

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE
POTENCIA DE LAS CENTRALES MOLINO Y MAZAR BASADO EN
ANÁLISIS DE ACEITE”**

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

AUTORES:

LUIS XAVIER RIVERA GUTIÉRREZ

C.I. 0105180533

ABRAHAM SANTIAGO SUCOZHAÑAY MOROCHO

C.I. 0105262562

DIRECTOR:

DR.- ING. SANTIAGO PATRICIO TORRES CONTRERAS

C.I. 0102448958

TUTOR:

ING. JONATHAN FRANCISCO MARÍN ROMAN

CUENCA – ECUADOR



2016

RESUMEN

Esta tesis tiene como objetivo brindar a la empresa CELEC EP – HIDROPAUTE información que les permita actualizar el plan de mantenimiento predictivo de los transformadores de potencia de las centrales hidroeléctricas Mazar y Molino, haciendo énfasis en el análisis del aceite dieléctrico, el cual es un componente vital para el correcto funcionamiento del transformador.

En primer lugar se estableció una base teórica acerca del transformador de potencia y los tipos de mantenimientos realizados a este equipo, también se estudió las características físico-químicas y los gases disueltos en el aceite dieléctrico. Además, se detalló los tipos de fallas que pueden ocurrir en el aceite y sus métodos de diagnóstico.

Luego, se realizó un análisis estadístico de los datos de las pruebas físico-químicas y de gases disueltos del aceite que consiste en la validación y depuración de los mismos, a fin de obtener una estimación de la curva de comportamiento y las gráficas de tendencia.

Todos estos datos fueron ingresados en la aplicación computacional TOA (Transformer Oil Analyst) y se obtuvo un diagnóstico a cerca del estado del aceite de los transformadores basado en las normas internacionales IEEE e IEC.

Finalmente, se realizó la comparación entre los resultados obtenidos por el laboratorio y los emitidos por el software en línea “Perception”, instalado en el transformador U04, esto se realizó con el fin de validar los resultados del laboratorio. Además, se estudió el comportamiento de las fallas ocurridas en este transformador durante el mes de Marzo del presente año. Con toda la información y el análisis realizado a lo largo de esta tesis se presentan las conclusiones y recomendaciones respectivas.

Palabras claves: aceite dieléctrico, cromatografía de gases, físico-químicas, mantenimiento predictivo, Perception, TOA, transformador de potencia.



ABSTRACT

This thesis aims to provide technical information to the CELEC EP – HIDROPAUTE Company. This information will let the company update the power transformers predictive maintenance plan of the Mazar and Molino power stations. The emphasis of this work is put on the dielectric oil, which is a vital component for the correct operation of the transformer.

First of all, a theoretical basis about the power transformer and the types of maintenance performed on this equipment was established; also, the physicochemical characteristics and the dissolved gases on the dielectric oil were studied. In addition, the types of faults that could appear in oil and their diagnostic methods were explained.

After that, statistical analysis of physicochemical data and dissolved gases were performed in order to obtain an estimation of the performance curve and trend charts.

The obtained information was entered into the TOA (Transformer Oil Analyst) computer application in order to get a diagnostic of the oil transformer condition. This task was performed based on IEEE and IEC international standards.

Finally, a comparison between the laboratory results and those issued by the Perception online software of the transformer U04 was presented. Conclusions and recommendations were obtained based on the previous analyses.

Keywords: dielectric oil, gas chromatography, Perception, physicochemical, power transformer, predictive maintenance, TOA.



ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	19
1.1. ANTECEDENTES.....	19
1.2. JUSTIFICACIÓN	21
1.3. ALCANCE	22
1.4. METODOLOGÍA.....	24
1.5. OBJETIVOS	25
1.5.1. Objetivo General.....	25
1.5.2. Objetivos Específicos	26
1.6. ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	26
CAPÍTULO 2: MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	28
2.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	29
2.1.1. Refrigeración y aislamiento de transformadores	29
2.2. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	31
2.2.1. Mantenimiento predictivo.....	32
2.2.2. Mantenimiento preventivo.....	33
2.2.3. Mantenimiento correctivo.....	33
2.3. ACEITE AISLANTE, FLUIDOS Y GASES.....	34
2.3.1. Aceite aislante	35
2.3.1.1. Deterioro del aceite aislante.....	35
2.3.2. Pruebas físico-químicas del aceite	36
2.3.2.1. Rigidez dieléctrica.....	37
2.3.2.2. Contenido de agua en el aceite.....	37
2.3.2.3. Color	38
2.3.2.4. Gravedad específica	38
2.3.2.5. Tensión interfacial.....	39
2.3.2.6. Número de neutralización	40
2.3.2.7. Factor de potencia	40
2.3.2.8. Inhibidor	41
2.3.3. Gases en el aceite aislante.....	41
2.3.3.1. Total de gases combustibles.....	43
2.3.3.2. Análisis de gases disueltos	43
2.3.4. Interpretación del análisis de gases.....	44



2.3.4.1. Tipos de fallas.....	44
2.3.4.1.1. Descargas de alta energía	44
2.3.4.1.2. Descargas de baja energía	44
2.3.4.1.3. Fallas térmicas.....	45
2.3.4.2. Método del gas clave	45
2.3.4.3. Método de Doernenburg	48
2.3.4.4. Método de Roger	49
2.3.4.5. Método del Triángulo de Duval.....	50
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LOS DATOS FÍSICO-QUÍMICOS Y DE GASES	
DISUELTOS DE LAS PRUEBAS DEL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES	53
3.1. TOMA DE LA MUESTRA DE ACEITE	54
3.1.1. Procedimiento.....	54
3.2. DEPURACIÓN DE LOS DATOS.....	56
3.2.1. Regresión lineal.....	56
3.2.2. Intervalo de confianza.....	57
3.2.3. Desviación estándar	57
3.2.4. Intervalo de predicción.....	57
3.2.5. Análisis de correlación.....	58
3.2.6. Resultados	59
3.2.6.1. Gases disueltos	59
3.2.6.2. Físico-Químicos	66
3.3. CURVA DE TENDENCIA DE LOS GASES.....	70
3.3.1. Caso real de análisis de correlación	71
3.3.2. Tendencias de los gases	74
CAPÍTULO 4: DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL ACEITE MEDIANTE EL	
SOFTWARE TOA.....	81
4.1. SOFTWARE TRANSFORMER OIL ANALYST (TOA).....	81
4.2. DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL ACEITE DE LOS	
TRANSFORMADORES.....	82
4.2.1. Resultados	84
CAPÍTULO 5: COMPARACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LAS	
PRUEBAS DE LABORATORIO Y LOS OBTENIDOS POR EL SOFTWARE	
PERCEPTION	87



5.1.	SOFTWARE PERCEPTION	87
5.1.1.	Datos muestreados por el software Perception.....	88
5.2.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL LABORATORIO	89
5.2.1.	Métodos de análisis	90
5.2.1.1.	Método de Doernenburg	90
5.2.1.2.	Método de Roger	91
5.2.1.3.	Método del Triángulo de Duval.....	91
5.3.	COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	99
5.4.	COMPORTAMIENTO DE LAS FALLAS DEL TRANSFORMADOR U04.....	101
5.5.	CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES	104
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		106
6.1.	CONCLUSIONES.....	106
6.2.	RECOMENDACIONES.....	108
BIBLIOGRAFÍA.....		110
ANEXO A		113
ANEXO B		123
ANEXO C		133



ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2.1 Curva de riesgo de falla de un transformador [2].</i>	32
<i>Figura 2.2 Proporciones relativas ante una falla térmica en el aceite [3].</i>	46
<i>Figura 2.3 Proporciones relativas ante una falla térmica en la celulosa [3].</i>	46
<i>Figura 2.4 Proporciones relativas ante una falla eléctrica tipo corona [3].</i>	47
<i>Figura 2.5 Proporciones relativas ante una falla eléctrica tipo arqueo [3].</i>	47
<i>Figura 2.6 Triángulo de Duval [4].</i>	51
<i>Figura 3.1 Esquema de conexión jeringa-válvula-transformador [9].</i>	55
<i>Figura 3.2 Esquema del funcionamiento de la válvula de tres vías [9].</i>	56
<i>Figura 3.3 Gráfica de Línea Ajustada e intervalo de confianza del Hidrógeno</i>	60
<i>Figura 3.4 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Agua</i>	62
<i>Figura 3.5 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Dióxido de Carbono</i>	62
<i>Figura 3.6 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Monóxido de Carbono</i>	63
<i>Figura 3.7 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Etileno</i>	63
<i>Figura 3.8 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Etano</i>	64
<i>Figura 3.9 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Metano</i>	64
<i>Figura 3.10 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Acetileno</i>	65
<i>Figura 3.11 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Nitrógeno</i>	65
<i>Figura 3.12 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Oxígeno</i>	66
<i>Figura 3.13 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Color</i>	67
<i>Figura 3.14 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza de la Tensión Interfacial</i>	68
<i>Figura 3.15 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza de la Gravedad Específica</i>	68
<i>Figura 3.16 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Número de Neutralización</i>	69
<i>Figura 3.17 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza de la Rigidez Dieléctrica</i>	69
<i>Figura 3.18 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Factor de potencia</i>	70
<i>Figura 3.19 Gráfica de análisis de tendencia de Hidrógeno</i>	75
<i>Figura 3.20 Gráfica de análisis de tendencia de Agua</i>	76
<i>Figura 3.21 Gráfica de análisis de tendencia de Dióxido de Carbono</i>	76
<i>Figura 3.22 Gráfica de análisis de tendencia de Monóxido de Carbono</i>	77
<i>Figura 3.23 Gráfica de análisis de tendencia de Etileno</i>	77
<i>Figura 3.24 Gráfica de análisis de tendencia de Etano</i>	78
<i>Figura 3.25 Gráfica de análisis de tendencia de Metano</i>	78
<i>Figura 3.26 Gráfica de análisis de tendencia de Acetileno</i>	79
<i>Figura 3.27 Gráfica de análisis de tendencia de Nitrógeno</i>	79
<i>Figura 3.28 Gráfica de análisis de tendencia de Oxígeno</i>	80



