppm y se mejora el valor de rigidez dieléctrica a valores mayores de 40 KV.

3.6 Otros Métodos de Clarificación de Aceites que utilizan Tierra Fuller

A continuación se detallan otros métodos de recuperación del aceite dieléctrico que utilizan tierra fuller junto con otros compuestos clarificantes.

3.6.1 Método del Ácido Sulfúrico

Tal como se muestra en la figura 3.8, el método consiste en adicionar al aceite envejecido del 2 al 3% de su peso de ácido sulfúrico comercial con una densidad de 1.84. La mezcla es agitada con aire comprimido durante media hora y dejada en reposo hasta el día siguiente. Luego de esto, el aceite es bombeado hacia un segundo tanque en el cual es tratado con silicato de sodio en una proporción del 3% al 4%. La mezcla es nuevamente agitada con aire comprimido y dejada en reposo hasta el día siguiente. Enseguida, el aceite es bombeado hacia un tercer tanque en el cual es tratado con tierra fuller (200 mesh) en una proporción de su peso entre el 3% y el 4%. La mezcla es sometida a agitación con aire comprimido por una hora y es dejada en reposo hasta el día siguiente, cuando es filtrada con filtro prensa y almacenada.

Siguiendo este procedimiento, se consigue un índice de acidez de 0.05 mg KOH y una rigidez dieléctrica entre 28 a 30 kV.

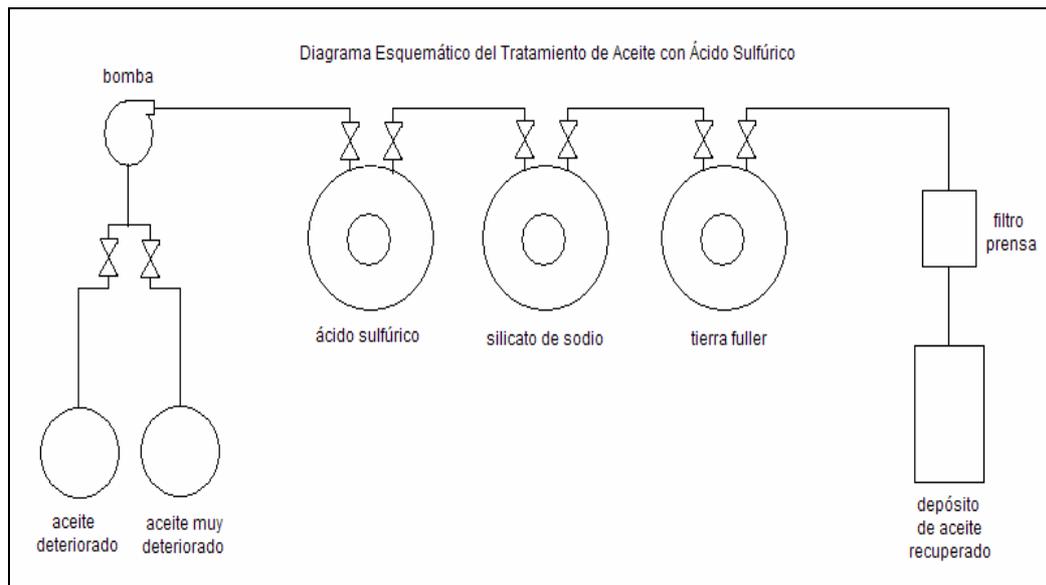


FIGURA 3.8: TRATAMIENTO CON ÁCIDO SULFÚRICO

3.6.2 Proceso con Trifosfato de Sodio

Tal como se muestra en la figura 3.9, el método del trifosfato de sodio consiste en agitar y mezclar el aceite con una solución de trifosfato de sodio a una temperatura de 80°C por un período de una hora, seguida de reposo, luego del cual se procede a separar la mezcla. La solución de trifosfato de sodio es drenada y el aceite es lavado con un spray de agua. El aceite es luego llevado hacia una centrífuga, luego de lo cual es calentado y depositado en un tanque que contiene tierra fuller (200 mesh). La mezcla es agitada durante 15 minutos y dejada en reposo hasta el día siguiente. Luego se procede al lavado del aceite con agua caliente, a su centrifugación y deshidratación con filtrado y vacío.

Este proceso es considerado más económico que el simple tratamiento con tierra fuller para grandes cantidades de aceite muy deteriorado, sin embargo deshacerse del trifosfato de sodio puede convertirse en un problema. Por esta razón en la actualidad sólo se conoce una compañía que realiza este tratamiento.

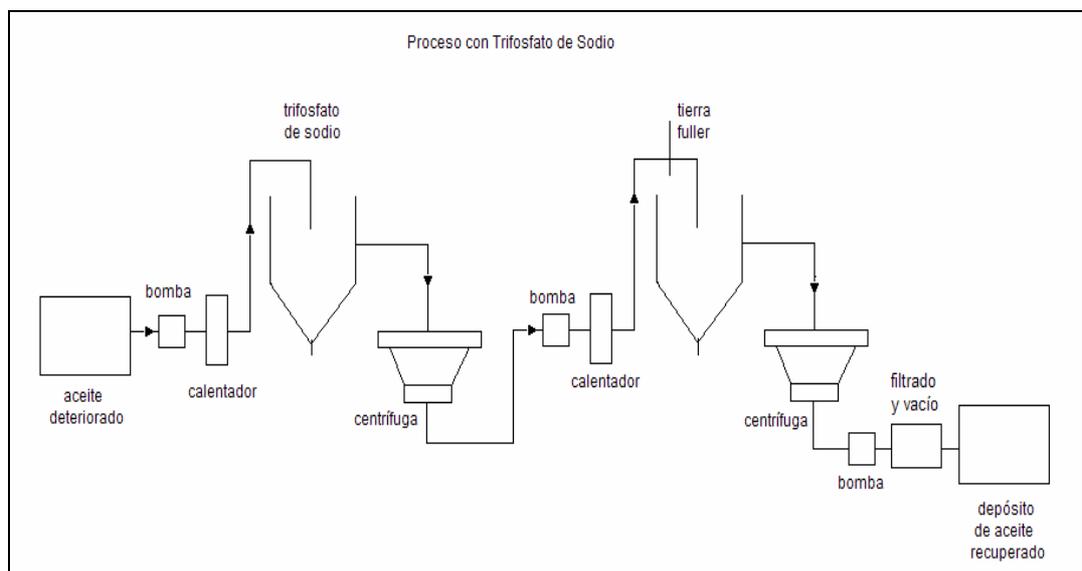


FIGURA 3.9: TRATAMIENTO CON TRIFOSFATO DE SODIO

3.6.3 Proceso con Carbón Activado y Silicato de Sodio

A pesar de que en la actualidad, no es comúnmente utilizado, es capaz de cumplir con los requerimientos necesarios en la regeneración de aceite de transformador envejecido. Tal como se muestra en la figura 3.10, el

aceite es primeramente calentado a 85° C, temperatura que se mantiene hasta el momento de su filtrado.

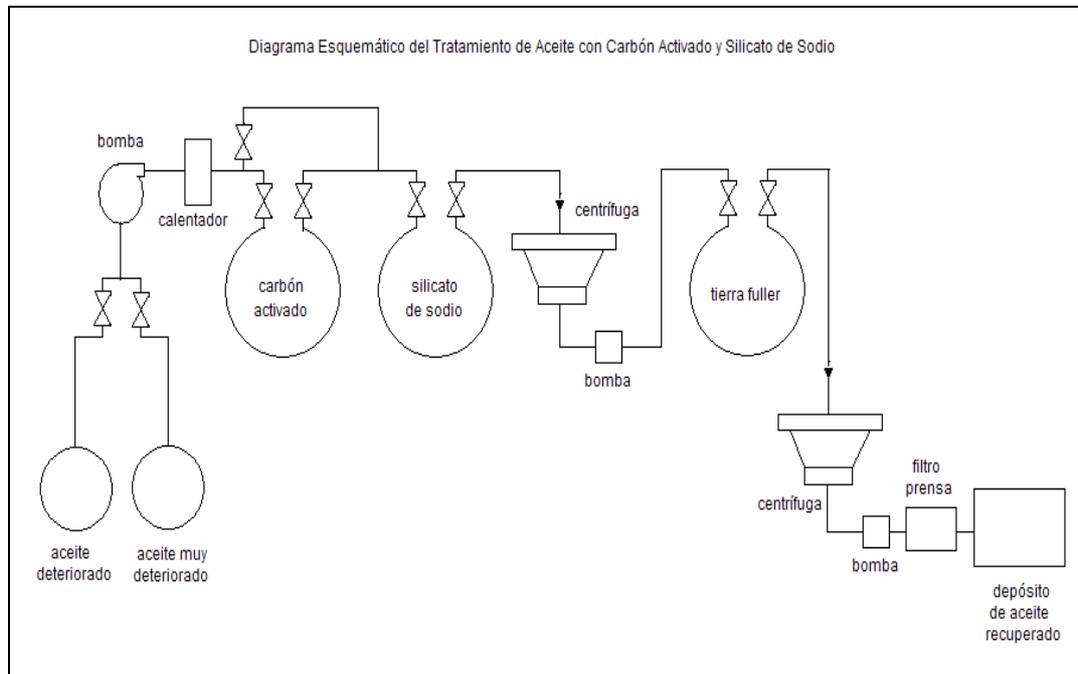


FIGURA 3.10: TRATAMIENTO CON CARBÓN ACTIVADO Y SILICATO DE SODIO

Este método consiste en los siguientes tratamientos básicos:

- Tratamiento con carbón activado en el cual se utiliza solamente del 1 al 2% por peso del carbón activado para aceites con gran acidez.

- Tratamiento que incluye el 30% por volumen de una solución de 2% de silicato de sodio (seguido de la centrifugación).
- Tratamiento con arcilla en donde se utiliza del 1 al 2% por peso de tierra fuller activada (seguido de la centrifugación).

El primer paso consiste en el tratamiento por agitación con carbón activado, en caso de que el número de neutralización del aceite deteriorado sea superior a 0.5 mg KOH/gram. Este paso es necesario para prevenir una emulsión del aceite ácido con la solución de silicato de sodio. Cuando el valor de acidez del aceite a tratarse es bajo, este proceso puede omitirse. Luego de esto, el aceite es llevado a un tanque en donde se enfría.

Luego del tratamiento con carbón activado, el aceite es mezclado con una solución de silicato de sodio y agitado. Enseguida, la solución de silicato de sodio es separado del aceite por centrifugación.

Posteriormente, el aceite es mezclado y agitado con tierra fuller activada. Luego la mezcla es separada y el aceite sufre una segunda centrifugación. Finalmente, el aceite es filtrado y llevado a tanques de almacenamiento.

De no utilizarse carbón activado, el proceso es continuo y su rendimiento es de 150 galones por hora (570 litros por hora). Cuando es necesario el tratamiento de carbón activado, el proceso no es continuo y su rendimiento se reduce a 500 galones por día (1900 litros por día). Ambos procedimientos presentan resultados satisfactorios.

3.7 Previsiones en el Retiro de la Tierra Fuller Saturada y su Impacto en el Medio Ambiente

En vista de que el proceso de clarificación y regeneración de aceites dieléctricos utilizando tierra fuller es algo que recién se va a implementar en el país se ha procedido a realizar la investigación de los efectos que la tierra fuller tiene en el medio ambiente ya que en el momento de su retiro ha sufrido la saturación de sus componentes químicos al encontrarse la misma embebida en el aceite dieléctrico. La tierra fuller luego del proceso es un silicato de aluminio y magnesio impregnado de base nafténica de aceite mineral aislante que desprende gases que obliga a tomar medidas de precaución para evitar su contaminación con el medio ambiente.

En el país actualmente existe el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas establecido por Decreto Ejecutivo No 1761 que fue publicado en el Registro Oficial No. 396 del 23 de agosto del 2001 en la presidencia del Dr.

Gustavo Noboa Bejarano así como el Reglamento para la Prevención y Contaminación por desechos peligrosos.

Al respecto efectuado el análisis de las reglamentaciones que existen en el país se establece lo siguiente:

- Dentro del Listado Nacional de productos químicos prohibidos, peligrosos y de uso severamente restringido que se utilizan en el Ecuador establecidos en el Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación por Desechos Peligrosos no se encuentran ni el aceite dieléctrico mineral así como tampoco la tierra fuller (silicato de aluminio y magnesio) en sus dos condiciones esto es antes y después del proceso de regeneración, sin embargo no dejan de ser sustancias líquidas y sólidas que deben ser tratadas con cuidado ya que se trata en el caso del aceite mineral de un derivado del petróleo.

- Dentro de la lista de productos químicos peligrosos y prohibidos de utilizar establecida en el Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación por Desechos Peligrosos no se encuentra estipulado el aceite mineral ni la tierra fuller (silicato de aluminio y magnesio), sin embargo si se encuentran en esta lista los Bifenilos Policlorados (PCBs) que fueron analizados en capítulos anteriores y que no son considerados en

este estudio ya que la regeneración del aceite no contempla su uso por lo prohibido que es su aplicación.

En vista de que las reglamentaciones existentes en el país no establecen puntualmente la utilización que se debe dar a la tierra fuller saturada se ha hecho consultas a varias firmas internacionales entre las que se destaca la compañía Transequipos con muchos años de experiencia la cual efectúa el aprovechamiento de la tierra fuller entregándola a plantas de asfalto en vista de que la tierra fuller saturada como se menciona antes es un silicato de aluminio y magnesio impregnado de base nafténica de aceite mineral el cual es derivado del petróleo al igual que el asfalto.

Otra opción que realiza Transequipos es una vez que la tierra fuller se encuentra impregnada y saturada con los productos de degradación de aceite mineral tales como compuestos polares, ácidos y coloidales, es retirada de los tanques de desludificación de la unidad de tratamiento y almacenada en bolsas plásticas que luego de la terminación total de los trabajos es transportada a las instalaciones de dicha empresa donde es almacenada en canecas o tambores metálicos junto con los residuos del laboratorio. Luego de que se ha almacenado una cantidad de tierra considerable ésta es trasladada a la compañía Holcim S.A. de Colombia que posee un horno de producción de cemento ubicado en Nobsa, Boyacá en donde se efectúa el tratamiento de

estos residuos para darles una disposición final y segura sin generar ningún tipo de residuo adicional.

CAPITULO IV

DESLODIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES EN EL PROCESO DE REGENERACIÓN CON TIERRA FULLER

4.1 Introducción

La recuperación del aceite de los transformadores es menos costosa que rellenar un transformador con aceite nuevo desde el punto de vista económico y energético. Sin embargo, la recuperación por sí sola no es una solución completa para el mantenimiento del aceite del transformador. Esto se debe a que la recuperación sólo clarifica el aceite eliminando sus contaminantes polares pero no disuelve ni remueve los lodos y sedimentos que se han formado en la celulosa que forma el aislamiento sólido y dentro del tanque del transformador.

El aceite está compuesto de hidrocarburos que tienen cierto grado de inestabilidad química, y en presencia de oxígeno, agua, más otros aceleradores como el calor, inexorablemente va finalmente a producir un resultado y son los famosos productos de oxidación del aceite, que son sustancias polares ácidas y en condición avanzada se van a polimerizar formando los lodos mencionados. Asimismo el cobre y el hierro en presencia

de agua constituyen un caldo de cultivo mortal en el proceso de oxidación del aceite aislante.

El lodo que es la fase terminal del proceso tiene la particularidad de ser una sustancia resinosa, parcialmente conductora, moderadamente soluble en el aceite y va a causar en el transformador efectos como los siguientes:

- Disminuye el aislamiento
- El transformador pierde capacidad de sobrecarga.
- Depósitos de lodo entre 1/8" y 1/4 " de espesor pueden aumentar la temperatura de operación del transformador entre 10° C y 15° C causando la depotenciación del transformador con la consecuencia directa en la disminución de la vida útil del mismo.

El lodo se precipita primero en las partes frías y luego en las partes calientes del transformador. Su formación puede ser periódica, o continua. Los lodos se van depositando en bobinas, núcleo y radiadores y cuando la situación se va tornando más crítica, se forma una capa pastosa y dura que se adhiere a los aislamientos del transformador, con la consecuente disminución de la capacidad refrigerante del aceite, baja en el nivel de resistencia de aislamiento y lógicamente baja en el nivel de rigidez dieléctrica del aceite.

4.2 Retiro de Lodos de las Bobinas y Núcleo del Transformador

El problema se origina cuando múltiples capas de lodo se depositan periódicamente en las bobinas y núcleo del transformador por un largo período de tiempo y en varios grados de oxidación avanzada. La recuperación mencionada anteriormente devuelve al aceite sus propiedades aislantes, sin embargo no remueve el lodo producto de la oxidación del aceite de la celulosa de la cual están formadas las bobinas del transformador.

Para limpiar el aislamiento sólido del transformador y remover los lodos es necesario un solvente. Sin embargo, la mayoría de solventes que disuelven los lodos pueden disolver al mismo tiempo el material del que se componen las bobinas causando grandes daños al transformador. Afortunadamente, se conoce que el aceite caliente puede funcionar eficientemente como solvente para la remoción de lodos. El grado de calentamiento del aceite necesario para este proceso depende del resultado de la prueba del punto de anilina la cual mide la temperatura a la cual el aceite disuelve a la anilina que es una sustancia aromática. El grado de solubilidad mutua aumenta con la temperatura. Los hidrocarburos parafínicos tienen usualmente una menor solvencia para la anilina y por lo tanto tienen un alto punto de anilina, mientras que los aromáticos tienen el punto de anilina más bajo. Los aceites nafténicos tienen un punto de anilina intermedio.

Según las especificaciones del aceite de transformador, un valor satisfactorio del punto de anilina es de 160° a 180° F (72° a 82° C). Cuando el aceite de transformador es calentado a esta temperatura, éste se convierte en un efectivo solvente de sus propios productos de oxidación.

La limpieza con aceite caliente se optimiza gracias al poder solvente que posee el aceite recuperado el cual ataca los depósitos de lodo en el interior del transformador. Este proceso consiste de tres pasos: calentamiento, absorción y vacío (remoción de agua y gases). Mientras que la recuperación por medio de métodos absorbentes limpia y clarifica el aceite, el aceite caliente limpia el interior del transformador garantizando resultados positivos en el mantenimiento del mismo alcanzando así los tres objetivos siguientes:

- Operar el transformador en un rango libre de lodos
- Prevenir fallas prematuras del transformador debido a la oxidación de su aceite.
- Conservar dos valiosos recursos: el aceite y el transformador.

Por lo tanto puede concluirse que el aceite caliente de transformador es un excelente solvente para la remoción de lodo y sedimento a una temperatura entre 72° a 82° C.

Es muy importante señalar que a pesar de que esta temperatura en algunas ocasiones es alcanzada por los transformadores en estado energizado, no es menos cierto que ésta no es constante ya que la temperatura en la madrugada y en las primeras horas del día baja porque se reduce también la cargabilidad del transformador. Para fines del tratamiento que debe tener el aceite, éste tiene una duración mínima de 24 horas, tiempo en el cual debe mantenerse la temperatura establecida entre 72° C a 82° C utilizando para el efecto calentadores cuya potencia dependerá de la máquina de termovació que se posea. De igual manera cuando el transformador no está energizado durante su tratamiento debe alcanzarse la temperatura de punto de anilina mencionada con un calentamiento previo.

4.2.1 Proceso de Remoción de Lodos del Transformador en Estado

Energizado y Desenergizado

Para lograr la remoción de todo el sedimento es necesario conectar el transformador al equipo de regeneración formando un sistema de circuito cerrado. El aceite del transformador es calentado mientras fluye por el mismo. Luego el aceite pasa a través de un filtro para remover sus contaminantes y el agua, hasta finalmente ser tratado con tierra fuller antes de pasar nuevamente al transformador. El número de recirculaciones a través del transformador depende de la cantidad de lodo, pero usualmente es de 6 a 20. La tabla 4.1 presenta una guía del

número de recirculaciones necesarias para la remoción de lodos de acuerdo a la condición inicial del aceite. El tratamiento continúa hasta que los resultados de las pruebas realizadas al aceite sean óptimos.

NÚMERO DE RECIRCULACIONES NECESARIAS PARA LA REMOCIÓN DE LODOS				
Condición del Aceite	Número de Acidez (mg KOH/gr)	Tensión Interfacial (dinas/cm)	Color	Acción a Seguir
Bueno	0.00 – 0.10	28 - 45	Amarillo Claro	Análisis Anual del Aceite
Marginal	0.11 – 0.15	24 - 27	Amarillo Oscuro	Regeneración con 6 recirculaciones
Malo	0.16 – 0.40	18 - 23	Ámbar	Regeneración con 10 recirculaciones
Muy Malo	0.41 – 1.50	9 - 17	Café	Regeneración con 20 recirculaciones
Condición Desastrosa	1.51 ó más	8 ó menos	Negro	Aislamiento agotado, no hay garantía de regeneración

TABLA 4.1

Este procedimiento puede ser realizado con el transformador energizado o desenergizado. La desludificación de un transformador energizado reduce los costos de mano de obra y transporte. Sin embargo, la mayoría de los fabricantes de transformadores y sus usuarios dudan todavía para mantener el transformador energizado durante el proceso de recuperación. Aún así la experiencia a través de los años ha probado que

este procedimiento es seguro y económico si se dispone de un equipo de recuperación apropiado y bien diseñado para trabajar con transformadores de hasta 230 kV.

Antes de iniciar el proceso, el aceite debe circular a través de todo el sistema incluyendo las mangueras. Luego, a medida que el aceite degradado sale por la parte inferior del transformador, el aceite recuperado entra por la parte superior asegurando que siempre circule aceite a través del tanque del mismo.

El aceite deteriorado es bombeado hacia el equipo de recuperación. Primeramente el aceite pasa a través del calentador elevándose la temperatura hasta alcanzar el punto de anilina (72° a 82° C). La temperatura del aceite del transformador continua subiendo hasta estabilizarse en 92° C (200° F) durante todo el proceso. El tiempo necesario para alcanzar esta temperatura dependerá de la temperatura ambiente, del tipo de transformador y de su carga.

Luego el aceite es bombeado hacia una válvula de control. En las primeras recirculaciones el aceite pasa a través de dos tanques con tierra fuller conectados entre sí. Cuando se satura la tierra del primer tanque, el aceite puede ser bombeado directamente hacia el segundo tanque mientras se sustituye la tierra fuller del primero. Una vez relleno el

primer tanque de tierra fuller, éste pasa a ser el segundo tanque. El tanque con tierra fuller más limpia se ubica siempre al final. De esta manera el aceite es pasado a través de ambos tanques en serie para su máxima limpieza. En este área están localizados los indicadores de presión para todo el sistema para que el operador supervise el equipo mientras está en funcionamiento.

Cada uno de los tanques contiene 1000 libras de tierra fuller, dando un total de 2000 libras arregladas de tal forma que el aceite pase por 14 pies de profundidad de tierra fuller durante el proceso. Una libra de tierra fuller representa 13 acres de superficie de adsorción para el aceite. En total las 2000 libras de tierra fuller representan para el aceite 1,118,000,000 pies cuadrados de superficie de adsorción durante el proceso.

Luego de pasar por las columnas de tierra fuller, el aceite es filtrado e introducido en una cámara de vacío. Aquí el aceite se mantiene a una temperatura de 92° C y a un vacío constante de 25 a 29 pulgadas de mercurio para su deshidratación y desgasificación. Tanto la temperatura como el vacío deben ser controlados cuidadosamente para prevenir un estallido de los hidrocarburos.

4.2.2 Limpieza con Aceite Caliente en Transformadores Energizados

Cuando las pruebas realizadas al aceite revelan un número de neutralización mayor a 0.15 mg KOH / gramo de aceite y una tensión interfacial menor a 24 dinas / cm es necesario realizar una limpieza con aceite caliente.

Mientras que el aceite puede ser recuperado mediante una sola pasada a través del equipo de tratamiento de aceite, es necesario hasta 10 recirculaciones de aceite caliente para remover eficientemente los lodos acumulados en el transformador y especialmente en la celulosa del mismo.

La limpieza es más eficiente si el transformador se encuentra energizado ya que la frecuencia de 100/120 ciclos causa la vibración de las láminas del transformador lo que ayuda a desprender fácilmente el lodo del interior del equipo. El calor producido en un transformador energizado es de gran ayuda para que el aceite alcance rápidamente su temperatura de punto de anilina, logrando que el calentador trabaje eficientemente.

Como se dijo anteriormente, el proceso de limpieza con aceite caliente requiere de un equipo de recuperación móvil conectado al transformador mediante mangueras. Este sistema combina el calentamiento continuo, el

tratamiento de percolación con tierra fuller, la deshidratación con vacío y un filtrado final.

4.2.3 Adición del Inhibidor de Oxidación

Cuando se alcanza el grado final de la limpieza con aceite caliente, tal como lo determinan las pruebas de laboratorio realizadas al aceite recuperado, se procede a la adición del inhibidor de oxidación al aceite caliente en la última recirculación para restaurar la pérdida de inhibidor causado por el proceso de envejecimiento del aceite, su contacto con la tierra fuller y el efecto del calentamiento y vacío. El inhibidor, comprado en forma de lámina y mezclado a una concentración apropiada en un tanque, es introducido en el transformador a través de una válvula solenoide. El tanque está diseñado de tal forma que el 0.3% de inhibidor DBPC (2,6-ditercio-butil fenol) por peso del aceite, sea adicionado con exactitud en cada unidad.

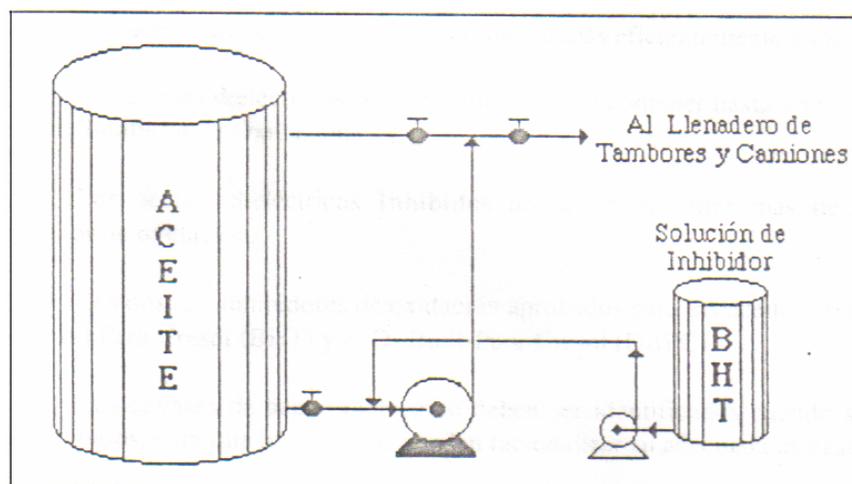


FIGURA 4.1: INSTALACIÓN PARA AÑADIR EL INHIBIDOR DE OXIDACIÓN

La adición del inhibidor previene la formación acelerada de productos de oxidación en el aceite de transformador, extendiendo la vida útil del mismo. El inhibidor ayuda también a mantener la resistencia mecánica del aislamiento sólido.

4.3 Equipos para la Recuperación del Aceite

Los equipos para la recuperación del aceite combinan los métodos de reacondicionamiento y recuperación formando un sistema portátil, móvil o estacionario que incluye bombas, calentadores y otros instrumentos necesarios.

Un moderno sistema de recuperación y reacondicionamiento puede constar de un tanque de sedimentación, bomba de transferencia, calentador, prefiltro, columnas de arcilla, deshidratador con vacío, filtro final, sistema de inyección de inhibidor y toda la instrumentación y controles necesarios.