Figura 4.1 Ventana de análisis de gases del software TOA	85
Figura 5.1 Triangulo clásico de Duval – Cuba principal – TU04	93
Figura 5.2 Triángulo 4 de Duval - Cuba principal - TU04.....	93
Figura 5.3 Triangulo 5 de Duval - Cuba principal - TU04.....	94
Figura 5.4 Triángulo clásico de Duval - Fase A - TU04.....	94
Figura 5.5 Triángulo 4 de Duval - Fase A - TU04.....	95
Figura 5.6 Triángulos 5 de Duval - Fase A - TU04.....	95
Figura 5.7 Triángulo clásico de Duval - Fase B - TU04.....	96
Figura 5.8 Triángulo 4 de Duval - Fase B – TU04.....	96
Figura 5.9 Triángulo 5 de Duval - Fase B - TU04.....	97
Figura 5.10 Triángulo clásico de Duval - Fase C - TU04.....	97
Figura 5.11 Triángulo 4 de Duval - Fase C - TU04.....	98
Figura 5.12 Triángulo 5 de Duval - Fase C - TU04.....	98
Figura 5.13 Comportamiento de las fallas - Cuba principal - TU04.....	102
Figura 5.14 Comportamiento de las fallas - Fase A - TU04.....	102
Figura 5.15 Comportamiento de las fallas - Fase B - TU04.....	103
Figura 5.16 Comportamiento de las fallas - Fase C- TU04.....	104
Figura B.1 Ventana de nombre y ubicación de la base de datos.	124
Figura B.3 Estructura del archivo .db.....	124
Figura B.4 Ingreso a la base de datos creada.	125
Figura B.5 Selección de la base de datos creada.....	126
Figura B.6 Creación e ingreso de especificaciones de los nuevos equipos.	126
Figura B.7 Adición de nuevos parámetros en las listas desplegables.	127
Figura B.8 Lista de Ítems de los equipos creados.	127
Figura B.9 Datos de gases para la lista de equipos creada.	128
Figura B.10 Información y datos de una nueva muestra ingresada de gases disueltos.	128
Figura B.11 Ventana de resultados del análisis de gases.	129
Figura B.12 Datos del fluido para una nueva muestra ingresada.....	130
Figura B.13 Ventanas para ingresar información y datos de la nueva muestra.	131
Figura B.14 Ventana de resultados del análisis de fluidos.	132



ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2.1 Concentración de gases disueltos [3].....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 2.2 Relación de gases claves – Doernenburg [3].....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 2.3 Relación de gases claves – Roger [3].....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 3.1 Datos de los gases disueltos ingresados al software Minitab.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 3.2 Datos físico-químicos ingresados al software Minitab</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 3.3 Datos de hidrógeno de las fases.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 3.4 Datos de hidrógeno de las cubas.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 3.5 Estadísticas de la función ESTIMACION.LINEAL.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 3.6 Datos estadísticos del hidrógeno.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 3.7 Datos del test estadístico.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 3.8 Resumen de la prueba de hipótesis.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 3.9 Datos ingresados para el análisis de tendencia.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 4.1 Concentraciones de gases disueltos [3].....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 4.2 Acciones basadas en TCG [3].</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 4.3 Acciones basadas en TDCG [3].</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 4.4 Diagnóstico de gases disueltos - TU01 – Molino.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 4.5 Diagnóstico físico-químico - TU01 – Molino</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 5.1 Datos de la cuba principal tomados por el equipo en línea - TU04.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 5.2 Datos de la fase A tomados por el equipo en línea - TU04.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 5.3 Datos de la fase B tomados por el equipo en línea - TU04.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 5.4 Datos de la fase C tomados por el equipo en línea - TU04.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 5.5 Diagnósticos emitidos por el software Perception</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 5.6 Resultados del laboratorio de la cuba principal - TU04</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 5.7 Resultados del laboratorio de la fase A - TU04.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 5.8 Resultados del laboratorio de la fase B - TU04.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 5.9 Resultados del laboratorio de la fase C - TU04</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 5.10 Resultados de las relaciones del método de Roger.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 5.11 Descripción de los triángulos de Duval [15].....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 5.12 Comparación de diagnósticos entre el software Perception y Lab. Sertinlab - Cuba principal.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 5.13 Comparación de diagnósticos entre el software Perception y Lab. Sertinlab - Fase A</i>	<i>100</i>



Tabla 5.14 Comparación de diagnósticos entre el software Perception y Lab. Sertinlab - Fase B	100
Tabla 5.15 Comparación de diagnósticos entre el software Perception y Lab. Sertinlab - Fase C	101
Tabla A.1 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Hidrógeno	113
Tabla A.2 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Metano	113
Tabla A.3 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Monóxido de carbono	113
Tabla A.4 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Etileno	114
Tabla A.5 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Etano	114
Tabla A.6 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Acetileno	114
Tabla A.7 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar- Oxígeno	114
Tabla A.8 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Nitrógeno	115
Tabla A.9 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Dióxido de carbono.....	115
Tabla A.10 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Hidrógeno.....	115
Tabla A.11 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Metano	115
Tabla A.12 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Monóxido de carbono.....	116
Tabla A.13 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Etileno	116
Tabla A.14 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Etano.....	116
Tabla A.15 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Acetileno	116
Tabla A.16 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Oxígeno.....	117
Tabla A.17 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Nitrógeno.....	117
Tabla A.18 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Dióxido de carbono	117
Tabla A.19 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Hidrógeno.....	117
Tabla A.20 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Metano	118
Tabla A.21 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Monóxido de Carbono.....	118
Tabla A.22 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Etileno	118
Tabla A.23 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Etano.....	118
Tabla A.24 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Acetileno	119
Tabla A.25 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Oxígeno.....	119
Tabla A.26 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Nitrógeno.....	119
Tabla A.27 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Dióxido de Carbono	120
Tabla A.28 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Hidrógeno	120
Tabla A.29 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Metano.....	120
Tabla A.30 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Monóxido de carbono.....	120
Tabla A.31 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Etileno.....	121
Tabla A.32 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Etano	121
Tabla A.33 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Acetileno.....	121
Tabla A.34 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Oxígeno	121



<i>Tabla A.35 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Nitrógeno</i>	<i>122</i>
<i>Tabla A.36 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Dióxido de carbono.....</i>	<i>122</i>
<i>Tabla C.2 Diagnóstico físico-químico - TU01 – Mazar.....</i>	<i>133</i>
<i>Tabla C.3 Diagnóstico de gases disueltos - TU02 - Mazar.....</i>	<i>134</i>
<i>Tabla C.4 Diagnóstico físico-químicos - TU02 – Mazar.....</i>	<i>134</i>
<i>Tabla C.5 Diagnóstico de gases disueltos - TU01 – Molino</i>	<i>135</i>
<i>Tabla C.6 Diagnóstico físico-químico - TU01 - Molino.....</i>	<i>135</i>
<i>Tabla C.7 Diagnóstico de gases disueltos - TU02 - Molino</i>	<i>136</i>
<i>Tabla C.8 Diagnóstico físico-químico - TU02 - Molino.....</i>	<i>136</i>
<i>Tabla C.9 Diagnóstico de gases disueltos - TU03 - Molino</i>	<i>137</i>
<i>Tabla C.10 Diagnóstico físico-químico - TU03 - Molino.....</i>	<i>137</i>
<i>Tabla C.11 Diagnóstico de gases disueltos - TU04 – Molino</i>	<i>138</i>
<i>Tabla C.12 Diagnóstico físico-químico - TU04 - Molino.....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla C.13 Diagnóstico de gases disueltos - TU05 - Molino</i>	<i>139</i>
<i>Tabla C.14 Diagnóstico físico-químico - TU05 - Molino.....</i>	<i>139</i>
<i>Tabla C.15 Diagnóstico de gases disueltos - TU06 - Molino</i>	<i>140</i>
<i>Tabla C.16 Diagnóstico físico-químico - TU06 - Molino.....</i>	<i>140</i>
<i>Tabla C.17 Diagnóstico de gases disueltos - TU07 - Molino</i>	<i>141</i>
<i>Tabla C.18 Diagnóstico físico-químico - TU07 - Molino.....</i>	<i>141</i>
<i>Tabla C.19 Diagnóstico de gases disueltos - TU08 - Molino</i>	<i>142</i>
<i>Tabla C.20 Diagnóstico físico-químico - TU08 - Molino.....</i>	<i>142</i>
<i>Tabla C.21 Diagnóstico de gases disueltos - TU09 - Molino</i>	<i>143</i>
<i>Tabla C.22 Diagnóstico físico-químico - TU09 - Molino.....</i>	<i>143</i>
<i>Tabla C.23 Diagnóstico de gases disueltos - TU10 - Molino</i>	<i>144</i>
<i>Tabla C.24 Diagnóstico físico-químico - TU10 - Molino.....</i>	<i>144</i>



Cláusula de Derechos de Autor

Luis Xavier Rivera Gutiérrez, autor de la tesis “**DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS CENTRALES MOLINO Y MAZAR BASADO EN ANÁLISIS DE ACEITE**”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Junio del 2016

Luis Xavier Rivera Gutiérrez

C.I.:010518053-3



Cláusula de Propiedad Intelectual

Luis Xavier Rivera Gutiérrez, autor de la tesis “**DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS CENTRALES MOLINO Y MAZAR BASADO EN ANÁLISIS DE ACEITE**”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Junio del 2016

Luis Xavier Rivera Gutiérrez

C.I: 010518053-3



Cláusula de Derechos de Autor

Abraham Santiago Sucozhañay Morocho, autor de la tesis **“DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS CENTRALES MOLINO Y MAZAR BASADO EN ANÁLISIS DE ACEITE”**, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Junio del 2016

Abraham Santiago Sucozhañay Morocho

C.I: 010526256-2



Cláusula de Propiedad Intelectual

Abraham Santiago Sucozhañay Morocho, autor de la tesis **“DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS CENTRALES MOLINO Y MAZAR BASADO EN ANÁLISIS DE ACEITE”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Junio del 2016

Abraham Santiago Sucozhañay Morocho

C.I: 010526256-2



AGRADECIMIENTOS

A Dios, nuestro supremo creador. A nuestros padres por su apoyo irrenunciable para la realización del reto. Pues, esta labor de tesis se culminó también en mérito al aporte valioso de instituciones y personas, por ello, rubricamos nuestro agradecimiento al Dr.- Ing. Santiago Torres, Director de tesis, quien dio en forma generosa su docto conocimiento y nos brindó parte de su tiempo para la culminación exitosa de este trabajo. A la empresa CELEC EP – Hidropaute, de manera especial al Ing. Francisco Marín, quien sin reservas aportó su experiencia plasmada en este proyecto.