Estos sistemas pueden tener una capacidad de hasta 300 galones de aceite por hora (12000 litros/hora). Asimismo estos equipos pueden ser instalados en un trailer con el fin de trasladarse hasta el sitio donde se encuentra el transformador cuyo aceite será procesado.

4.4 Tecnología Fluidex

Fluidex ha desarrollado un sistema especial de equipos de procesamiento de aceite, capaces de realizar las labores relacionadas al tratamiento del aceite en sitio incluso con transformadores energizados. Estos sistemas permiten la reutilización de las camas de Tierra Fuller entre 200 a 300 veces.

Hoy en día, muchas compañías han adoptado este proceso como el único proceso ambientalmente aceptable para la recuperación del aceite dieléctrico. Fluidex está comprometido a una investigación continua y al desarrollo de tecnologías de regeneración de aceite y su expansión a otras aplicaciones e industrias.

En 1981, la organización Fluidex se estableció en Johannesburgo, Sudáfrica, como un fabricante de plantas de regeneración de aceite. El éxito inicial con prestigiosas organizaciones como Eskom y Sasol han contribuido al rápido crecimiento de la compañía. Actualmente existen otras compañías que han desarrollado equipos para la recuperación de aceites dieléctricos aplicando la tecnología Fluidex tales como Filtervac, Enervac, Filterall, etc.

4.4.1 Comparación de Tecnologías

La tecnología Fluidex ofrece muchas ventajas sobre sistemas tradicionales de recuperación. Con un sistema de regeneración Fluidex que incluye la recuperación y el reacondicionamiento del aceite así como la desludificación de los bobinados del transformador, las camas de Tierra Fuller se pueden reutilizar de 200 a 300 veces antes que se requiera su reemplazo. Esto hace más fácil el trabajo del operador de planta dado que no tiene que manipular cientos de kilogramos de Tierra Fuller por día. Esta capacidad de reusar la Tierra Fuller elimina la necesidad y los costos asociados con el desecho del material, con su manipulación asociada y el equipo especial requerido para el desecho de la Tierra Fuller usada.



FIGURA 4.2: PLANTA DE REGENERACIÓN FLUIDEX CON COLUMNAS DE TIERRA FULLER REACTIVABLES

La tierra fuller saturada no puede ser arrojada en rellenos sanitarios ya que podría contaminar las aguas subterráneas con los hidrocarburos del petróleo creando serios problemas ambientales y de salud. Por lo tanto la tierra saturada debe recibir un costoso tratamiento antes de ser desechada. Esto puede evitarse con la tecnología Fluidex ya que una vez reactivada la tierra hasta 300 veces ésta se encuentra en condiciones de ser reutilizada como tierra de relleno sin causar daños ecológicos.

La tecnología Fluidex reduce las pérdidas de aceite asociadas con el desecho de la Tierra Fuller en cerca de un 90%. Esto reduce en gran medida la necesidad y los costos asociados con el reemplazo del aceite de transformadores.

La tecnología Fluidex también reduce el tiempo de procesamiento de aceite de un 20 a un 70%. La Tierra Fuller usada en los sistemas tradicionales de recuperación de aceite tiene un mayor contenido de humedad que la usada por Fluidex. La tecnología Fluidex elimina el procesamiento adicional que deben usar los métodos tradicionales para deshidratar adecuadamente el aceite procesado y consta de los siguientes sistema:

- Sistemas de Reacondicionamiento y Recuperación de Aceite
- Sistemas de Secado Energizado
- Sistemas Regenerativos de Arcilla
- Enfriadores Auxiliares de Aceite

Los sistemas convencionales utilizan tierra fuller para el filtrado del aceite, pero una vez que la tierra ha maximizado su capacidad de absorción, está debe ser sustituida por tierra fuller nueva.



FIGURA 4.3: SISTEMA CONVENCIONAL DE TRATAMIENTO
DEL ACEITE CON TIERRA FULLER

La nueva tecnología Fluidex, se basa en que la tierra fuller está presente en forma permanente en la planta de regeneración. Cuando la tierra fuller deja de adsorber los contaminantes en forma eficiente, la misma es reactivada dentro de la planta. Después de la reactivación, continúa el proceso de recuperación.

Durante la circulación de una cantidad nominal de aceite contaminado, las columnas de arcilla se saturan progresivamente perdiendo eficiencia hasta el punto en que es necesaria la reactivación de la misma la cual puede llevarse a cabo de forma automática. Como puede verse, el proceso de reactivación está totalmente automatizado y hace posible la reutilización de la misma arcilla durante un tiempo considerable de aproximadamente 2 años.

Asimismo ha sido comprobado que luego de la reactivación inicial de la arcilla, la capacidad de absorción de la misma mejora considerablemente brindando mejores resultados que la tierra fuller virgen.

Para obtener el más alto grado de seguridad y flexibilidad, la planta de regeneración Fluidex es totalmente automática, manejada por un controlador de proceso lógico y con un sistema de supervisión de planta computarizado. Todos los parámetros vitales de operación son medidos constantemente y registrados en una computadora para su análisis posterior. Cualquier condición anormal de operación causará una señal de alarma para alertar al operador y si no se toman medidas correctivas, la planta dejará de funcionar por sí sola con toda seguridad.

Existen grandes ventajas al utilizar el sistema Fluidex si lo comparamos con los sistemas convencionales de tierra fuller los cuales han sido utilizados en la industria eléctrica por varias décadas. A pesar de que los sistemas utilizados en el reacondicionamiento del aceite son capaces de eliminar el contenido de gases y agua en el aceite, no remueven los contaminantes ácidos y lodos, por lo tanto no mejoran el color ni la estabilidad de oxidación. Si comparamos los dos sistemas de recuperación de aceite utilizando tierra fuller obtenemos los siguientes resultados.

DESCRIPCIÓN	SISTEMA CONVENCIONAL	TECNOLOGÍA FLUIDEX
Pérdida de aceite durante el tratamiento en %.	6	0.2
Cantidad de desperdicio en % del aceite tratado.	10	0.1
Número de veces en que la misma tierra fuller puede ser reutilizada.	1	300
Cantidad de tierra fuller que debe ser desechada durante 2 años de operación en libras.	900000	3000
Calidad de la arcilla desechada.	Peligrosa	No peligrosa
Grado de Automatización.	Limitado	Completo
Número de operadores requeridos por 24 horas.	48	2

TABLA 4.2

4.4.2 Planta de Regeneración Móvil Fluidex

La planta de regeneración móvil Fluidex ha sido diseñada especialmente para trabajos en sitio, con el fin de regenerar completamente el aceite aislante tanto en transformadores energizados como desenergizados. El tratamiento incluye la regeneración del aceite a través de su desgasificación, secado y filtrado, sin embargo, su principal función es la remoción de ácidos, lodos, contaminantes y la decoloración dejando el aceite con una excelente estabilidad de oxidación y reduciendo la tendencia a la formación de gases.

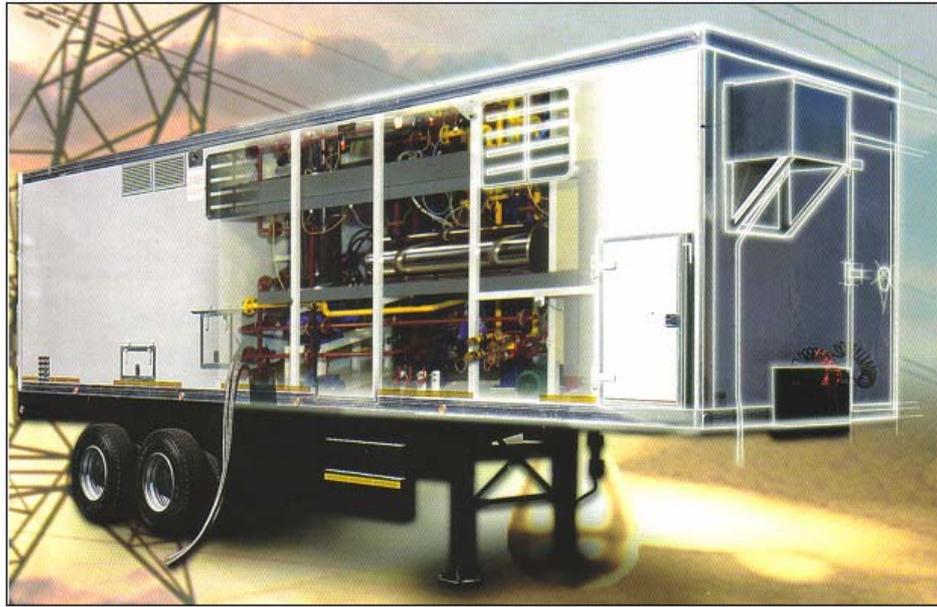


FIGURA 4.4: PLANTA DE REGENERACIÓN MÓVIL FLUIDEX

La característica que distingue a la planta de regeneración Fluidex es su habilidad para regenerar el aceite continuamente mediante un programa cíclico que reactiva las columnas de tierra fuller alternadamente. La reactivación es totalmente automatizada, lo que permite procesar grandes cantidades de aceite utilizando la misma tierra fuller, la cual no necesita ser removida por un período de hasta dos años. Cuando la tierra fuller es finalmente removida como arena seca y neutra, puede ser utilizada como material de construcción.

4.4.2.1 Proceso de Absorción Permanente

El proceso de regeneración requiere que el aceite deteriorado de transformador sea pasado a través de una columna de adsorbente como la tierra fuller. A medida que el tratamiento con tierra fuller remueve los contaminantes del aceite, la tierra fuller se va saturando progresivamente hasta que su capacidad regenerativa decrece rápidamente. Al llegar a este punto, la tierra fuller debería ser reemplazada en una planta convencional, mientras que en la planta de regeneración Fluidex, esta es reactivada, lo cual es preferible tanto económicamente como ambientalmente.

El proceso de absorción permanente permite que la tierra fuller en las columnas sea reactivada repetidamente de una forma segura y no contaminante.

4.4.2.2 Aplicaciones del Proceso

Antes de empezar con la regeneración del aceite de transformador en sitio, debe tomarse una muestra del aceite para realizar su análisis. Los resultados de las pruebas efectuadas a la muestra determinan la extensión y los parámetros de la regeneración, sin embargo el análisis de los gases disueltos en el

aceite es la única prueba que determina si el transformador puede ser tratado en estado energizado o desenergizado. En ambos casos el aceite es recirculado por un período de tiempo por la máquina de regeneración.

La velocidad de flujo en transformadores energizados es variable dependiendo del tamaño del mismo. El número de ciclos depende del grado de contaminación, sin embargo, la regeneración en sitio requiere de 8 a 12 pasadas por la máquina de regeneración.

En los transformadores desenergizados la velocidad de flujo de la máquina de regeneración puede incrementarse al máximo ya que no existen problemas de turbulencia.

En general, para maximizar la eficiencia de la tierra fuller, es recomendable reducir la velocidad de flujo al 20-25% de su valor nominal máximo.

La desludificación puede llevarse a cabo en estado energizado y desenergizado. Dos criterios importantes para la eliminación de lodos en el aceite son los siguientes:

- La temperatura del aceite que circula dentro del transformador debe superar su punto de anilina (78° C) con el fin de que el lodo sea redisolto en el aceite caliente.
- El aceite que circula en el transformador debe ser primeramente recuperado para que sea capaz de disolver y absorber el lodo.

En transformadores energizados el proceso de desludificación es muy eficiente y se beneficia de la vibración mecánica y el calor generado debido a su energización. En transformadores desenergizados la desludificación necesita un mayor número de pasadas, dependiendo del tamaño del transformador.

4.4.2.3 Descripción del proceso

La planta de regeneración se conecta al transformador por medio de mangueras formando un lazo cerrado que permite que el aceite sea bombeado desde la parte inferior del transformador hacia la máquina de regeneración, y regresando por la parte superior de la unidad a tratarse tal como se muestra en la figura 4.5.

El proceso de absorción permanente combina dos funciones: el reacondicionamiento y la recuperación. La recuperación es un proceso cíclico de dos fases: la fase de procesamiento, seguida de la fase de reactivación. Las temperaturas de operación y las velocidades de flujo están determinadas por el tipo de aplicación y el grado de contaminación señalados en las pruebas realizadas al aceite antes de comenzar el proceso.

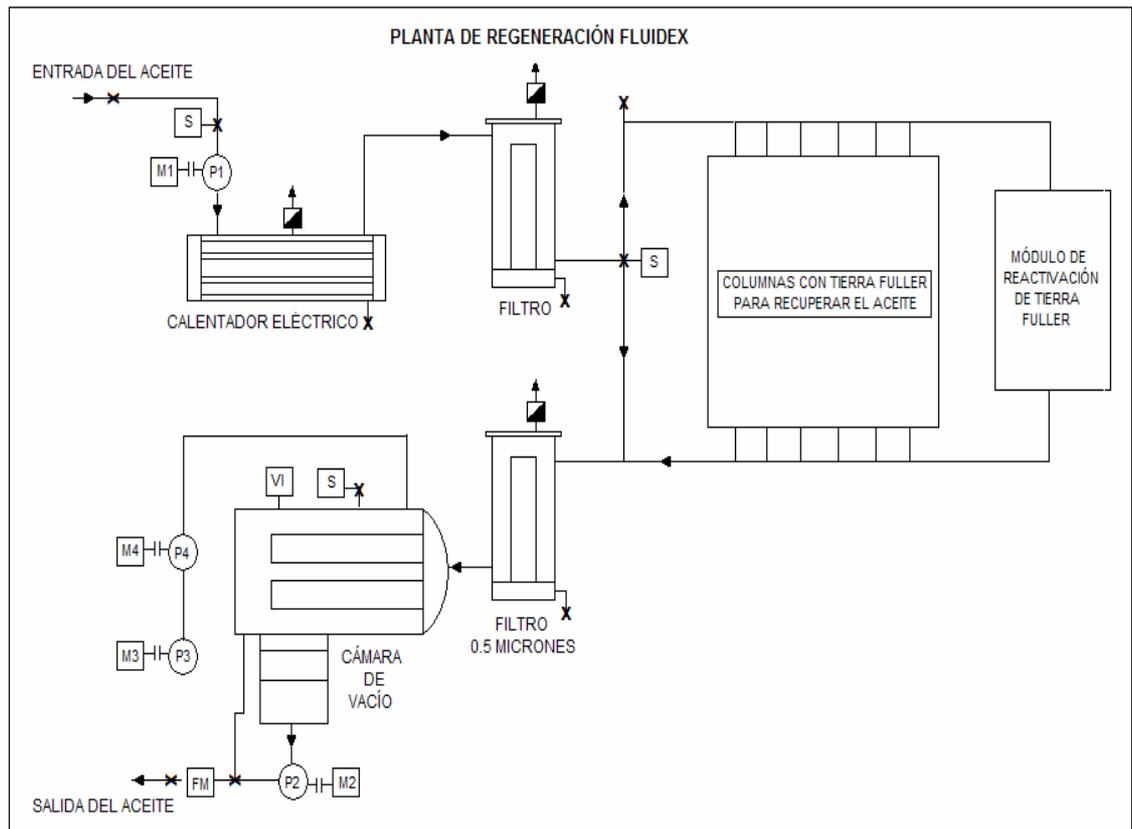


FIGURA 4.5: FLUJO ESQUEMÁTICO DE LA PLANTA DE REGENERACIÓN DE ACEITE FLUIDEX

El proceso de absorción permanente combina dos funciones: el reacondicionamiento y la recuperación. La recuperación es un proceso cíclico de dos fases: la fase de procesamiento, seguida de la fase de reactivación. Las temperaturas de operación y las velocidades de flujo están determinadas por el tipo de aplicación y el grado de contaminación señalados en las pruebas realizadas al aceite antes de comenzar el proceso.

El reacondicionamiento y la recuperación constituyen la fase de procesamiento, la cual dura aproximadamente 8 horas. La velocidad del flujo del aceite de acuerdo a la aplicación es ajustable y puede graduarse entre el 20 al 100% de su capacidad nominal.

El reacondicionamiento también conocido como termovacío es una operación que se limita a la extracción de humedad, desgasificación y filtración de partículas del aceite mediante vacío, calentamiento y filtración fina (0.5 micrones) manteniendo el aceite a una temperatura entre 65-70° C.

En el proceso de absorción permanente, el aceite es recuperado por percolación forzada a través de columnas de tierra fuller activada a 70° C. Luego de la recuperación, el aceite es

desgasificado antes de pasar por un filtro de 0.5 micrones para regresar nuevamente al transformador.

Luego de haber circulado una cantidad nominal de aceite, las columnas de tierra fuller se saturan y su eficiencia cae hasta un punto en la reactivación es justificable. Al llegar a este punto, la circulación de aceite caliente continua en el proceso de reacondicionamiento.

La tierra fuller es reactivada en columnas, de donde se extrae el aceite lodoso mezclado con la tierra fuller (0.2% del total de aceite procesado) el cual es separado y recolectado en un tanque de almacenamiento antes de ser desechado o revendido. El aceite limpio atrapado en la tierra es recuperado. Luego de la fase de reactivación que dura aproximadamente 16 horas, se reinicia la fase de procesamiento con simplemente presionar un botón del tablero de control.

Para mantener el procesamiento continuo del aceite, la planta puede ser provista de dos módulos de reactivación, que permite el tratamiento con tierra fuller en el primer módulo y la limpieza y reactivación en el segundo.

La operación y control de la planta de regeneración es mediante PLC (Controlador Lógico de Proceso) que interactúa con un sistema supervisor de manejo de datos. A través de la computadora pueden controlarse parámetros tales como la velocidad de flujo, presión, litros de aceite procesado, alarmas, etc.

En el caso de una falla de alimentación eléctrica, los procedimientos de apagado emergente son automáticos. Una vez restablecido el servicio eléctrico, el operador reinicia el procedimiento, lo cual no ocurre automáticamente por seguridad, especialmente si se trabaja con transformadores energizados.

4.5 Resultados del Análisis de los Aceites luego del Tratamiento con Tierra

Fuller.

De la aplicación realizada por la Compañía Fluidex en la utilización de la máquina de tratamiento de aceite con tierra fuller se establece por parte de la misma los siguientes resultados luego de efectuar la recuperación del aceite, estableciendo tanto valores iniciales como finales, tal como se detalla en la tabla 4.3 a continuación.

PRUEBA	MÉTODO	UNIDAD	CONDICIÓN INICIAL	CONDICIÓN FINAL
Acidez	ASTM D974	mg KOH/g	0.25	< 0.03
Color	ASTM D1500	Visual	Café/Turbio	Amarillo Claro
Rigidez Dieléctrica	ASTM D877	KV	< 30	>70
Humedad	ASTM D1533	ppm	< 2000	5
Factor de Potencia	ASTM D924	-	< 1%	<0.5%
Tensión Interfacial	ASTM D971	Dinas/cm	< 15	>35
Contenido de Gas	ASTM D3612	ppm	>700	<700

TABLA 4.3

4.6 Detalle de los Cambios de Coloración que presentan los Aceites

Dieléctricos durante la Recuperación con Tierra Fuller.

A pesar de que en todo proceso de recuperación de los aceites dieléctricos con tierra fuller, el principal objetivo es mejorar sus condiciones físico químicas así como dieléctricas, es muy importante también observar el proceso de clarificación que logran los mismos.

Para el efecto, como una experiencia del laboratorio se recogió diferentes muestras de aceite de transformador con distintos grados de envejecimiento habiéndose identificado las mismas de acuerdo a la escala de colores del 0.5 al 8.0 establecida por la norma ASTM D1500. Las fotografías de dichas muestras se exponen en la figura 4.7.

Al efectuar el proceso convencional de recuperación con tierra fuller del aceite en el laboratorio, se logró que un aceite de coloración de 3.5 cambie a 1.25 pasando por tres columnas de tierra fuller. Asimismo el fabricante de Fluidex indica que un aceite con una coloración inicial de 4.0 logra al terminar el proceso un valor de 0.5 lo que equivale a un aceite casi nuevo. (figura 4.6)

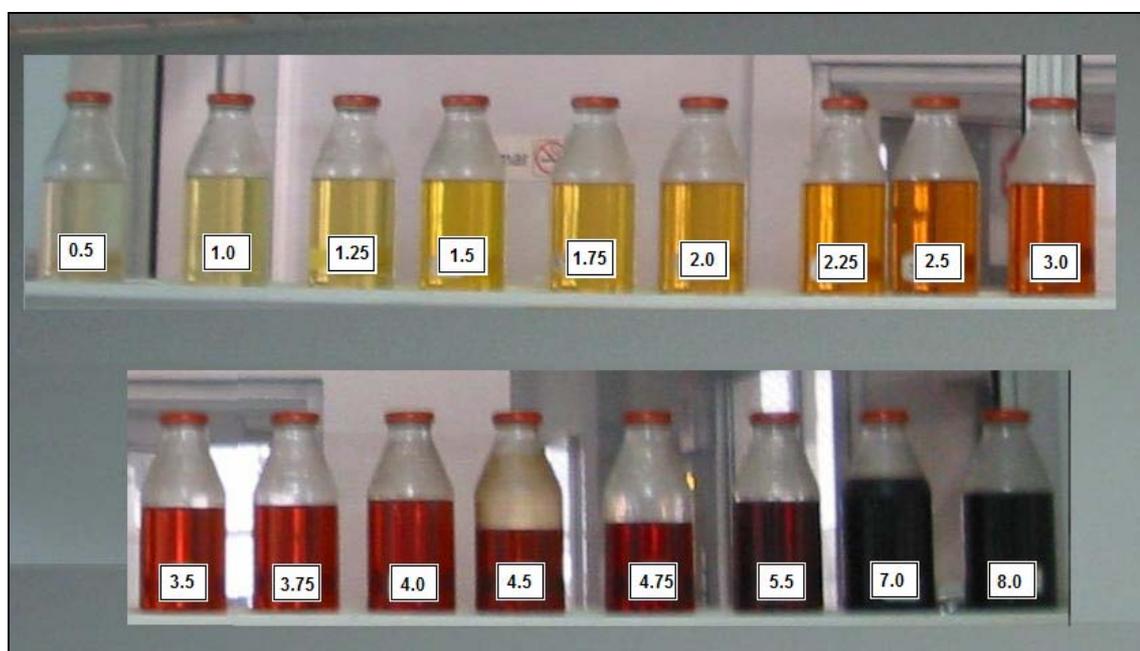


FIGURA 4.7: ESCALA DE COLORES DE LA DEGRADACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS



FIGURA 4.6: CAMBIO DE COLORACIÓN DEL ACEITE LUEGO DEL TRATAMIENTO CON TIERRA FULLER UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA FLUIDEX

CAPITULO V

GUÍA PARA LA RECUPERACIÓN ÓPTIMA DE LOS ACEITES DIELECTRICOS Y DESLÓDIFICACIÓN DE BOBINADOS EN TRANSFORMADORES ENERGIZADOS UTILIZANDO TIERRA FULLER

5.1 Factores a Considerar durante el Proceso de Recuperación

La elección del método de recuperación más práctico y económico para un sistema dado depende de las características geográficas del sistema, las facilidades disponibles para realizar el trabajo, y los factores concernientes a los tipos de equipos de recuperación con sus respectivos métodos detallados en capítulos anteriores.

Por ejemplo en un sistema con grandes cantidades de aceite deteriorado o en un sistema en donde sólo se ha realizado el reacondicionamiento, el método de percolación por gravedad ofrece muchas ventajas. Esto requiere de pocos equipos nuevos, y de una menor atención y mano de obra. En un sistema en donde los aceites que requieren atención se encuentran en distintos lugares, es más práctico el método de percolación con presión y de preferencia con un equipo móvil con el fin de recircular el aceite dentro del transformador.

Independientemente del método de recuperación a elegirse, existen cuatro factores críticos que deben tomarse en cuenta durante el proceso de tratamiento del aceite:

- Antes que el aceite entre en contacto con la tierra absorbente, éste debe encontrarse libre de agua para prevenir que la arcilla se humedezca. El agua causa el bloqueo parcial o total de la arcilla, y de ser así es necesario descartarla.
- Durante la recirculación del aceite es preferible deshidratar el mismo luego de que éste es pasado por la tierra fuller. Esto se debe a que la tierra puede contener del 10 al 13% de humedad que de ser absorbida por el aceite causará la presencia de agua en el producto final.
- Antes de retornar al transformador, el aceite debe ser pasado por un filtro de 0.5 micrones para remover cualquier remanente de arcilla u otro contaminante restaurando así su rigidez dieléctrica.
- Una vez terminado el proceso de recuperación es necesario adicionar al aceite el inhibidor de oxidación en una concentración del 0.3% de su peso.

La tabla 5.1 muestra las condiciones de temperatura y presión recomendadas por la ASTM para procesar el aceite dieléctrico sin remover el inhibidor de oxidación.

CONDICIONES RECOMENDADAS POR LA ASTM PARA PROCESAR ACEITE DIELECTRICO INHIBIDO		
Temperatura	Presión Mínima	
	Pa	Torr
40	5	0.04
50	10	0.075
60	20	0.15
70	40	0.30
80	100	0.75
90	400	3.00
100	1000	7.50

* A temperaturas mayores, realizar prueba de contenido de inhibidor y adicionar el necesario.

* Precaución: Si se requiere eliminar cantidades de agua muy significativas, es muy probable la pérdida de inhibidor aún cuando se cumplen estas condiciones recomendadas.

TABLA 5.1

5.2 Limpieza con Aceite Caliente en Estado Energizado vs. Limpieza con Aceite Caliente en Estado No Energizado

La mayor parte de los transformadores pueden ser desludificados mediante una limpieza con aceite caliente y en estado energizado, sin embargo hay algunas excepciones que tienen que ver con el ámbito de la seguridad. Los transformadores cuya válvula inferior está muy cercana a los conductores energizados, los bancos de transformadores ubicados sobre plataformas altas y

los transformadores sin válvulas con voltaje primario superior a 7200 V sólo pueden ser tratados en estado no energizado.

Otras consideraciones que no permiten el tratamiento en estado energizado tienen que ver con ciertas características del aceite del transformador. Un porcentaje de humedad del 6% por peso del aceite y un nivel de gases disueltos potencialmente peligroso no permiten la energización del transformador durante el proceso de remoción de lodos el cual debe ser realizado sólo por compañías especializadas en este trabajo.

5.2.1 Cuando la Desludificación de los Bobinados Requiere Tratamiento

Adicional

Los procedimientos de limpieza con aceite caliente remueven grandes cantidades de productos de oxidación del aceite, sin embargo estos deben ser realizados al transformador algunas veces antes de remover completamente el lodo y sedimento. Esto se debe a que un solo tratamiento con aceite caliente que dura 30 horas no puede corregir un problema de deterioro de más de 30 años. Mientras más se posterga el tratamiento con aceite caliente, más crece la acumulación de lodos.

Con el fin de asegurar una operación continua y confiable del transformador se recomienda realizar la limpieza con aceite caliente cada

vez que los valores de acidez y tensión interfacial caigan en parámetros cuestionables. Por esta razón es muy importante realizar pruebas anuales al aceite de transformador luego de la limpieza con aceite caliente inicial.

5.2.2 Límites de la Desludificación con el Transformador Energizado

Como se ha mencionado anteriormente existen ciertos factores que condicionan la energización del transformador mientras se realiza su tratamiento:

5.2.2.1 Recuperación Inadecuada

La recuperación inadecuada del aceite dieléctrico se debe a que no se realizan las recirculaciones necesarias para remover completamente el lodo y sedimento. Esto ocurre también cuando la temperatura a la que se calienta el aceite durante el proceso no llega al punto de anilina. Una vez terminada la recuperación inadecuada, los depósitos de lodo todavía existentes sobre el núcleo, bobinas y en el interior de los radiadores, se vuelven a disolver en el aceite limpio contaminándolo en un período corto de tiempo.