Los autores



AGRADECIMIENTOS

A mi padre José Rivera, por todo el apoyo brindado durante este largo camino, por su esfuerzo y sacrificio con el afán de buscar siempre mi bienestar, además, por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre.

A mi familia, por brindarme su apoyo incondicional velando siempre mi crecimiento profesional y sobre todo mi formación como persona.

A mi amigo Santiago, por ser un excelente compañero y por haber compartido muchas experiencias durante todo el proceso de nuestro trabajo de graduación.

DEDICATORIA

A la memoria de Norma Gutiérrez y Luz Abad.

Xavier



AGRADECIMIENTOS

De corazón, gracias a mis padres Inocencio y Esthela, a mis hermanos Franklin y Andrea, invariables compañeros de mi vida, y a Xavier, considerado amigo e integrante del equipo de tesis que sella la realización de mi vida profesional.

DEDICATORIA

A Danna Valentina, mi sobrina, esperando ser guía en su vida.

Santiago



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

La Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, empresa pública encargada de la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica del país, tiene como objetivo brindar bienestar y desarrollo nacional asegurando el abastecimiento de energía eléctrica a todo el país con altos estándares de calidad y eficiencia.

CELEC EP actualmente está constituido por las empresas de generación Coca Codo Sinclair, Electroguayas, Enerjubones, Gensur, Hidroagoyan, Hidroazogues, Hidronación, Hidrotoapi, Termoesmeraldas, Termogasmachala, Termopichincha, e Hidropaute, las cuales se encuentran distribuidas a lo largo del país; además, la empresa Transelectric, que también forma parte de CELEC EP es la encargada del transporte de energía eléctrica.

La unidad de negocio HIDROPAUTE perteneciente a la CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, es una empresa pública de generación hidroeléctrica que actualmente aporta con el 35 % de la energía total requerida por el país. Fue una de las primeras empresas de generación hidroeléctrica constituida en el país que aprovecha los recursos hídricos de la zona nororiental de la provincia del Azuay. En la actualidad la unidad de negocio Hidropaute es la encargada de la operación, diseño y construcción del proyecto Paute Integral.

El proyecto Paute Integral, ubicado en las provincias de Cañar, Azuay y Morona Santiago, consta de cuatro centrales hidroeléctricas conformadas por Mazar, Molino, Sopladora y Cardenillo las mismas que se encuentran instaladas en cascada, aprovechando el caudal del río Paute.

La central Mazar, que se encuentra operando desde el año 2010, cuenta con dos unidades de generación con una potencia instalada de 170 MW. Por otra



parte la central Molino con diez unidades de generación tiene una potencia total instalada de 1100 MW.

La central Sopladora se encuentra en etapa de construcción, cuenta con tres unidades de generación que permitirá el aporte de 487 MW al sistema nacional. Finalmente como cuarta y última etapa del Complejo Paute Integral, se encuentra el proyecto Cardenillo, el cual cuenta con los estudios y diseños definitivos para la licitación de la construcción del proyecto. Cardenillo tendrá una potencia instalada de 596 MW.

Las unidades de las centrales que se encuentran operando actualmente, Mazar y Molino, generan a un nivel de tensión de 13,8 kV que se eleva posteriormente a 138 kV (fase de construcción AB central Molino) y a 230 kV (fase de construcción C central Molino y central Mazar). Para la elevación de tensión, las centrales cuentan con un transformador de potencia para cada unidad de generación.

Los transformadores de potencia de la fase AB de la central Molino se encuentran operando desde el año 1983 y de la fase C a partir de los años 1991-1992. Los transformadores durante este tiempo han venido funcionando continuamente bajo un plan de mantenimiento elaborado y ejecutado por la empresa, lo cual ha permitido el correcto funcionamiento de los mismos hasta la actualidad; sin embargo, hace aproximadamente un año se realizó el cambio del transformador de la unidad U04 debido a una fuga de aceite en una soldadura de la cuba del transformador.

Por otra parte, los transformadores de potencia de la central Mazar al tener un corto tiempo de funcionamiento (desde el año 2010) se encuentran operando de manera correcta y de forma continua hasta la actualidad.

Para garantizar los adecuados niveles de confiabilidad de los transformadores, la empresa CELEC EP - HIDROPAUTE necesita actualizar su plan de mantenimiento predictivo de estas unidades. Uno de los elementos fundamentales que garantiza la confiabilidad de los equipos y que debe incluirse dentro del plan de mantenimiento es el correspondiente al aceite



dieléctrico. Para lograr este objetivo se pretende que el desarrollo de esta tesis muestre el estado de las unidades de transformación por medio del análisis del aceite usando aplicaciones computacionales de propiedad de la empresa.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Todo sistema de suministro de energía eléctrica debe satisfacer la demanda en tiempo y lugar con un adecuado nivel de seguridad, calidad y confiabilidad, de la forma más económica posible, respetando las restricciones medio ambientales.

Un sistema eléctrico de potencia está estructurado por un conjunto de elementos que constituyen la red eléctrica de potencia siendo su función: generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios, bajo ciertas condiciones y requerimientos.

El sistema de generación es una de las partes más importantes del sistema de potencia; éste se encarga de entregar energía eléctrica al sistema, a partir de la transformación de distintos tipos de energía primaria, mediante el uso de diferente equipamiento tales como generador, transformador de potencia, subestaciones elevadoras, líneas de transmisión, subestaciones de distribución, etc.

El transformador de potencia es un elemento fundamental en un sistema de suministro de energía eléctrica, cuya función es convertir los niveles de tensión para que la energía pueda ser manejada adecuadamente en la generación, transporte y distribución eléctrica [1]. Los transformadores de potencia son considerados máquinas eléctricas estáticas, es decir, no tienen partes en movimiento, pero están sujetos a deterioro, debido a las condiciones de uso y a la degradación del aislamiento que con el paso del tiempo afectan su confiabilidad. Un correcto funcionamiento del transformador se logra mediante un adecuado plan de mantenimiento predictivo, que permita monitorear las condiciones en las que se encuentra; para así garantizar una alta confiabilidad de este equipo durante su operación.



Dentro de un transformador de potencia existen componentes y elementos que requieren de mantenimiento continuo como por ejemplo los terminales o bushings, bobinados, ductos de ventilación y refrigeración, aceite dieléctrico, esto con el fin de conservar las características para las cuales fueron diseñados y así lograr el correcto funcionamiento del transformador. El elemento en el que se centrará este estudio será el aceite dieléctrico.

El aceite dieléctrico es un componente vital para el correcto funcionamiento del transformador, debido a sus propiedades de movilidad y de absorción de calor. Remueve el calor que generan las bobinas y el núcleo magnético para luego disiparlo al exterior, controlando así la temperatura de trabajo del transformador. Las funciones principales del aceite dieléctrico de los transformadores son las de refrigerar y aislar [2].

Un análisis del estado actual en que se encuentra el aceite de un transformador puede revelar una variedad de pérdidas de propiedades del mismo como aislante o refrigerante; para determinar estas posibles pérdidas se pueden realizar uno o varios análisis sobre una muestra del aceite, siendo de gran importancia tener datos de alta confiabilidad para su correcto análisis.

Desde el punto de vista práctico, los resultados producto del desarrollo de esta tesis ayudarán al personal de CELEC EP - HIDROPAUTE a actualizar su plan de mantenimiento predictivo de los transformadores en base al estado actual del aceite que representa una señal del estado del transformador. Este es un aspecto crucial para garantizar un adecuado funcionamiento de las estaciones de transformación y, por tanto, para obtener adecuados niveles de confiabilidad en el sistema de suministro eléctrico ecuatoriano.

1.3. ALCANCE

La presente tesis pretende abordar un estudio del estado actual del aceite de los transformadores de potencia de las centrales Molino y Mazar, basado en las pruebas físico-químicas existentes, realizadas por laboratorios contratados por parte de la empresa, y también en los resultados del análisis de gases disueltos realizado usando un equipo portátil con el cual cuenta CELEC EP – HIDROPAUTE.



La empresa CELEC EP – HIDROPAUTE para conocer el estado en el que se encuentran el aceite de los transformadores, contrata a un laboratorio certificado, el cual es el encargado de tomar las muestras de aceite y transportarlas a sus instalaciones para el análisis respectivo. Las muestras son tomadas de la cuba principal y de la caja de los terminales para cada unidad de generación.

Por cada unidad de generación existe un reporte individual del análisis de los aceites dieléctricos. Estos reportes están divididos en dos grupos: i) un análisis físico-químico el cual brinda información sobre las características del aceite dieléctrico tales como: color, cantidad de agua, viscosidad, entre otros, y ii) un análisis que da información sobre los niveles de los gases disueltos contenidos en el aceite.

Hidropaute durante todos estos años ha contratado a diferentes laboratorios para el análisis de las muestras del aceite, esto significa que cada laboratorio realiza la toma de muestras, transporte y el posterior análisis de manera diferente, debido a esto se puede presentar cierta variación en los resultados del análisis.

Los datos con los que cuenta la empresa serán validados y examinados para posteriormente realizar el análisis de la tendencia de crecimiento de los gases con el fin de estimar la curva de comportamiento de los mismos. Esto servirá para que en los próximos años se puedan tomar acciones correctivas si se presentase un valor fuera de los rangos establecidos por las normas existentes (e.g. Guía de Interpretación de Generación de Gases en Transformadores inmersos en aceite de la IEEE [3] y las normas internacionales de la IEC [4]).

Una vez realizado la validación y depuración de los datos se procederá a ingresar manualmente los resultados de las pruebas de los análisis de gases disueltos a la aplicación computacional, *Transformer Oil Analyst* (TOA) de propiedad de Hidropaute. Esta aplicación proporciona un diagnóstico del estado de los gases de los transformadores, con la ayuda de este diagnóstico y de acuerdo a las normas internacionales se emitirá el estado actual del aceite de los transformadores de potencia.



La unidad U04 de la central Molino cuenta con un transformador nuevo instalado en abril del año 2015. Este transformador posee dos equipos de monitoreo en línea, TRANSFIX para la cuba del transformador y MULTITRANS para las cajas de los terminales de alta tensión que permite el análisis de gases disueltos a través de la aplicación computacional PERSEPTION; por otro lado, durante el desarrollo de este trabajo de tesis, la empresa realizará la toma de muestras de aceite de dicha unidad que serán enviadas a un laboratorio particular.

Los resultados entregados por el laboratorio serán comparados con los emitidos por la aplicación computacional tomando como referencia los últimos datos entregados por el software PERSEPTION; es decir, se verificará que los resultados del laboratorio sigan la tendencia de los últimos datos emitidos por el software. Finalmente, se comprobará la factibilidad técnica de realizar el análisis de los gases por medio de laboratorios o de implementar sistemas de monitoreo en línea en el resto de las unidades.

El alcance de esta tesis no involucra el realizar la actualización del plan de mantenimiento predictivo de los transformadores.

1.4. METODOLOGÍA

El desarrollo de esta tesis comenzará con el estudio teórico y definición de los aspectos del transformador que influyen en el desempeño del mismo durante su vida útil, así como el cuidado y mantenimiento que se debe dar a estos equipos para su correcto funcionamiento.

Previo a la utilización de los datos se realizará una validación de los mismos con respecto a los reportes originales de los laboratorios, verificando que estos datos hayan sido ingresados correctamente por el personal de la empresa a la base de datos. Una vez realizada esta validación se procederá a depurar los datos que presenten valores incongruentes o aquellos valores que no sigan una tendencia lógica con respecto a los anteriores. Se utilizarán métodos estadísticos con el fin de realizar la depuración de los datos; de acuerdo a la cantidad y calidad de datos con los que se cuente, se elegirá el método más



adecuado que permita tener una base de datos confiable para su posterior utilización en la aplicación computacional de diagnóstico.

Además, con los datos de las pruebas de laboratorio se realizará una estimación de los valores que pueden presentarse en el futuro, permitiendo tener una referencia para la comparación con los resultados que emitan los laboratorios o los equipos portátiles en los próximos años. Estos resultados ayudarán a tomar medidas preventivas y/o correctivas en el transformador dependiendo del parámetro que se encuentre fuera de los rangos recomendados por las normas internacionales.

Por otra parte, para el análisis del nivel de gases en el aceite se utilizará la aplicación computacional TOA, al cual se ingresarán los datos del análisis de gases disueltos, que han sido realizadas a los transformadores durante todos sus años de servicio y por diferentes laboratorios.

Esta aplicación, mediante métodos tales como Triangulo Duval, métodos Gráficos, reducen el tiempo necesario para recopilar, analizar e interpretar los datos de diagnóstico del transformador; también proporcionan algoritmos inteligentes para determinar la condición de cada transformador.

Finalmente, la comparación entre los resultados entregados por los laboratorios y los emitidos por la aplicación computacional PERSEPTION de la unidad U04, se basará en seguir la tendencia de los últimos resultados emitidos por dicho software, se verificará entonces que los resultados de los laboratorios sigan esta tendencia para determinar la confiabilidad de estos resultados.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General

- Diagnosticar el estado actual de los transformadores de potencia de las centrales Molino y Mazar, mediante el análisis del aceite usando aplicaciones computacionales.



1.5.2. Objetivos Específicos

- Estudiar el mantenimiento de los transformadores de potencia con aislamiento en aceite.
- Analizar y validar los datos de las pruebas físico-químicas y de gases disueltos obtenidos por la empresa.
- Estimar la tendencia de comportamiento de los gases disueltos en el aceite.
- Analizar el estado del aceite de los transformadores mediante el software TOA.
- Comparar los resultados de gases disueltos de laboratorio con los resultados emitidos por el software PERSEPTION de la unidad U04 de la central Molino.

1.6. ESTRUCTURA DE LA TESIS

El trabajo de la tesis se encuentra estructurado de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se describen los aspectos generales para el planteamiento y desarrollo de esta tesis.

El capítulo 2 contiene un estudio teórico y definición de los aspectos del transformador que influyen en el desempeño del mismo durante su vida útil, así como el cuidado y mantenimiento que se debe dar a estos equipos para su correcto funcionamiento. También se incluirá el estudio del aceite dieléctrico del transformador, describiendo los parámetros y las pruebas necesarias para su correcto funcionamiento.

En el capítulo 3 se incluye la validación y depuración de los datos con el uso de métodos estadísticos. Además, contiene una estimación de la curva de comportamiento de los gases para los próximos años.

El capítulo 4 muestra el análisis de los resultados de la aplicación computacional TOA cuando se ingresa información sobre los gases disueltos; con la ayuda de este diagnóstico y de las normas internacionales muestra el estado actual del aceite de los transformadores de potencia.



El capítulo 5 contiene la comparación de los resultados obtenidos en las pruebas de los laboratorios con los emitidos por el software PERSEPTION, para la unidad U04 de la central Molino.

En el capítulo 6 se observan los diferentes aspectos que se han presentado durante el desarrollo de la tesis, emitiendo las conclusiones correspondientes de los resultados obtenidos y del trabajo realizado. Además, las recomendaciones incluidas en ese capítulo serán de utilidad para la empresa, ya que les permitirá tomar acciones relacionadas al mantenimiento de los transformadores de potencia.



CAPÍTULO 2

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Actualmente, el sector eléctrico ecuatoriano, debido a las grandes exigencias requeridas por los usuarios tanto en calidad como en eficiencia, se ve obligado a implementar nuevas y mejores técnicas de mantenimiento en el equipamiento eléctrico, las cuales deben garantizar la confiabilidad de estos y así lograr una eficiente funcionalidad del sistema. Cualquier falla o salida de servicio de uno de estos equipos afecta a la sociedad en su conjunto e implica altos costos de reparación y pérdidas financieras importantes, producto de la pérdida de suministro de energía eléctrica.

El transformador de potencia es uno de los elementos importantes dentro de un sistema eléctrico debido a que su principal función es cambiar el nivel de tensión para facilitar la transmisión de energía eléctrica y así lograr una eficiente gestión técnica y económica del sistema eléctrico.

La ejecución de un correcto plan de mantenimiento a estos equipos debe ser capaz de evitar una falla o una salida de servicio por causas prevenibles. Para ello se debe realizar un estudio completo razonable de sus sistemas funcionales, que involucre el correcto planeamiento de las diferentes etapas de mantenimiento, así como la frecuencia óptima de las tareas asociadas.

En este capítulo se incluye información sobre aspectos funcionales de los transformadores de potencia. Se estudiarán los aspectos más relevantes de los diferentes tipos de mantenimiento aplicables a estos equipos.

Finalmente, debido a que la refrigeración y el medio aislante (haciendo énfasis en el aislamiento interno y aceite dieléctrico) de un transformador de potencia son los componentes que condicionan la vida útil de este equipo, es necesario tener un detallado conocimiento de la composición, funciones y características que cumplen en el transformador, y los problemas que en estos se presentan.



2.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia es un elemento electromagnético estático, el cual se encarga de transferir energía a un mismo valor de frecuencia modificando sus valores de tensión y corriente. Estos equipos se encuentran presentes tanto en generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica. Los transformadores de potencia elevan el nivel de tensión de la energía eléctrica generada, por ejemplo en una central, para posteriormente ser transmitida a los diferentes centros de consumo.

El transformador de potencia es uno de los elementos más caros e importantes dentro de cualquier sistema eléctrico; sus costos, que van desde los cientos hasta los millones de dólares, varían de acuerdo a su capacidad la cual oscila entre los kilovoltamperios (kVA) hasta los cientos de megavoltamperios (MVA). Por otro lado, una falla en estos equipos conectados al sistema eléctrico trae consigo por lo general grandes pérdidas económicas debido a la falta de suministro de energía eléctrica asociada; por estos motivos, es vital conocer la condición actual y la vida remanente de los transformadores de potencia [2].

2.1.1. Refrigeración y aislamiento de transformadores

Dentro de un transformador de potencia existen diferentes mecanismos que cumplen una determinada función. Entre estos mecanismos, la refrigeración y el aislamiento juegan un papel muy importante ya que su adecuada funcionalidad garantiza una eficaz y confiable operación del equipo.