5.2.2.2 Pruebas de Análisis al Aceite Dieléctrico

La limpieza con aceite caliente no debe ser realizada con el transformador energizado cuando en los resultados del análisis del aceite éste presenta una excesiva humedad. Un parámetro muy útil es la prueba de humedad de Karl Fisher la cual da un límite de 50 ppm para la desludificación de transformadores en operación. Por lo tanto si la humedad supera este valor, es aconsejable trabajar con el transformador no energizado.

Si el análisis de gases disueltos en el aceite indican altas concentraciones de gases combustibles, la limpieza con aceite caliente no debe ser realizada mientras el transformador está energizado. En el caso de encontrarse una concentración alta de acetileno en el aceite, lo cual es señal de problemas de arco, el desgasificado y las reparaciones deben ser realizadas una vez que el transformador esté fuera de servicio.

Asimismo no puede realizarse el trabajo energizado si se detecta en el examen visual sedimento con contenido metálico o pedazos de celulosa en el aceite. Esto también es aplicable en el caso de un alto contenido de furanos, el cual indica la degradación de la celulosa.

5.2.2.3 Observaciones

Existen algunas observaciones a ser consideradas para la limpieza con aceite caliente en estado energizado. Si el tablero terminal ubicado en la parte superior del cambiador de tap contiene lodo en forma visible, éste no debe estar alimentado mientras se realiza el proceso.

5.2.2.4 Años de Servicio del Transformador

Los transformadores que a través de su vida útil han sido recuperados y lavados con aceite caliente pueden operar satisfactoriamente aproximadamente por un período de 50 años. Sin embargo, al llegar a este punto, es necesario determinar primeramente si el transformador ha llegado al final de su vida útil y de ser así no se justifica un nuevo tratamiento al aceite. Dos parámetros que ayudan a tomar esta decisión son el grado de polimerización y el contenido de furanos explicados en el capítulo I.

5.3 Medidas de Seguridad durante el Proceso

Las medidas de precaución empiezan con el análisis del aceite a ser recuperado para determinar si existen condiciones inusuales en el transformador que no permitan el tratamiento con aceite caliente mientras el transformador se encuentra energizado. Las medidas de seguridad básicas para la protección del personal incluye las siguientes:

- Cumplir las normas de entrenamiento para entrar a subestaciones.
- Mantener una distancia segura de los conductores energizados.
- Asegurar una adecuada puesta a tierra del equipo de tratamiento de aceite a la malla de puesta a tierra de la subestación.
- Para todas las conexiones entre el transformador y el equipo de tratamiento de aceite es necesario utilizar mangueras de alta presión reforzadas con alambre trenzado.
- Asegurarse de que todas las mangueras y conexiones estén enlazadas para prevenir descargas estáticas.
- Proveer de interruptores a los circuitos que alimentan a las bombas para proteger al personal de electrochoques durante fallas a tierra.
- Utilizar guantes aislantes y demás equipos de protección personal de ser necesario.

5.4 Innovaciones para el Proceso

Los siguientes instrumentos de seguridad deben ser implementados en los equipos de tratamiento del aceite dieléctrico para el óptimo control del proceso:

- Detectores y controles de nivel de aceite para asegurar que los componentes internos del transformador permanecen con aceite. Estos controles deben ser diseñados para mantener un nivel de aceite constante tanto en el transformador como en el equipo de tratamiento de su aceite dieléctrico.
- Calentador con regulación automática para mantener el aceite a la temperatura de punto de anilina evitando que ésta se eleve y dañe el sistema de aislamiento.
- Dispositivos de alarma que indiquen la desviación de la temperatura, presión y nivel de aceite de los límites preestablecidos.
- Filtros en las descargas de todas las bombas para retener las cortaduras de metal que pueden ser desprendidas de los impulsores de las bombas y engranajes.

- Diseño que garantice la realización de vacío sólo en el equipo de tratamiento de aceite y no en el transformador.
- Instrumentación para monitorear la velocidad de flujo del aceite y para evaluar la eficiencia del filtro de tierra fuller. Luego de esto es importante realizar el análisis del aceite para verificar su condición de acuerdo a las normas ASTM.

5.5 Eliminando Riesgos durante el Proceso de Recuperación en Estado

Energizado

Muchos expertos optan por un proceso de recuperación con el transformador desenergizado con el fin de evitar los siguientes riesgos:

5.5.1 Presión Negativa en el Tanque del Transformador (Vacío)

Si el vacío es llevado dentro del transformador, podría ocurrir el colapso del tanque y los radiadores. Sin embargo, esto es imposible si se utiliza el equipo adecuado de tratamiento del aceite, realizándose el vacío sólo dentro del equipo. Otra forma de evitar una presión negativa dentro del transformador es manteniéndolo ventilado al ambiente durante el proceso de recuperación del aceite.

5.5.2 Burbujas de Aire

Otro argumento por el que muchos no optan por un proceso de recuperación del aceite con el transformador energizado, es el riesgo de la formación de burbujas de aire en las bobinas o en el proceso causando el bloqueo de aire en las bombas y un flameo en el transformador. Si embargo, un sistema diseñado apropiadamente elimina este riesgo a través del desgasificado con vacío acompañado de una velocidad de flujo de aceite controlado. De esta forma el aceite que retorna al transformador tiene tendencia a absorber gas, no a producirlo.

5.6 Confiabilidad de la Recuperación del Aceite con el Transformador

Energizado

Más de 40 años de experiencia han probado la predicción de Frank Doble en 1952, de que el tratamiento del aceite mientras el transformador está energizado puede llevarse a cabo de forma segura utilizando el equipo apropiado para esta tarea.

Desde 1965, la compañía S. D. Myers Inc. ha tratado exitosamente a más de 10,000 transformadores energizadamente siguiendo los procedimientos de seguridad mencionados anteriormente. Esta base de datos confirma que

mediante la utilización de los equipos de tratamiento adecuados puede removerse completamente el lodo y sedimento en transformadores energizados de una forma confiable y económicamente rentable, prolongando así la vida útil del transformador y preservando al mismo tiempo el aceite de transformador con base nafténica.

A manera de resumen, el aceite dieléctrico puede recuperarse con tan sólo una pasada a través de las columnas de tierra fuller del tamaño adecuado, sin embargo, las pasadas adicionales con aceite caliente son necesarias para disolver los productos de oxidación del aceite deteriorado depositados en la celulosa, núcleo y bobinas.

El número de recirculaciones del aceite a través del equipo de recuperación requerido para su clarificación depende del equipo utilizado, la cantidad de tierra fuller, la condición inicial del aceite a ser tratado y los años de servicio del transformador.

Se recomienda utilizar un mínimo de 1500 libras de tierra fuller y la temperatura del punto de anilina para el aceite durante el proceso, el cual debe ser realizado cuando se detecte a través de las pruebas un valor de acidez y tensión interfacial dentro del rango cuestionable.

CAPITULO VI

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN DE LOS ACEITES CON TIERRA FULLER Y DESLODIFICACIÓN DE LOS BOBINADOS

6.1 Introducción

La gran importancia que hoy en día reviste la recuperación de los aceites dieléctricos utilizados en transformadores hace también necesario el efectuar la evaluación económica del proceso de recuperación con tierra fuller.

De manera particular en nuestro país es muy importante efectuar un análisis económico ya que éste es un proceso no muy comúnmente utilizado puesto que la mayoría de los profesionales en la rama de la ingeniería eléctrica no conocen ni se encuentran familiarizados con este tipo de proceso con el agravante de que la tecnología fluidex que permite hacer la reactivación de la tierra fuller utilizada no llega todavía al país.

Es por lo expuesto anteriormente que en la evaluación económica a realizarse se establecerán también los costos de los equipos que son necesarios para la realización de todo el proceso.

6.2 Contenido de Aceite Dieléctrico para Transformadores de Potencia de diversas capacidades.

Dada la diversa variedad de capacidades y marcas de transformadores de potencia que existen en las diferentes empresas eléctricas y grandes industrias del país, se ha previsto para el análisis económico de este capítulo establecer capacidades típicas de transformadores con el fin de determinar la cantidad de aceite dieléctrico que utilizan los mismos.

CONTENIDO DE ACEITE DE TRANSFORMADORES DE 69 Y 13.8 KV		
CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (MVA)	MARCA	CONTENIDO DE ACEITE (LITROS)
2.5	SHIHLIN ELECTRIC	3200
3.75	YORKSHIRE ELECTRIC	5636
5	OSAKA	4000
	ABB	6144
10	PAUWELS	8389
10/12.5	SINDELEN	5460
	OSAKA	6160
12	ABB	9000
12.5	mitsubishi	5200
	PAUWELS	6500
12/16	mitsubishi	6700
	YORKSHIRE ELECTRIC	9675
24	ABB	15400
85	G.E. PROLEC	22740
85	TRANSFORMER WEST	24000

TABLA 6.1

Como puede observarse en la tabla 6.1 el contenido de aceite de los transformadores de potencia se incrementa con el aumento de la potencia de los mismos, sin embargo, su contenido también depende de la marca que posee el equipo así como del año de su fabricación, en vista de que la tendencia mundial que existe hoy en día es diseñar transformadores que contengan menos aceite dieléctrico.

6.3 Costos de Adquisición de los Transformadores Instalados vs. Costos de los Aceites Dieléctricos.

A fin de realizar la valorización de los transformadores de potencia que existen en el país de 69 y 138 KV, se ha efectuado consultas a diferentes proveedores para obtener esta información. Asimismo para la valorización del aceite dieléctrico que poseen los transformadores se ha tomado como base el costo que hoy en día tiene un tanque de 55 galones de aceite dieléctrico el mismo que asciende al valor de \$ 260 más IVA, es decir, un costo por galón de \$ 5.29.

De la tabla 6.1 que describe el contenido de aceite en transformadores de 69 y 138 KV se ha procedido a escoger capacidades de transformadores tipo utilizados por las empresas eléctricas del país con el fin de establecer la relación entre el costo del Transformador de Potencia y el costo de su aceite tal como se detalla a continuación:

COSTO DEL ACEITE QUE CONTIENEN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Capacidad del Transformador	Contenido de Aceite litros (galones)	Costo del Aceite (dólares)
5 MVA – 69/13.8 KV	6144 (1536)	\$ 8,125
10 MVA – 69/13.8 KV	8389 (2097)	\$ 11,093
24 MVA – 69/13.8 KV	15400 (3850)	\$ 20,366
85 MVA – 138/13.8 KV	24000 (6000)	\$31,740

TABLA 6.2

COSTO REFERENCIAL DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Capacidad del Transformador	Marca	Costo del Transformador Valor CIF (dólares)
5 MVA	ABB	\$ 70,000
10 MVA	ABB	\$ 127,000
24 MVA	ABB	\$ 240,000
85 MVA	GE - PROLEC	\$ 678,000

TABLA 6.3

Nota: Se ha considerado en estos costos que la relación entre el CIF (Costo con Importación) y el FOB (Costo en Fábrica) es del 13%.

De los costos detallados en las tablas anteriores se establece las siguientes relaciones:

COSTO DEL ACEITE DIELECTRICO VS. COSTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
Capacidad del Transformador	Relación de Costos	%
5 MVA	8,125 / 70,000	11.60
10 MVA	11,093 / 127,000	8.73
24 MVA	20,366 / 240,000	8.48
85 MVA	31,740 / 678,000	4.68

TABLA 6.4

Como se puede observar la relación del costo del aceite nuevo vs. el costo del transformador se va reduciendo conforme aumenta la capacidad de potencia del transformador, sin embargo, no deja de ser un costo considerable el valor del aceite que posee el equipo y sobre todo por la gran importancia que tiene el mismo en la operación confiable del equipo ya que a través de su análisis físico químico y cromatográfico se puede conocer con bastante exactitud las condiciones en que se encuentra el transformador y su vida útil.

6.4 Costo Referencial de la Planta de Regeneración con Tierra Fuller y Equipos Complementarios.

Con el fin de poder establecer el costo de la infraestructura que se requiere para la utilización de una planta de regeneración con tierra fuller se ha hecho la consulta correspondiente a la compañía Fluidex ubicada en Sudáfrica, así

como también se ha investigado costos de los equipos de laboratorio tal como se detalla a continuación.

- Planta de Tratamiento de Aceite

Equipo de Termovació (2400 litros /hora)	\$ 55,000
Equipo de Recuperación (tierra fuller)	<u>\$ 100,000</u>
	\$ 155,000

- Equipos de Laboratorio

Colorímetro	\$ 200
Medidor de Acidez	\$ 6,000
Medidor de Tensión Interfacial	\$ 2,600
Medidor Rigidez Dieléctrica	\$ 7,000
Medidor de Contenido de Agua	\$ 6,000
Medidor de Densidad Relativa	\$ 500
Medidor de Factor de Potencia	<u>\$ 7,500</u>
	\$ 30,000

- Valor Total FOB (Puerto de Embarque)	\$ 185,000
- Pago de Transporte, Impuestos, Aduana	<u>\$ 27,750</u>
- Valor Total:	\$ 212,750

6.5 Análisis Económico de la Regeneración del Aceite Dieléctrico usando

Tierra Fuller.

6.5.1 Determinación de los costos para efectuar el cambio de los aceites en mal estado en los transformadores

Para efectuar el análisis económico de la recuperación del aceite dieléctrico usando tierra fuller es importante establecer previamente el costo que implica efectuar el cambio del aceite en los transformadores de potencia. Para esta determinación es necesario se consideren las siguientes actividades a seguir para efectuar este proceso:

1. Contratación de Seguros.
2. Desenergización del Transformador por un tiempo promedio de 5 días dependiendo de la potencia del equipo.
3. Retiro del aceite utilizando bombas de paso rápido y tanque de almacenamiento de 1600, 3000 y 5000 galones según fuera el caso.
4. Inspecciones internas al transformador de ser requeridas.
5. Realización del vacío al transformador para la absorción de humedad por un lapso de 48 horas según sean las condiciones del aislamiento del equipo.
6. Pre calentamiento de aceite dieléctrico nuevo a instalar utilizando un tanque de almacenamiento de gran capacidad.
7. Inyección del aceite nuevo al transformador con termovacío.
8. Pruebas funcionales y operativas de los sistemas de control y alarmas del transformador.
9. Pruebas eléctricas protocolarias.