En un transformador de potencia el aislamiento está constituido principalmente por aceite y papel, los mismos que tienen características de alta rigidez dieléctrica; aunque también se utiliza otros tipos de aislamientos como madera, vidrio, porcelana, etc.

Los materiales aislantes tienen diferentes clasificaciones de acuerdo a sus características térmicas. Tanto el aceite como el papel se encuentran dentro de la clase A, los cuales deben operar a temperaturas máximas de 105°C sin pérdida de vida por degradación térmica. En los transformadores también existen materiales aislantes con otras clasificaciones diferentes a la clase A;



por ejemplo, existen transformadores tipo seco clasificados con aislamiento clase H, que trabajan con temperaturas máximas de 125°C [5].

Cuando un transformador de potencia se encuentra en servicio está expuesto a esfuerzos dieléctricos debido principalmente a voltajes transitorios bajo condiciones de falla, sobretensiones ocasionadas por maniobras, y sobretensiones de impulso debido a descargas atmosféricas; todas estas sobretensiones generan severos esfuerzos eléctricos que afectan la vida útil del aislamiento del transformador.

Las principales funciones del aislamiento por medio de aceite son las de homogeneizar la temperatura interna, refrigerar, y mantener el aislamiento entre los componentes del transformador. El enfriamiento y la disipación de calor que se genera durante la operación del transformador es una de las funciones más importantes que debe cumplir el aceite dieléctrico. Es necesario tener en consideración que los factores que pueden afectar la vida útil del aceite son principalmente el calor, agua, oxígeno, por lo que es necesario evitar que estos agentes influyan directa o indirectamente sobre el mismo.

Por lo tanto, para aumentar la eficiencia de los transformadores es necesario el uso de refrigerantes, debido a que la temperatura juega un papel preponderante en el buen funcionamiento del transformador. Los tipos de refrigerantes más comunes son: el aire, el aceite dieléctrico, el silicón, los askareles¹ y el gas SF₆ (Hexafluoruro de Azufre). El aceite es el elemento más usado como medio de refrigeración y aislamiento debido a su baja viscosidad y a sus excelentes características dieléctricas.

Los tipos de enfriamientos en aceites más comunes del transformador son:

- Aceite natural – Aire natural (ONAN)
- Aceite natural – Aire forzado (ONAF)
- Aceite forzado – Aire forzado (OFAF)
- Enfriamiento por agua.

¹ Askarel es un aceite oscuro, que se caracteriza por no ser flamable y poseer hasta un 70% de PCB, se ha utilizado como aislante o refrigerante en los transformadores y equipos eléctricos debido a su resistencia a temperaturas extremas tanto altas como bajas sin cambiar su estado físico.



2.2. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Mantenimiento es el proceso por el cual a partir de un correcto planeamiento se realizan las acciones necesarias con el fin de restablecer un elemento o un determinado bien a un estado específico de funcionamiento, asegurando su continuidad y correcta operación. Un plan de mantenimiento se lo realiza con el propósito de minimizar las reparaciones de emergencia, maximizar la disponibilidad del equipo y garantizar un verdadero beneficio económico [6].

Al igual que otros equipos eléctricos, los transformadores de potencia requieren un mantenimiento continuo para asegurar una operación exitosa; la importancia del mantenimiento de estos equipos debe ser prioritaria debido a su capacidad de operar con grandes volúmenes de energía eléctrica y su impacto dentro del sistema eléctrico de potencia. Existen ciertos factores que pueden llegar a afectar la vida útil de los transformadores requiriendo así un correcto plan de mantenimiento, tales como: lugar de instalación, condiciones de operación, condiciones climatológicas y ambientales.

Para garantizar la confiabilidad y disponibilidad de estos equipos, su mantenimiento debe estar bajo un plan que integre los tres principales tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Estos tipos de mantenimiento se aplican en las distintas etapas de la vida útil del equipo. Existe la denominada “curva de falla” (ver Figura 2.1) con la que se puede determinar de una forma lógica el periodo en donde es más factible aplicar los distintos tipos de mantenimiento, y además, indica la probabilidad en donde puede ocurrir una falla o avería en una determinada etapa de operación de la planta de acuerdo a la variable de tiempo.

- Zona 1: Riesgo elevado en la etapa de implementación de la planta y puesta en marcha de los equipos.

- Zona 2: Riesgo bajo en la etapa de operación de la planta (siempre que los equipos reciban los cuidados y reparaciones adecuadas).
- Zona 3: Riesgo elevado en la etapa de operación de la planta luego que los equipos están próximos a cumplir su ciclo de vida.

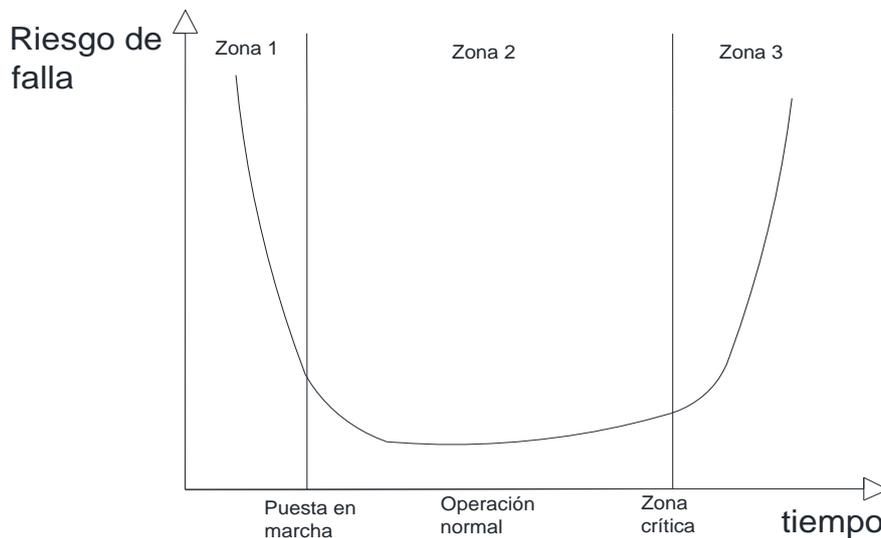


Figura 2.1 Curva de riesgo de falla de un transformador [2].

2.2.1. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo consiste en determinar las condiciones eléctricas reales del transformador mientras se encuentre en pleno funcionamiento; para ello, es necesario monitorear mediante un programa sistemático de mediciones los parámetros claves del equipo con la finalidad de detectar a tiempo un problema potencial antes de que se produzca la falla.

Para que el mantenimiento predictivo sea efectuado de una manera correcta es necesario contar con equipos de tecnología avanzada que realicen la medición de los distintos parámetros del equipo. Es necesario el uso de equipos cromatográficos que realizan el análisis de gases disueltos en el aceite de los transformadores; además, equipos para la medición y registro de los parámetros de operación (voltaje, corriente, potencia, presión, temperatura).

Uno de los componentes clave dentro del mantenimiento predictivo de un transformador es el análisis del aceite aislante. Este análisis tiene el propósito



de conocer la condición del sistema de aislamiento del transformador para posteriormente evitar la formación acelerada de impurezas en el interior del mismo mediante acciones tales como: revisión del sistema de ventilación, secado del aceite, tratamiento del aceite mediante termo vacío, y de ser necesario el cambio de aceite. La inspección de los componentes y parámetros de operación del transformador, especialmente del aceite dieléctrico, debe ser realizada periódicamente para garantizar una mayor confiabilidad del equipo.

2.2.2. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo, conocido también como mantenimiento planeado, se efectúa antes de que se produzca una falla o avería. En el mantenimiento preventivo se realiza un conjunto de actividades (inspecciones, pruebas, ajustes, reparaciones, toma de muestras, etc.) regularmente programadas por el personal encargado de acuerdo a un cronograma establecido, o de acuerdo a manuales técnicos estipulados por el fabricante del equipo.

Para llevar a cabo el mantenimiento preventivo se debe seguir un programa previamente elaborado en donde se detalla el procedimiento a seguir y las actividades a realizar.

El mantenimiento puede estar destinado a todos los componentes de la planta o a un área en particular y a ciertos equipos específicamente. Se efectúa generalmente durante las horas en donde el equipo no está en funcionamiento, y cuenta con una fecha de inicio y de finalización preestablecida.

2.2.3. Mantenimiento correctivo

Se le conoce también como mantenimiento reactivo y se ejecuta cuando ha ocurrido una falla o avería en el equipo. A partir de esto se ejecutan las acciones necesarias para reestablecer el normal funcionamiento del equipo.

Para que el mantenimiento correctivo sea llevado a cabo correctamente se debe realizar un rápido y acertado diagnóstico de la falla, con la finalidad de realizar inmediatamente las acciones correctivas y poder reestablecer el funcionamiento del equipo. Para esto se necesita una gestión adecuada del



mantenimiento correctivo que debe estar basado en un amplio conocimiento de las condiciones de funcionamiento del transformador.

Este tipo de mantenimiento trae consigo una serie de desventajas debido a los altos costos de reparación de los equipos fallados ya que en ciertos casos implica el cambio de piezas o elementos del equipo, a lo que se suma las pérdidas de producción debido a las paradas no programadas. Debido a esto, cuando se detecta que el desempeño de alguno de los equipos empieza a disminuir y se presume las posibles causas, se debe atacar a dichas causas realizando un mantenimiento preventivo o predictivo del equipo con el fin de que el problema no se agrave.

2.3. ACEITE AISLANTE, FLUIDOS Y GASES

El aceite aislante, algunos fluidos y ciertos gases son utilizados como dieléctricos en equipos y aparatos eléctricos. Los líquidos utilizados en los transformadores de potencia son principalmente el aceite mineral y fluidos sintéticos, tales como el askarel y pyranol que son dos de los más conocidos nombres comerciales del producto químico que se define como bifenilo policlorado (PCB's). Estos presentan efectos contaminantes irreversibles, por lo que su uso en la actualidad está siendo desplazado.

El aceite mineral no solo es usado como dieléctrico en transformadores, sino que su uso se ha extendido a otros equipos eléctricos tales como disyuntores, interruptores, reconectadores y similares. El gas aislante más común utilizado en equipos completamente cerrados es el hexafluoruro de azufre (SF₆).

El deterioro del aceite, de los fluidos sintéticos, y de los gases aislantes, se debe principalmente a la contaminación, tensión eléctrica, recalentamiento, y oxidación. La humedad es uno de los factores que más afecta al aislamiento, cambiando negativamente las propiedades de los líquidos y gases. La temperatura es otro factor muy importante ya que tiende a acelerar el proceso de degradación.



2.3.1. Aceite aislante

El aceite proveniente de hidrocarburos (aceite mineral N° 10) es el que se utiliza como fluido aislante en transformadores e interruptores de circuitos debido a su alta resistencia dieléctrica y estabilidad química. Para mantener adecuadamente el aceite del transformador libre de contaminantes se requiere la inspección periódica del transformador y la purificación del aceite [1].

El aceite mineral aislante, a pesar del desarrollo del aceite sintético, sigue siendo uno de los más populares medios aislantes en los transformadores de potencia, esto debido a sus excelentes características dieléctricas y térmicas, por lo que su uso se vuelve efectivo y confiable.

Además, el aceite, aparte de caracterizarse como barrera dieléctrica, permite también la transferencia de calor. Sus características de absorción de la humedad y de los gases contenidos en la aislación sólida, y de arrastre de los residuos creados por el envejecimiento de esa aislación, lo convierten en un buen medio de diagnóstico acerca del estado actual del transformador.

2.3.1.1. Deterioro del aceite aislante

El aceite mineral aislante, usado en los transformadores de potencia en servicio, sufre un deterioro progresivo dependiendo principalmente de las condiciones de uso a las que el transformador está sometido. El seguimiento y control del estado del aceite aislante puede ser de gran importancia para develar condiciones anormales de operación del transformador y a su vez brindar una estimación de la vida útil del equipo. Debido a que en los transformadores el aceite aislante está en contacto con el aire, en su interior se generan reacciones químicas que son causantes de la oxidación; éstas aumentan con la temperatura y con la presencia de sustancias que se utilizan en la fabricación de transformadores tales como el hierro, el cobre u otros elementos metálicos.

El aceite aislante al mezclarse con el aire puede llegar a ser explosivo ya que al producirse arcos eléctricos o descargas parciales se generan reacciones



químicas debido al desprendimiento de gases combustibles como el hidrógeno o hidrocarburos livianos tales como el metano.

La capacidad del aceite para servir como dieléctrico y refrigerante se ve afectada negativamente con el paso de tiempo. Debido a esto, los aceites minerales aislantes tienen un tiempo determinado de vida útil, luego del cual dejan de cumplir adecuadamente su función y deben ser cambiados, o realizar procedimientos que alarguen su vida útil, por ejemplo, mediante el secado del aceite, o regeneración del aceite mediante tierras fuller. Para realizar un seguimiento del cambio de las propiedades aislantes de este elemento es necesario un programa de monitoreo de condición que consiste en pruebas eléctricas y químicas para estos dieléctricos.

2.3.2. Pruebas físico-químicas del aceite

Con el fin de elaborar un adecuado plan de mantenimiento predictivo para los transformadores de potencia, es necesario conocer los diferentes tipos de pruebas o ensayos que se realizan a los aceites minerales aislantes. Estas pruebas tienen el objetivo de monitorear los posibles modos de falla y tomar medidas para evitar que estas situaciones pongan en riesgo el correcto funcionamiento del equipo.

Las pruebas físico-químicas del aceite aislante son uno de los aspectos más trascendentes para el mantenimiento predictivo de los transformadores; éstas ayudan a obtener información del estado del aceite y de los transformadores en general. Para obtener una información confiable, resulta muy importante analizar todas las pruebas existentes al momento de realizar un diagnóstico general del aceite. Con estas pruebas se pretende conseguir información, representada por valores numéricos, del estado funcional del aceite mineral, observando sus propiedades eléctricas, físicas y químicas, con el fin de comprobar el estado del sistema de aislamiento del transformador de potencia.

Esto es una gran ventaja ya que se puede realizar una comparación de los cambios que han sufrido ciertas propiedades del aceite mineral aislante a lo largo del tiempo de funcionamiento del transformador.



La Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials ASTM) presentan procedimientos y pruebas para definir las propiedades de los aceites aislantes [12]. Para realizar un diagnóstico preciso del estado del aceite aislante no se pueden sacar conclusiones únicamente con el resultado de una de estas pruebas, sino que es necesario evaluar en conjunto los resultados de todas las pruebas físico-químicas.

2.3.2.1. Rigidez dieléctrica

Esta prueba muestra la cantidad de impurezas como polvo, agua, y partículas conductoras que contiene el aceite aislante. La presencia de estas impurezas representa un bajo nivel de rigidez dieléctrica que como consecuencia resulta en un nivel bajo de aislamiento del aceite.

Las impurezas disminuyen la rigidez dieléctrica porque facilitan el paso de la corriente a través del aceite, especialmente si se trata de agua libre, en emulsión o asociada a otros contaminantes tales como fibras de papel, o partículas de polvo, etc. No ocurre lo mismo con el agua disuelta en el aceite antes de alcanzar su punto de saturación, situación que no afecta a esta propiedad [7].

2.3.2.2. Contenido de agua en el aceite

Es imposible evitar la presencia de agua en un aceite aislante de un transformador, así sea en pequeñas cantidades. El punto máximo de contenido de agua en el aceite se lo conoce como “punto de saturación” y su valor depende principalmente de la temperatura, es decir, a mayor temperatura, mayor es la cantidad de agua contenida en el aceite; depende también de la edad del aceite y de las condiciones de operación del equipo.

Con el aumento de temperatura en el transformador se presenta también un aumento de humedad en el aceite aislante perjudicando la vida útil del mismo al incrementarse el proceso de oxidación. Se conoce que cuando la humedad se incrementa al doble, se disminuye a la mitad el tiempo de vida útil del aceite y la velocidad del proceso de oxidación se duplica. La humedad puede ingresar



al transformador cuando es abierto para inspecciones de rutina, por alguna fuga o por tuberías del sistema de ventilación.

La cantidad de agua presente en un aceite aislante puede estar dada en porcentaje de saturación (que es el porcentaje de agua contenido en el aceite con relación a la cantidad de agua que el aceite puede disolver), en porcentaje de humedad, y también puede presentarse en partes por millón (ppm); éste último es utilizado principalmente en análisis de gases disueltos realizado por laboratorios.

2.3.2.3. Color

Un cambio de color en el aceite aislante de un transformador en periodos de tiempo muy cortos puede ser señal de deterioro; para evitar esta situación es necesaria la ejecución de ciertas pruebas. La prueba de color que se realiza al aceite no es suficiente para emitir un diagnóstico acerca de la calidad del aceite, es necesario realizar un análisis en conjunto con los resultados de las otras pruebas físico-químicas.

La determinación de las características del color del aceite aislante se puede basar en la prueba ASTM D-1500. Esta prueba se basa en la comparación de colores patrones especificados en dicha prueba; estos colores están escalonados en pasos de 0,5 siendo 0,5 el valor para el color más claro y 8,0 para el color más oscuro.

Un color oscuro del aceite aislante luego de un tiempo de funcionamiento indica la presencia de contaminantes. Además, si no han existido cambios en los valores del número de neutralización o de la viscosidad generalmente indica la presencia de materiales extraños en el aceite.

2.3.2.4. Gravedad específica

La gravedad específica o también conocida como densidad relativa es la relación entre la masa de un volumen de aceite y la masa de agua para ese mismo volumen y a la misma temperatura que la del aceite.



Es una prueba que sirve para detectar la presencia de contaminantes en el aceite; es conveniente tener un valor bajo de gravedad específica debido a que es inversamente proporcional al coeficiente de expansión. El coeficiente de expansión mide el cambio de longitud o volumen cuando un cuerpo sólido o un fluido dentro de un recipiente cambian de temperatura provocando una dilatación térmica.

La prueba de gravedad específica se lleva a cabo mediante un hidrómetro² que flota en el aceite y se toma la lectura en la curvatura generada por los líquidos dentro del hidrómetro, a esta curvatura se la conoce como menisco. Para un aceite libre de contaminantes tales como agua, askarel, o silicona, la lectura debe ser inferior a 0,84.

2.3.2.5. Tensión interfacial

La tensión interfacial es un fenómeno físico-químico que se presenta entre dos líquidos inmiscibles como son el aceite dieléctrico y el agua; estos líquidos no se mezclan por lo que al ponerse en contacto tienden a separarse dentro de un mismo recipiente, creando así una barrera conocida también como interfase (Intervalo entre dos fases sucesivas). Debido a esto para mover un objeto a través de esta interfase es necesario aplicar una fuerza; por lo tanto, la tensión interfacial sería la tensión de la interfase entre los dos líquidos.

La unidad de medida de la tensión interfacial está dada en dinas/cm; este valor es muy alto en un aceite aislante relativamente nuevo y disminuye de acuerdo a las condiciones de uso y a la presencia de contaminantes en el aceite.

Para la ejecución de las pruebas de tensión interfacial a los aceites aislantes se utilizan dos métodos: el primero es el método del anillo ASTM D971³ [10], y el segundo es el método de la gota de agua ASTM D2285⁴[11]. Estas dos pruebas determinan el valor de la tensión de rompimiento de la interfase o barrera entre los dos líquidos.

² El hidrómetro es un instrumento de medición que sirve para conocer el nivel de densidad de un líquido en relación con el nivel de densidad del agua.