Todas estas actividades indicadas en la práctica tienen un costo promedio en el mercado nacional e internacional dependiendo del costo del equipo tal como se detalla a continuación:

- Para transformadores de 5 MVA10% del costo total del equipo.
- Para transformadores de 10 MVA8% del costo total del equipo.
- Para transformadores de 24 MVA6% del costo total del equipo.
- Para transformadores de 85 MVA4% del costo total del equipo.

Al valorarse estas actividades y sumarlas al costo del aceite se tiene que el valor final incluyendo el IVA para el cambio de los aceites de los transformadores tipo señalados en la sección 6.3 conjuntamente con su relación respecto al costo del transformador es el siguiente:

RELACIÓN ENTRE EL COSTO DEL CAMBIO DE ACEITE DIELÉCTRICO Y EL COSTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
Capacidad del Transformador	Relación de Costos	%
5 MVA	$(8,125 + 7,000) / 70,000$	21.60
10 MVA	$(11,093 + 10,160) / 127,000$	16.73
24 MVA	$(20,366 + 14,400) / 240,000$	14.48
85 MVA	$(31,740 + 27,120) / 678,000$	8.68

TABLA 6.5

De los valores obtenidos se establece que los costos para el cambio del aceite se incrementan considerablemente al incluir todas las actividades que conlleva el cambio del aceite del equipo. Además este valor se incrementa aún más al considerar su impacto en la confiabilidad del servicio eléctrico ya que para este trabajo el equipo debe salir de operación con un lucro cesante alto ya que en muchas ocasiones se pone en riesgo el abastecimiento de energía a los usuarios de las empresas eléctricas.

6.5.2 Determinación de los costos para regenerar y clarificar aceites almacenados que están en mal estado.

El desarrollo eléctrico del país ha originado que los transformadores de potencia y de distribución instalados por las empresas de generación, transmisión, distribución y usuarios particulares hayan cumplido más de 25 años en operación lo cual ha obligado en algunos casos a realizar el cambio de los aceites de sus equipos, los mismos que han sido en su mayoría almacenados en grandes depósitos o en tanques de 55 galones sin poder ser reutilizados de manera confiable.

Es importante señalar que hoy en día por las regulaciones que existen en el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas y el Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación por Desechos

Peligrosos, es necesario tener mucho cuidado en el almacenamiento de este tipo de aceites ya que se necesita en primer lugar tener una identificación plena del tipo de aceite que se está almacenando ya que hace más de 20 años era muy común la utilización de aceites con alto contenido de PCB (Bifenilos Policlorados) lo cual tal como se indica en capítulos anteriores es muy peligroso. Por otro lado juega un papel muy importante el tipo de reservorios que se utilizan para su almacenamiento ya que con el transcurrir del tiempo los mismos tiende a deteriorarse y presentar fugas lo cual atenta contra el medio ambiente.

Siendo el objetivo de esta tesis el efectuar la recuperación de aceites dieléctricos utilizando tierra fuller a continuación se establece un ejemplo de los costos que implica la regeneración y clarificación de aceites con tierra fuller, tomando como base que se trata de un aceite que no posee PCB (Bifenilos Policlorados) por lo que se encuentra listo para ser tratado.

Para el efecto se tiene un tanque de almacenamiento con 6,000 galones de aceite dieléctrico que se quieren recuperar siendo sus características iniciales y finales las siguientes:

Pruebas	Valores Iniciales	Valores Finales después del Proceso
Color	4.5	1.5
Acidez	0.30 mg KOH	0.05 mg KOH
Tensión Interfacial	20 dinas/cm	35 dinas/cm
Rigidez Dieléctrica	20 KV	40 KV
Contenido de Humedad	45 ppm	20 ppm
Contenido de PCB	Negativo	Negativo

De acuerdo a la figura 3.6 del capítulo III la cantidad de tierra que se requiere para alcanzar un número de acidez de 0.05 mg KOH y una coloración de 1.5 es de 4800 libras de arcilla atapulguita. Además se debe obtener una rigidez dieléctrica mayor a 40 kV.

Los costos que implican la ejecución de este trabajo son los siguientes:

DESCRIPCIÓN	VALOR
- 48 sacos de arcilla	\$ 480
- Inhibidor	\$ 4536
- Utilización de equipos para el proceso de regeneración y filtrado. (incluye adquisición de 4 filtros de 0.5 micrones)	\$ 7250
- Costo de eliminación de la tierra fuller saturada en planta de de asfalto. Incluye costo de manipuleo, limpieza y transporte.	\$ 240
- Pruebas físico químicas al aceite, contenido de agua y factor de potencia de aislamiento. Pruebas Cromatográficas de PCB.	<u>\$ 400</u>
- Subtotal	\$ 12906
- 12% IVA	<u>\$ 1549</u>
- Costo de Recuperación y Filtrado del Aceite.	\$ 14455

Conociendo que la adquisición de los 6,000 galones de aceite nuevo tiene un costo de \$ 31,740 (6,000 x \$ 5.29) incluido el IVA, se tiene que la relación R_A entre el costo de la regeneración y el costo de la adquisición del aceite nuevo es la siguiente:

$$R_A = 14455 / 31740 = 0.46 = 46\%$$

Esta relación no es considerada fija para todos los aceites a regenerar ya que este costo depende no sólo de la coloración que posee el aceite sino también de sus condiciones aislantes y físico químicas lo cual a su vez va a determinar el aumento o la disminución de esta relación.

6.5.3 Determinación de los costos para recuperar aceites en mal estado y deslodificar los bobinados de los transformadores de potencia.

Al igual que en el caso del numeral anterior donde se determinaron los costos para regenerar y clarificar aceites almacenados en función de las condiciones físico químicas que posee el aceite dieléctrico a tratar, se tiene también que para la determinación de los costos para recuperar los aceites en mal estado y deslodificar los bobinados de los transformadores de potencia se tiene que establecer no sólo las condiciones del aceite dieléctrico sino también el estado del aislamiento

de los bobinados, ya que en función de ello se establecerá el número de veces que deberá efectuarse la recirculación del aceite por el transformador.

Bajo estas condiciones, con el fin de establecer parámetros similares para efectuar el análisis de los costos que implica la simple clarificación de aceite y su utilización complementada con la desludificación de bobinados, se toma para el presente caso el ejemplo de un transformador de potencia de 85 MVA – 138/13.8 KV que posee 6000 galones de aceite que era la capacidad que teníamos anteriormente almacenada como ejemplo para la simple clarificación.

Asimismo para efectos de análisis se establece que el aceite que posee el transformador de potencia tiene iguales características físico químicas iniciales como el caso anterior, es decir:

Pruebas	Valores Iniciales
Color	4.5
Acidez	0.30 mg KOH
Tensión Interfacial	20 dinas/cm
Rigidez Dieléctrica	20 KV
Contenido de Humedad	45 ppm
Contenido de PCB	Negativo
Factor de Potencia (20° C)	> 1.5 %

Como se podrá observar la prueba que no fue considerada anteriormente es la que corresponde a la prueba del factor de potencia de aislamiento del aceite corregida a una temperatura de 20° C donde consideramos que siendo un aceite envejecido su valor va a ser mayor al 1.5%.

Para este proceso se considera también que previo a la recuperación del aceite se ha efectuado un análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite y no se han presentado valores de contenido de gases elevados.

Bajo estas condiciones los valores finales que se esperan obtener son los siguientes:

Pruebas	Valores Finales después del Proceso
Color	1.5
Acidez	0.05 mg KOH
Tensión Interfacial	35 dinas/cm
Rigidez Dieléctrica	40 KV
Contenido de Humedad	20 ppm
Contenido de PCB	Negativo
Factor de Potencia (20° C)	0.1 %

De los valores establecidos en el numeral anterior se determinó que el costo de recuperación de los 6,000 galones de aceite es de \$ 14,455, sin embargo este valor cuando se trata de aceites que están dentro de un transformador de potencia se ve incrementado con el proceso de

desludificación de los bobinados ya que esto implica no sólo un aumento del número de recirculaciones del aceite sino que también se presenta un mayor grado de saturación de la tierra fuller que se utiliza.

El control de las mejoras que se producen en las características del aceite dieléctrico es principalmente evaluado por los valores que se registran en la acidez, tensión interfacial y factor de potencia. Asimismo se evalúan las condiciones del aislamiento de los bobinados realizando la prueba de factor de potencia de los mismos.

Tal como se establece en el numeral 4.2.1, en el proceso de remoción de lodos por lo menos para el caso del aceite considerado se deben realizar por lo menos 10 recirculaciones. En la práctica normalmente para este tipo de transformador se efectúan 15 recirculaciones ya que es muy importante tener en cuenta que el proceso de desludificación comienza cuando el aceite ha logrado una temperatura de 80° C (máximo 85° C) que es la temperatura a la cual disminuye la viscosidad del aceite pudiendo entrar por los poros de la celulosa del papel de los bobinados. Es por esta razón que no se puede hablar con exactitud del número de recirculaciones a realizar ya que ésta dependerá de la velocidad de crecimiento de los valores de aislamiento. Bajo estas condiciones los costos que implican la ejecución de este trabajo con 15 recirculaciones son los siguientes:

DESCRIPCIÓN	VALOR
- 96 sacos de arcilla	\$ 960
- Inhibidor	\$ 6804
- Utilización de equipos para el proceso de regeneración y filtrado. (incluye adquisición de 4 filtros de 0.5 micrones)	\$ 10875
- Costo de eliminación de la tierra fuller saturada en planta de de asfalto. Incluye costo de manipuleo, limpieza y transporte.	\$ 480
- Pruebas eléctricas del transformador de potencia	\$ 2400
- Pruebas de cromatografía de gases disueltos en el aceite	\$ 250
- Pruebas físico químicas al aceite, contenido de agua y factor de potencia de aislamiento. Pruebas Cromatográficas de PCB.	<u>\$ 400</u>
- Subtotal	\$ 22169
- 12% IVA	<u>\$ 2660</u>
- Costo de Recuperación y Filtrado del Aceite.	\$ 24829

Conociendo que la adquisición de los 6,000 galones de aceite nuevo tiene un costo de \$ 31,740 (6,000 x \$ 5.29) incluido el IVA, se tiene que la relación R_B entre el costo de la regeneración con desludificación y el costo de la adquisición del aceite nuevo es la siguiente:

$$R_B = 24829 / 31740 = 0.78 = 78\%$$

Como se podrá observar la relación R_B establece que el costo del aceite regenerado con desludificación sigue siendo menor que la colocación de aceite nuevo, sin embargo para efectos de análisis esta relación es meramente referencial ya que el logro que se obtiene mediante este proceso es la remoción de lodos de los bobinados que va más allá de la simple clarificación del aceite dieléctrico ya que de esta manera se está alargando la vida útil del transformador. Por esta razón la relación que debe analizarse es la que corresponde a la comparación de esta actividad con el costo del transformador de potencia la misma que viene dada a continuación:

$$R_C = 24829 / 678000 = 0.0366 = 3.66\%$$

Como se podrá observar los logros que se tienen mediante este proceso no sólo son económicos sino también permiten alargar la vida útil que tienen los transformadores los mismos que son muy importantes para la distribución de la energía eléctrica en todo el país.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La presente tesis establece una guía para el personal de ingenieros que se encuentran dedicados al mantenimiento de transformadores en las diferentes empresas de generación, transmisión y distribución del país con el fin de que implementen el reciclado de los aceites dieléctricos utilizando tierra fuller logrando con ello que grandes cantidades de aceite dieléctrico que hoy en día se encuentran almacenados en el país sin ser utilizados puedan ser recuperados y reacondicionados para ser nuevamente útiles en los diferentes equipos de potencia y distribución.
2. Mediante el proceso de recuperación con tierra fuller se logra la absorción de ácidos, agua, alcoholes, aldehídos, furanos y toda clase de moléculas polares que deterioran considerablemente las condiciones físico químicas del aceite aislante, logrando con este proceso clarificar el aceite dieléctrico.

3. Implementado el proceso de recuperación de los aceites dieléctricos se establece también la aplicación del principio de utilización de la tierra fuller para efectuar la desludificación de los bobinados de los transformadores lo cual permite aumentar los años de vida útil de los equipos ya que sus condiciones aislantes mejoran considerablemente.
4. En el análisis económico realizado al proceso se establece que el costo de la recuperación de aceites almacenados corresponde al 46% del costo del aceite nuevo, mientras que el costo de recuperación de los aceites y la desludificación de los bobinados corresponden al 78% del costo del aceite nuevo y al 3.66% del costo de adquisición del transformador sin ser desconectado, lo cual establece la conveniencia técnica y económica de efectuar este proceso.
5. La recuperación de los aceites dieléctricos utilizando tierra fuller tiene el gran beneficio de evitar el desperdicio innecesario de los mismos lo cual afecta considerablemente al medio ambiente realizando muy por el contrario su reutilización lo cual significa un ahorro no sólo de divisas para el país sino también el aprovechamiento de un recurso energético por ser el aceite dieléctrico un derivado del petróleo.

RECOMENDACIONES

1. Realizar la prueba de contenido de PCB (Bifenilos Policlorados) al aceite dieléctrico antes de proceder a su recuperación tomando muy en cuenta que los aceites con más de 20 años son muy propensos a contener PCB ya que antes era muy común la utilización del askarel como medio aislante en transformadores y capacitores. Un aceite contaminado por ningún concepto puede ser tratado por considerarse peligroso y por causar efectos irreversibles al medio ambiente.
2. Llevar un control permanente en el laboratorio físico químico de las pruebas de color, acidez, tensión interfacial y rigidez dieléctrica durante el proceso de recuperación del aceite dieléctrico con tierra fuller con el objetivo de establecer el final del proceso ya que el mismo no necesariamente termina cuando se ha clarificado el aceite puesto que ésta es sólo una prueba visual que no indica el grado completo de recuperación de las características físico químicas de los aceites.
3. Efectuar la adición del inhibidor al aceite recuperado en una proporción del 0.3% del peso total del aceite ya que durante el proceso de recuperación con tierra fuller el aceite dieléctrico pierde su inhibidor natural lo cual acelera su proceso de oxidación.

4. Acoplar adecuadamente el equipo de tratamiento con el transformador intervenido y llevar conjuntamente con el control de las características físico químicas el control de los valores de la prueba de factor de potencia del aislamiento del aceite y de los bobinados ya que a través de sus resultados se establece la mejoría que se ha logrado al aplicar el proceso de recuperación del aceite y desludificación de bobinados utilizando tierra fuller con el transformador energizado.

ANEXO A

APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA RECUPERACIÓN Y EXPERIENCIAS TENIDAS DURANTE SU DESARROLLO EN EL LABORATORIO

Con el fin de verificar en la práctica el comportamiento que tienen los aceites dieléctricos durante el proceso de recuperación con tierra fuller, se efectuó a manera de investigación 4 casos utilizando distintos tipos de tierra fuller como son Tonsil, Pure-Flo Supreme y Bauxita, teniendo como base para cada caso una cantidad fija de aceite de 330 galones y 375 kg. de tierra fuller siendo sus resultados los siguientes:

Prueba 1



- Cambio de coloración: 2.0 a 1.0
- Número de recirculaciones: 1
- Cantidad de arcilla: 375 kg (825 lb) equivale a 15 sacos de 25 kg cada uno.

- Tipo de arcilla: Tonsil (Arcilla Super Activada Supreme 161)
- Granulometría: 100 mesh
- Volumen de Aceite: 330 galones (equivale a 6 tanques de 55 galones)
- Porcentaje de Aceite Retenido: 10%
- Pruebas físico químicas al aceite antes y después del tratamiento con tierra fuller.

Prueba	Valores Iniciales	Valores Finales
Color	2.0	1.0
Acidez	0.08	0.03
Tensión Interfacial	28	41.5
Rigidez Dieléctrica	14.3	38
Densidad Relativa	0.878	0.888

Prueba 2



- Cambio de coloración: 3.5 a 1.0
- Número de recirculaciones: 2
- Cantidad de arcilla: 375 kg (825 lb) equivale a 15 sacos de 25 kg cada uno.
- Tipo de arcilla: Pure-Flo Supreme
- Granulometría: 100 mesh

- Volumen de Aceite: 330 galones (equivale a 6 tanques de 55 galones)
- Porcentaje de Aceite Retenido: 20%
- Pruebas físico químicas al aceite antes y después del tratamiento con tierra fuller.

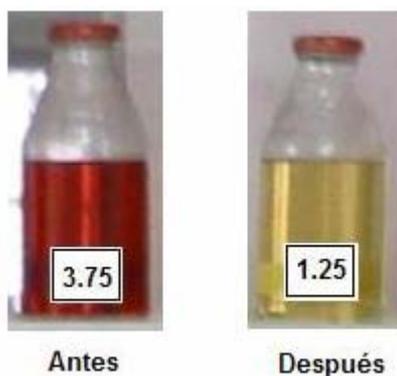
Prueba	Valores Iniciales	Valores Finales
Color	3.5	1.0
Acidez	0.15	0.03
Tensión Interfacial	17	42
Rigidez Dieléctrica	32	49
Densidad Relativa	0.875	0.875

Prueba 3

- Cambio de coloración: 3.5 a 1.0
- Número de recirculaciones: 2
- Cantidad de arcilla: 375 kg (825 lb) equivale a 15 sacos de 25 kg cada uno.
- Tipo de arcilla: Bauxita
- Granulometría: 60 mesh
- Volumen de Aceite: 330 galones (equivale a 6 tanques de 55 galones)
- Porcentaje de Aceite Retenido: 15%
- Pruebas físico químicas al aceite antes y después del tratamiento con tierra fuller.

Prueba	Valores Iniciales	Valores Finales
Color	3.5	1.0
Acidez	0.16	0.03
Tensión Interfacial	15	34
Rigidez Dieléctrica	27	42
Densidad Relativa	0.874	0.874

Prueba 4



- Cambio de coloración: 3.75 a 1.25
- Número de recirculaciones: 2
- Cantidad de arcilla: 375 kg (825 lb) equivale a 15 sacos de 25 kg cada uno.
- Tipo de arcilla: Bauxita
- Granulometría: 60 mesh
- Volumen de Aceite: 330 galones (equivale a 6 tanques de 55 galones)
- Porcentaje de Aceite Retenido: 15%
- Pruebas físico químicas al aceite antes y después del tratamiento con tierra fuller.

Prueba	Valores Iniciales	Valores Finales
Color	3.75	1.25
Acidez	0.18	0.03
Tensión Interfacial	13	32
Rigidez Dieléctrica	22	40
Densidad Relativa	0.869	0.869

Evaluación de Resultados

1. La prueba 1 utiliza la tierra fuller Tonsil (Arcilla Super Activada Supreme 161) la cual retiene la menor cantidad de aceite que el resto de pruebas realizadas en el laboratorio debido a que se realizó una sola vez su recirculación, sin embargo, se nota una notable optimización de las características físico químicas del aceite.
2. Como se puede observar en la prueba 2 que utilizando la tierra fuller Pure-Flo Supreme (100 mesh) se produce la mayor retención de aceite, sin embargo se logra una mejoría considerable en las condiciones físico químicas del aceite.
3. La utilización de bauxita (60 mesh) en las pruebas 3 y 4 produce una retención de aceite del 15% menor que en el caso 2 y logra además una mejoría importante en la rapidez del proceso.

De esta manera, a través de estas aplicaciones se pudo confirmar los objetivos que se establecieron en este trabajo donde mediante la utilización de tierra fuller se logra la recuperación de los aceites dieléctricos dependiendo los resultados del tipo de tierra que se utilice y de las condiciones físico químicas iniciales que posee el aceite a tratarse.

ANEXO B

EXPERIENCIA DEL COMPORTAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN EL TIEMPO DESPUÉS DE LA RECUPERACIÓN DE SU ACEITE CON TIERRA FULLER

De la investigación realizada en otros países como es el caso de Colombia, se logró obtener la información de reportes de diferentes trabajos efectuados a los transformadores de potencia mediante el proceso de recuperación con tierra fuller siendo los resultados los siguientes:

CASO I

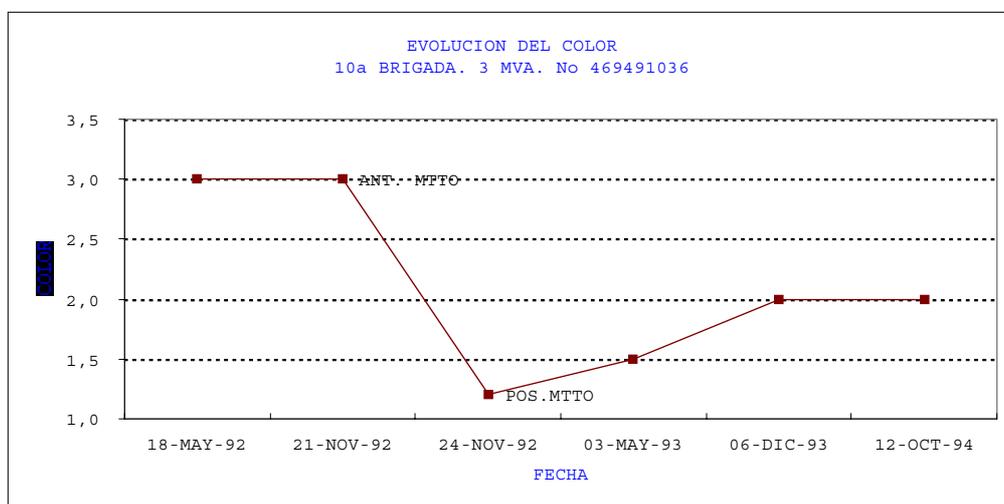
1A. CARACTERÍSTICAS

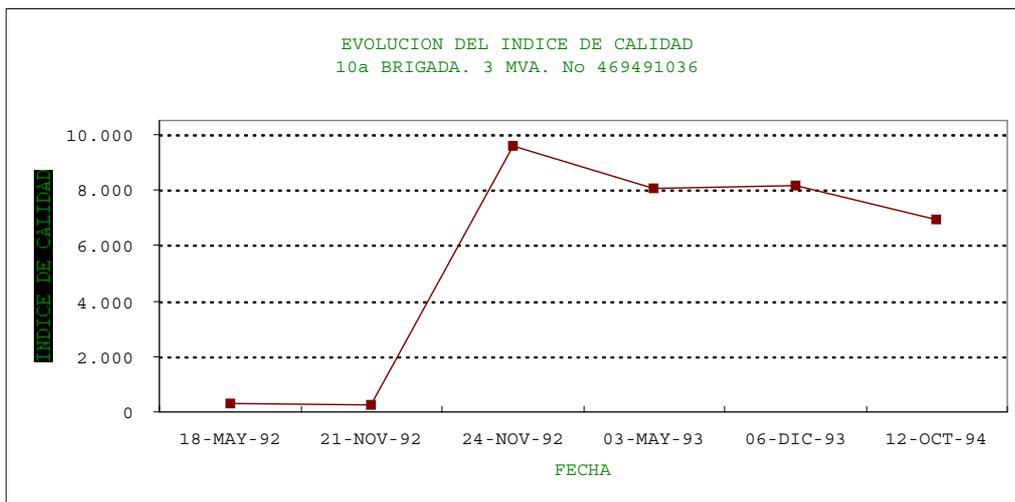
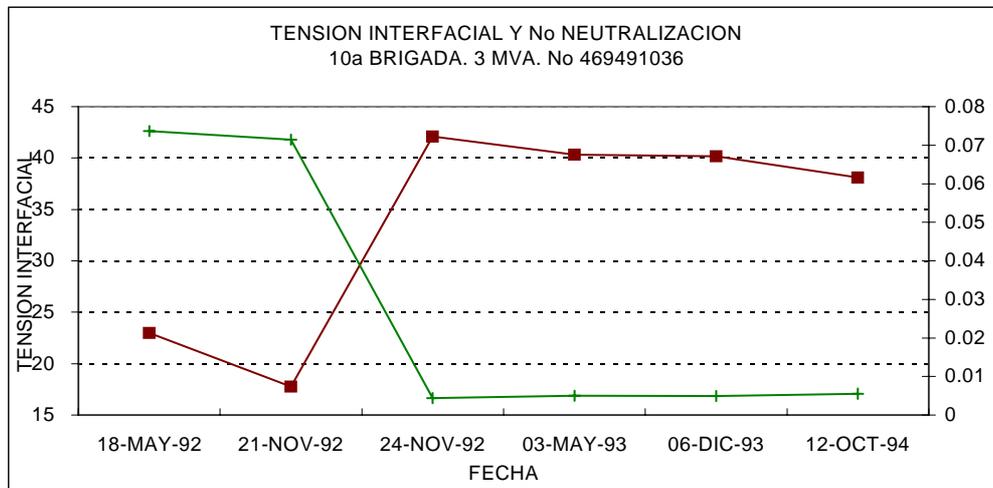
EMPRESA	: BRIGADA 10. EJERCITO	POTENCIA	3000 KVA
		No DE SERIE	469491036
ENCARGADO	: COR. NICOLAS RAMÍREZ	MARCA	SIEMENS
		VOLTAJES	34.5/13.8 KV
CARGO	: BATALLÓN DE SERVICIOS	VOL DE ACEITE	520 GALS
		T(OCA) DEV	
DIRECCIÓN	: TOLEMAIDA	OBSERVACIONES	HISTORIA
		ANO DE FABRICACION	1981
UBICACIÓN	: S/E LA ESMERALDA	T(C) ABAJO	30
		FECHA ANÁLISIS	VARIAS
CIUDAD	: MELGAR	FECHA REPORTE	JUN/27/96

1B. EVOLUCIÓN DE PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL ESTADO DEL ACEITE AISLANTE DEL TRANSFORMADOR.