³ El método del anillo consiste en colocar un anillo en la superficie del líquido y se mide la fuerza requerida para separar el anillo de dicha superficie.

⁴ El método de la gota de agua consiste en calcular la tensión interfacial de las gotas de agua que permanecen suspendidas desde una aguja inmersa en la muestra de aceite.



2.3.2.6. Número de neutralización

El número de neutralización o acidez de un aceite se define como la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requerido para neutralizar el contenido de ácido existente en un gramo de aceite aislante (mgKOH/g) [1].

Los aceites nuevos de los transformadores prácticamente no contienen ácidos debido a un correcto proceso de refinamiento. La prueba de acidez mide el contenido de ácidos formados por la oxidación y por la reacción con los metales presentes en el transformador; estos ácidos son directamente responsables de la formación de lodos.

La ASTM D-974 [19] y la ASTM D-664 [20] son pruebas de laboratorio, mientras que la ASDTM D-1534 [21] es una prueba de campo, las cuales determinan el índice de acidez total aproximado del aceite. Los datos de las pruebas indican que la acidez es proporcional a la cantidad de oxígeno absorbido por el aceite. Por lo tanto, para los diferentes transformadores, la aparición de contaminantes se llevaría a cabo en diferentes periodos de tiempo. Transformadores en los que existe acceso libre de aire tendrían formación de impurezas antes que los transformadores con tanque conservador.

2.3.2.7. Factor de potencia

El análisis del factor de potencia del aceite dieléctrico se realiza comúnmente basada en la prueba ASTM D-924 [22]; esta prueba mide las pérdidas de potencia a través del sistema de aislamiento a tierra causada por la corriente de fuga y por la corriente dieléctrica.

La prueba de factor de potencia se realiza generalmente a dos temperaturas diferentes: 20°C y 100°C. Para un aceite nuevo se debería tener un factor de potencia de 0,05% o menos, a 20°C; valores más altos indican deterioro y/o contaminación con humedad, carbono o barniz. El carbono en el aceite no necesariamente aumenta el factor de potencia a menos que la humedad también esté presente.



Si en una prueba de factor de potencia a un aceite aislante da como resultado un valor menor a 0,5% a 20°C, éste se considera generalmente satisfactorio; si un aceite tiene un factor de potencia entre 0,5% y 2% a 20° C su estado debe ser considerado como dudoso y requiere algún tipo de investigación, y si la prueba emite como resultado un valor mayor a 2% a 20° C, el aceite debe ser reemplazado.

Si el resultado de la prueba de factor de potencia a 100°C da como resultado un valor menor a 3%, el aceite se considera aceptable; si el resultado se encuentra entre el 3% y 4%, al aceite se le considera cuestionable y por último si se presenta un resultado mayor al 4% el aceite es inaceptable [8].

2.3.2.8. Inhibidor

El inhibidor es un aditivo incorporado al aceite con el fin de retrasar el proceso de oxidación, formando moléculas inofensivas que permita eliminar los peróxidos. A medida que la cantidad de inhibidor se reduce, la tasa de oxidación y de deterioro se incrementa; se recomienda el uso de inhibidores en aceite cuyo contenido de oxígeno exceda las 100 ppm.

Los principales tipos de inhibidores que se usan son el *Di terciario-Butil Para-Cresol* (DBPC) y el *Di terciario-Butil Fenol* (DBP), y se presenta como un porcentaje del peso del inhibidor en el aceite.

Es importante tener en cuenta que el inhibidor tiene un ligero efecto negativo sobre el factor de potencia y la rigidez dieléctrica, por lo cual, se recomienda limitar su máximo porcentaje por masa al 0,3% [17], además, al verse afectada la rigidez dieléctrica se limita el uso de inhibidores en transformadores de media y baja tensión.

2.3.3. Gases en el aceite aislante

La composición del sistema de aislamiento de un transformador sumergido en aceite aislante está estructurada principalmente por materiales de celulosa (papel) y aceites aislantes. Cuando el transformador se encuentra en condiciones normales de uso, el aislamiento se deteriora y genera gases



combustibles y no combustibles; este problema se incrementa cuando el transformador está expuesto a temperaturas extremadamente altas.

Cuando el aislamiento de celulosa, es decir el aislamiento del devanado está sobrecalentado a temperaturas relativamente bajas como a 140°C , se libera Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO_2), Hidrógeno (H_2) y Metano (CH_4). La velocidad con la que se liberan estos gases depende esencialmente de la temperatura y del volumen del aislamiento a esa temperatura.

Cuando el aceite aislante esta sobrecalentado a temperaturas de hasta 500°C se liberan gases tales como el Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6) y Metano (CH_4). Si el aceite está sometido a temperaturas extremas, ocasionadas por ejemplo debido a un arco eléctrico, se libera Hidrogeno (H_2) y el Acetileno (C_2H_2), además de todos los gases mencionados anteriormente.

La causa principal de la formación de gas en un transformador es debido al calentamiento del papel, al aislamiento de aceite, y los problemas eléctricos que se pueden presentar en el interior de la cuba del transformador. Los problemas eléctricos pueden ser clasificados como fenómenos de baja energía, efecto corona o fenómenos de alta energía como el arco eléctrico. La interpretación de los resultados de las pruebas en términos de la causa o causas específicas se basan en el tipo de gas o de gases presentes en el transformador.

La detección y tratamiento de estos gases pueden ser útiles en la determinación de la condición del transformador, y permitirá establecer una base de datos como punto de referencia para nuevos transformadores de forma tal que se pueda comparar con los futuros resultados de las pruebas de mantenimiento periódico con los resultados existentes en esta base.

Existen dos métodos para detectar estos gases: i.) el análisis total de gases combustibles, y ii.) el análisis de gases disueltos.



2.3.3.1. Total de gases combustibles

El total de gases combustibles o TGC puede ser determinado en el campo o puede ser analizado en laboratorios mediante una muestra de gas extraído del aceite, el cual debe haber sido tomado anteriormente ya sea de la cuba principal o de los terminales del transformador. El método se aplica a los transformadores de potencia aplicando una capa de nitrógeno o un sistema conservador. Para facilitar la prueba de gases combustibles todos los transformadores que usan una capa de nitrógeno deben tener una línea de muestreo de gas instalado desde la parte superior del depósito a una válvula de muestreo a nivel del suelo.

El equipo que se utiliza para medir el TCG es básicamente un circuito de puente de Wheatstone. Una muestra de una combinación de aire y gas combustible se pasa por una resistencia donde la quema catalítica⁵ tiene lugar en el resistor, lo que provoca un cambio proporcional en la resistencia, es decir, está basado en el cambio de la resistencia del resistor. El total de gases combustibles se mide en porcentaje.

2.3.3.2. Análisis de gases disueltos

El análisis de gases disueltos o DGA (abreviatura en inglés) se obtiene a través de pruebas de laboratorio que utiliza una muestra de aceite tomada directamente del transformador. La muestra de aceite se somete a una prueba de vacío para extraer los gases combustibles; éstos pasan por un cromatógrafo para que cada gas sea extraído y se analicen de acuerdo al tipo y cantidad. La cantidad de cada gas se da en partes por millón o en porcentaje del total de gases presentes.

La cromatografía es un proceso que se encarga de separar los distintos componentes de una mezcla con el fin de identificar y determinar las cantidades de dichos componentes para su posterior análisis.

⁵ La catálisis es el proceso por el cual se aumenta la velocidad de una reacción química, debido a la participación de una sustancia llamada catalizador y las que desactivan la catálisis son denominados inhibidores.



El análisis de cada gas presente es una herramienta útil en la determinación de la condición del transformador. La interpretación del análisis aún no se ha estandarizado o perfeccionado a una ciencia exacta, por lo tanto, el análisis está sujeto a interpretación de quien lo realice. Sin embargo, existen algunos métodos de diagnóstico que ayuda a la interpretación de estos gases basado en normas internacionales. [1].

2.3.4. Interpretación del análisis de gases.

Durante la operación de los transformadores de potencia se generan gases los cuales se disuelven en el aceite y pueden llegar a afectar la operación del transformador disminuyendo su vida útil. Para realizar el análisis de gases disueltos en el aceite existen diferentes métodos que serán descritos posteriormente, que ayudan a diagnosticar el tipo de falla presente en el transformador.

Es necesario conocer las causas por las que se producen estas fallas, siendo las más comunes las siguientes: descargas parciales de baja energía, descargas parciales de alta energía y fallas térmicas a diferentes niveles de temperatura, las cuales dan lugar a la formación de gases combustibles y no combustibles.

2.3.4.1. Tipos de fallas

2.3.4.1.1. Descargas de alta energía

Son descargas eléctricas de tipo parcial que se producen en las burbujas de gas o huecos, pueden causar principalmente las perforaciones del aislamiento sólido debido a la presencia de arco o chispeo. Este tipo de fallas producen principalmente Monóxido de Carbono (CO) y Dióxido de Carbono (CO₂).

2.3.4.1.2. Descargas de baja energía

Las descargas de baja energía comúnmente se presentan debido al contenido de humedad, es decir, la presencia de burbujas de vapor de agua en el aceite; también se presentan por un continuo chisporroteo entre conexiones de



diferente potencial y por la rotura de materiales sólidos dentro del aceite aislante.

2.3.4.1.3. Fallas térmicas

Las fallas térmicas están divididas principalmente en tres grupos de acuerdo a sus rangos de temperatura. La primera es una falla térmica que se produce en temperaturas menores a los 300°C y se presenta debido al sobrecalentamiento de los conductores aislados. El segundo rango se da entre los 300°C y 700°C debido a la carbonización del papel, incremento de temperatura en puntos calientes, falsos contactos, y por la formación de pequeñas partículas de carbono en el aceite. Por último, se presentan las fallas térmicas de más de 700°C debido a la formación grave y extensa de partículas de carbono en el aceite [9].