	ANT. MTTO		POS.MTTO			
FECHA	18-MAY-92	21-NOV-92	24-NOV-92	03-MAY-93	06-DIC-93	12-OCT-94
1. RIGIDEZ DIELECTRICA NORMA ASTM D-1533	33,5	32,6	48,8	37,9	35,09	33,13
2. CONTENIDO DE AGUA NORMA ASTM D-1533	20,1	42,5	18	22,6	24,5	16,9
3. No DE NEUTRALIZACIÓN NORMA ASTM D-974	0,074	0,0714	0,004	0,005	0,005	0,005502
4. GRAV ESPECIFICA NORMA ASTM D-1289	0,872	0,875	0,875	0,875	0,875	0,867
5. TENSIÓN INTERFACIAL NORMA ASTM D-971	22,97	17,77	42,07	40,31	40,18	38,09
6. COLOR NORMA ASTM D-1500	3,0	3,0	1,2	1,5	2,0	2,0
7. ÍNDICE DE CALIDAD (TIF/NN)	312	249	9.561	8.062	8.167	6.923

1C. ANÁLISIS GRÁFICO





CASO II

2A. CARACTERÍSTICAS

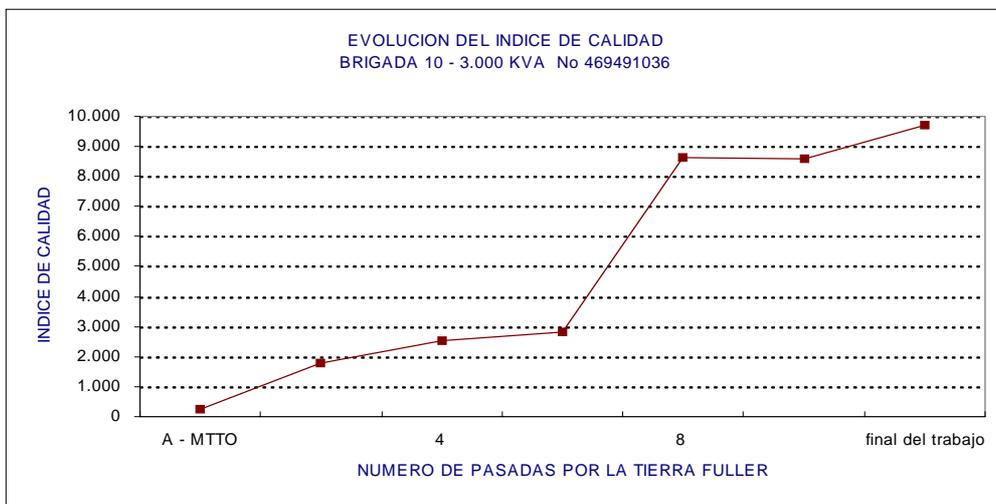
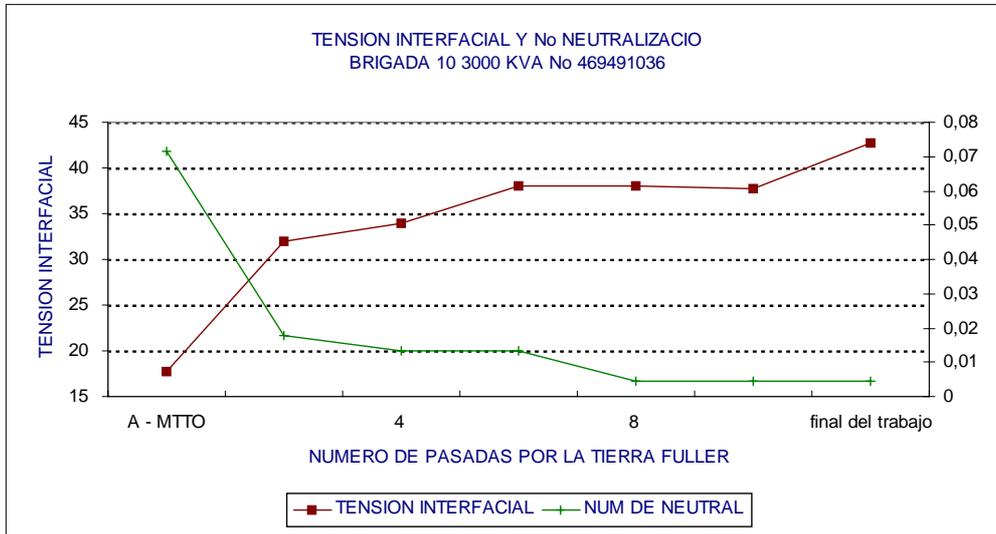
EMPRESA	BRIGADA 10 DEL EJERCITO	POTENCIA	3000 KVA
		No DE SERIE	469491036
ENCARGADO	COR. NICOLAS RAMÍREZ	MARCA	SIEMENS
		VOLTAJES	34.500/13.800 V
CARGO	BATALLÓN DE SERVICIOS	VOL DE ACEITE	1959
		T(OCA) DEV	
DIRECCIÓN	TOLEMAIDA	T(OCA) ACEITE	
		ANO DE FABRICACIÓN	1981
TELÉFONO		% DE CARGA	
		T(C) ABAJO	
CIUDAD	MELGAR	OBSERV	DESLODIFICACIÓN
		FECHA ANÁLISIS	VARIAS
UBICACIÓN		FECHA REPORTE	13-sep-95

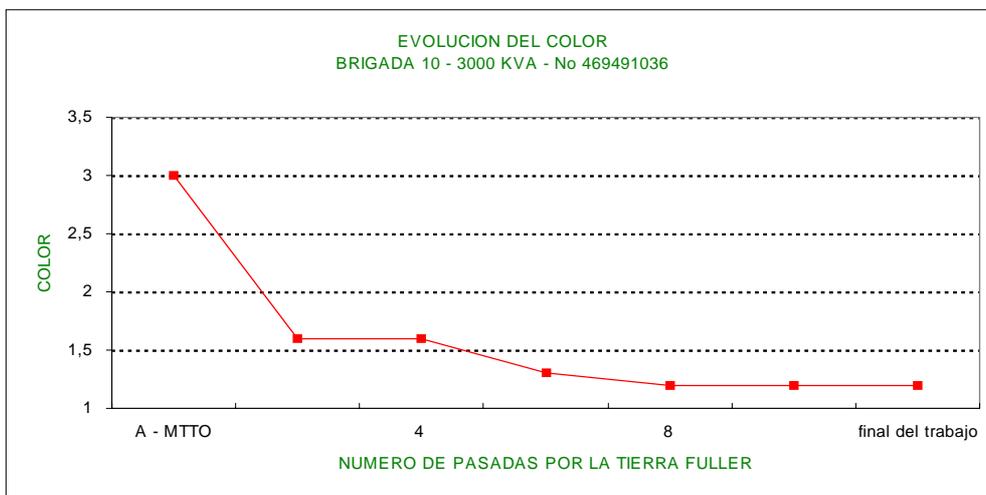
2B. EVOLUCIÓN DE PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL ESTADO DEL
ACEITE AISLANTE DEL TRANSFORMADOR

NUMERO DE PASADAS POR EL EQUIPO DE TIERRA
FULLER

No DE PASADAS POR LA TIERRA FULLER	A - MTTO	2	4	6	8	10	final del trabajo
1. No DE NEUTRALIZACIÓN NORMA ASTM D-974	0,1	0,018	0,013	0,013	0,0044	0,004	0,0044
2. TENSIÓN INTERFACIAL NORMA ASTM D-971	18	31,96	34	38	38	37,8	42,7
3. COLOR NORMA ASTM D-1500	3	1,6	1,6	1,3	1,2	1,2	1,2
4. ÍNDICE DE CALIDAD (TIF/NN)	249	1.791	2.541	2.840	8.636	8.591	9.705

2C. ANÁLISIS GRÁFICO





CASO III

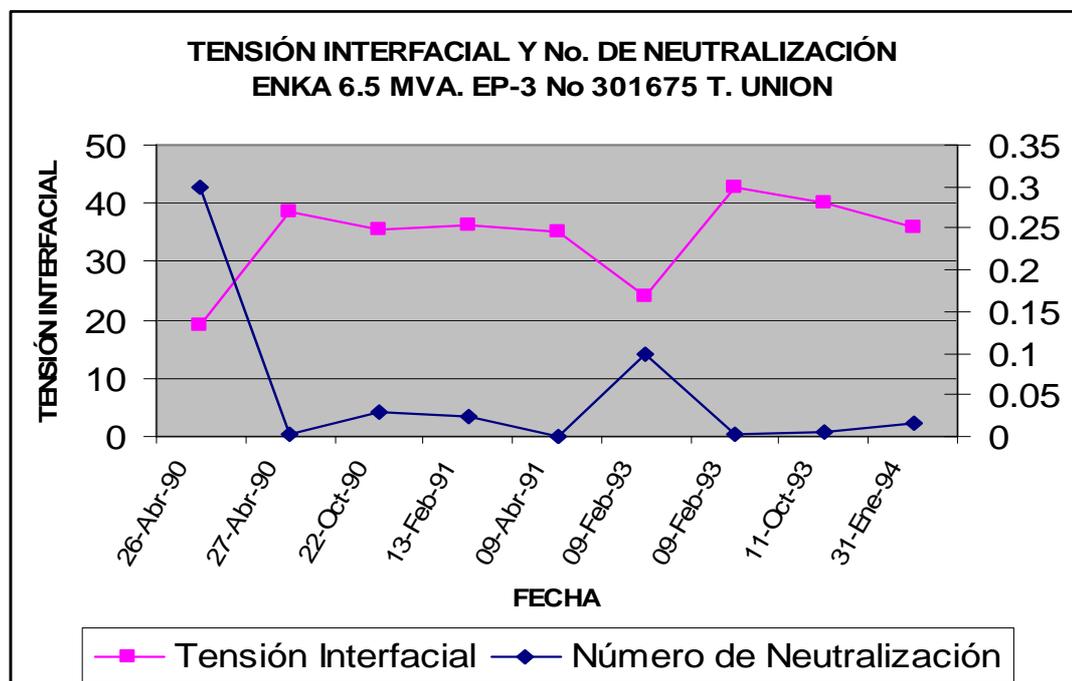
3A. CARACTERÍSTICAS

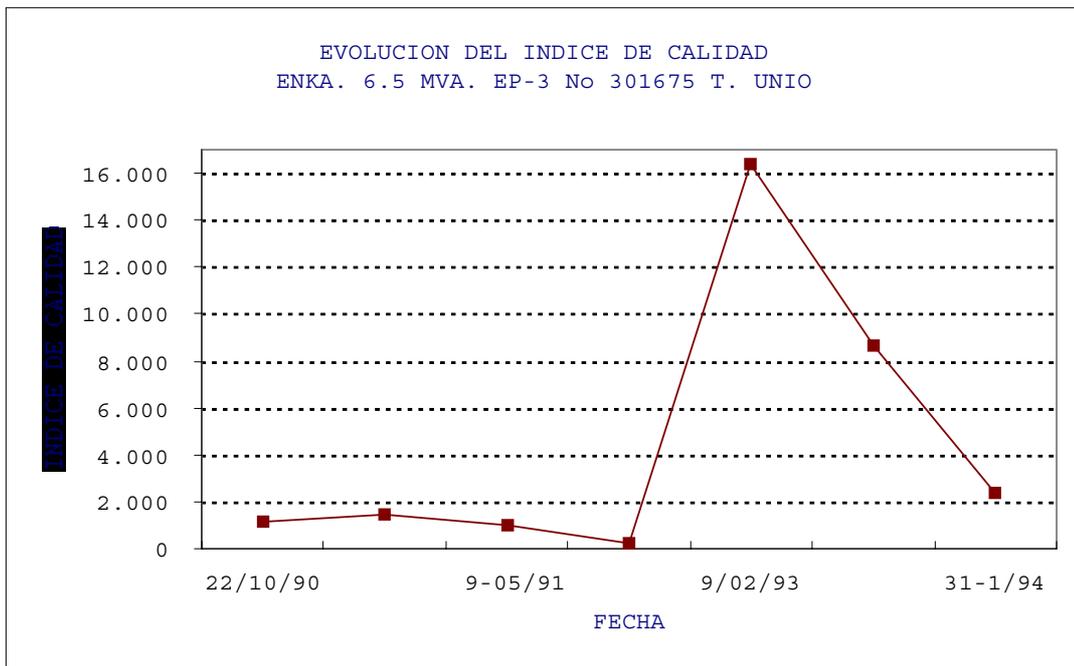
EMPRESA	ENKA DE COLOMBIA	POTENCIA	6.5 MVA
		No DE SERIE	301675
ENCARGADO	ING. JUAN CARLOS GRANADA	MARCA	TRAFO UNIÓN
		VOLTAJES	44/14 KV
CARGO	JEFE DE MTTO	VOL DE ACEITE	935 GALS
		T(oca) DEV	
DIRECCIÓN	PLANTA GIRARDOTA	T(oca) ACEITE	
		ANO DE FABRICACIÓN	1973
TELÉFONO		% DE CARGA	
		T(C) ABAJO	27
CIUDAD	GIRARDOTA (ANT.)	OBSERV HISTORIA	HISTORIA
		FECHA ANÁLISIS	VARIA S
UBICACIÓN	S/E EP-3	FECHA REPORTE	sep-13- 95

3B. EVOLUCIÓN DE PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL ESTADO DEL ACEITE AISLANTE DEL TRANSFORMADOR CON 2 TRATAMIENTOS.

FECHA	26-May-90	27-May-90	22-Oct-90	13-Feb-91	09-May-91	09-Feb-93	09-Feb-93	11-Oct-93	31-Ene-94
1. RIGIDEZ DIELECTRICA NORMA ASTM D-1533	23,4	51,2	30	32	32	31	48,5	35,7	42,71
2. CONTENIDO DE AGUA NORMA ASTM D-1533	71,4	9,7	28	28	30	39	14,7	29,5	29,5
3. No DE NEUTRALIZACION NORMA ASTM D-974	0,3	0,0028	0,03	0,025	0	0,1	0,0026	0,005	0,01513
4. GRAV ESPECIFICA NORMA ASTM D-1289	0,87	0,865	0,875	0,868	0,9	0,9	0,875	0,875	0,875
5. TENSION INTERFACIAL NORMA ASTM D-971	19,2	38,5	35,36	36,3	35	24	42,7	40,18	35,97
6. COLOR NORMA ASTM D-1500	7,5	0,9	3,0	3,0	2,0	5,0	3,5	3,5	3,5
7. INDICE DE CALIDAD (TIF/NN)	64 ANTES	13750 DESPUES	1.179	1.452	996	232 ANTES	16.423 DESPUES	8.691	2377

3C. ANÁLISIS GRÁFICO





Tanto el Número de Neutralización, como la Tensión Interfacial y por consiguiente el Índice de Calidad, tienen un mejor comportamiento en el tiempo cuando se efectúa una regeneración, que cuando se efectúa un cambio de aceite.

BIBLIOGRAFÍA

1. S.D. Myers, Transformer Maintenance Guide, 2004
2. Ernesto Gallo Martínez, Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores en Campo, Transequipos, Colombia, 1998
3. Puramin C.A., Conozca el Aceite de su Transformador, 1994
4. www.sdmyers.com
5. www.morganschaffer.com
6. www.fluidex.co.za
7. www.insoil.ca
8. www.doble.com
9. www.filtervac.com/fullersearth.htm
10. www.enervac.com
11. www.nisa.com.ve
12. www.abb.com/global/peabb/
13. www.levico.com/bmd.htm
14. www.filterall.com
15. www.hydroquebec.com/en/
16. www.transequipos.com
17. www.ambiente.gov.ec
18. Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación por Desechos Peligrosos en el Ecuador, Decreto Ejecutivo No. 1761, 2001
19. Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas en el Ecuador