2.3.4.2. Método del gas clave

El método del gas clave brinda información para determinar los posibles tipos de falla. Debido a la dependencia entre la temperatura y la generación de gases, se presenta cualitativamente el tipo de falla a partir de los gases que son típicos o predominantes a varias temperaturas; a estos gases se les conoce como gases clave o gases característicos [3].

De la Figura 2.2 a la 2.5 se muestran los gases clave y sus proporciones relativas para los principales tipos de falla.

- a) **Falla térmica en el aceite:** Entre los gases de descomposición incluye Etileno y Metano, junto con cantidades más pequeñas de Hidrogeno y Etano. Se pueden formar pequeñas cantidades de Acetileno si la falla es grave o implica contactos eléctricos. El gas principal es el Etileno.

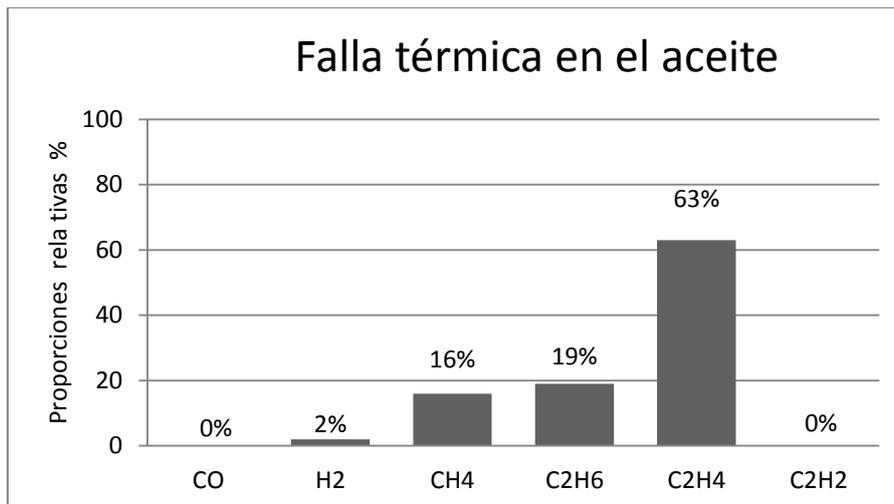


Figura 2.2 Proporciones relativas ante una falla térmica en el aceite [3].

b) **Falla térmica en la celulosa:** Se presentan grandes cantidades de Dióxido de Carbono y Monóxido de Carbono, que se generan a partir del sobrecalentamiento de la celulosa. Gases de hidrocarburos tales como el Metano y Etileno se forman si la falla implica una estructura impregnada de aceite. El gas principal es el Monóxido de Carbono.

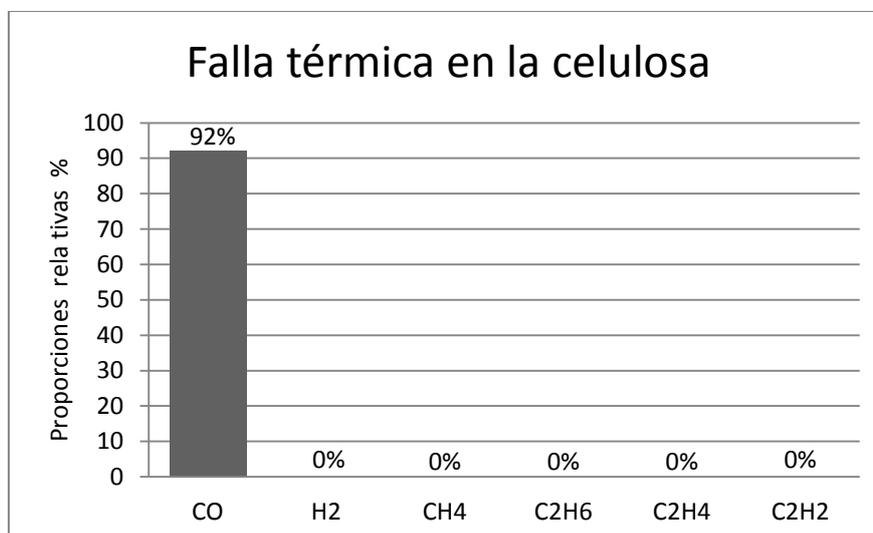


Figura 2.3 Proporciones relativas ante una falla térmica en la celulosa [3].

c) **Falla eléctrica tipo corona:** Descargas eléctricas de baja energía producen Hidrógeno y Metano con pequeñas cantidades de Etano y Etileno. Cantidades comparables de Dióxido y Monóxido de Carbono

pueden resultar de las descargas en la celulosa. El gas principal es el Hidrógeno.

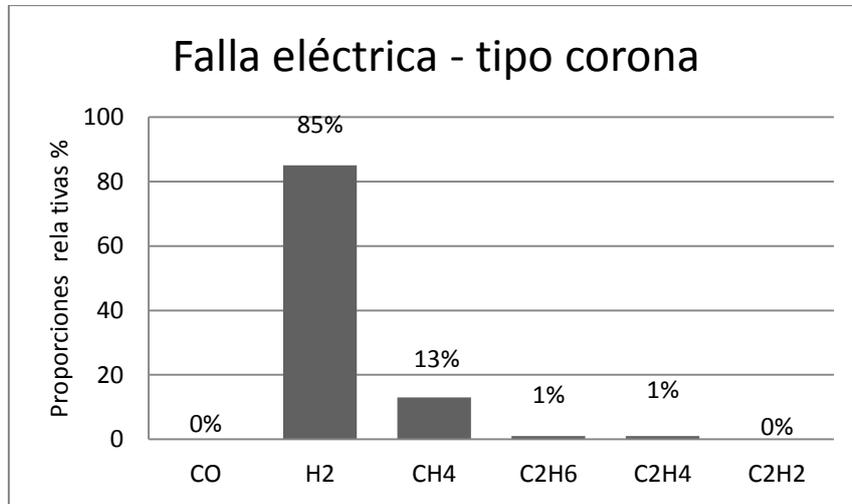


Figura 2.4 Proporciones relativas ante una falla eléctrica tipo corona [3].

d) Falla eléctrica tipo arco: Grandes cantidades de Hidrógeno y Acetileno son producidas con menores cantidades de Etano y Etileno. Dióxido de Carbono y Monóxido de Carbono pueden también ser formados si la falla involucra la celulosa. El aceite puede ser carbonizado. El gas principal es el Acetileno.

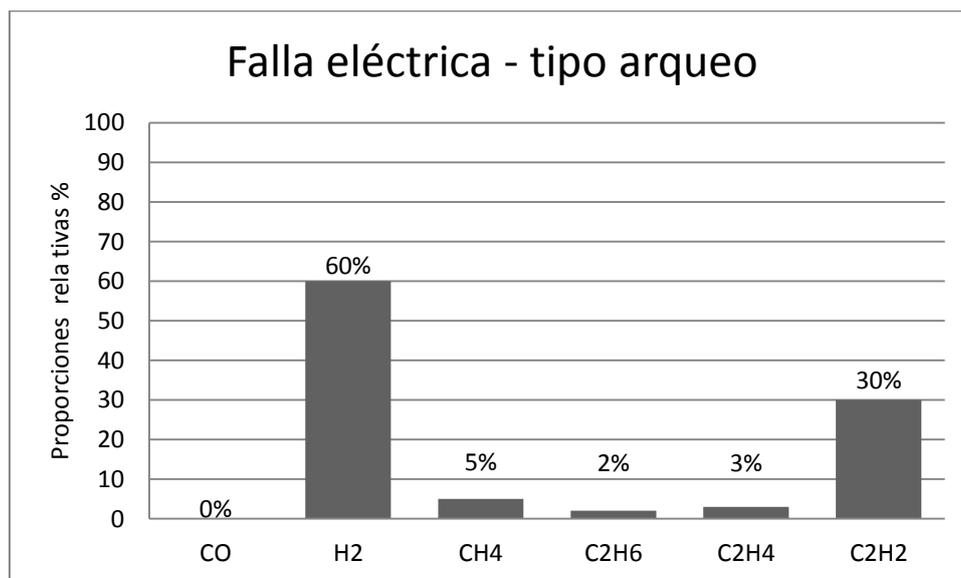


Figura 2.5 Proporciones relativas ante una falla eléctrica tipo arco [3].



2.3.4.3. Método de Doernenburg

El método de Doernenburg está basado en el uso de los gases combustibles presentes en el aceite y utiliza cuatro tipos de relaciones entre estos gases para su análisis (CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$). Este método diagnostica la presencia de tres tipos de fallas: falla por descomposición térmica que tiene un rango de temperatura para la descomposición del aceite mineral entre 150 y 500°C, corona de baja intensidad y arqueo de baja intensidad que por lo general se presentan entre los 700 a 1800°C.

Para diagnosticar el tipo de falla mediante este método se siguen una serie de pasos establecidos por la norma ANSI / IEEE C57.104-1991 [3].

Paso 1: Las concentraciones de gases se obtienen mediante la extracción de los gases y se las separa mediante cromatografía de gases.

Paso 2: Si al menos una de las concentraciones de gas (en ppm) para H_2 , CH_4 , C_2H_2 y C_2H_4 excede el doble de los valores límites mostrados en la Tabla 2.1, y uno de los otros dos gases supera ese valor límite, la unidad se considera defectuosa, y se procede con el Paso 3.

Tabla 2.1 Concentración de gases disueltos [3]

Gases Disueltos	Concentración de gases (ppm)
Hidrógeno (H_2)	100
Metano (CH_4)	120
Acetileno (C_2H_2)	35
Etileno (C_2H_4)	30
Etano (C_2H_6)	65
Monóxido de Carbono (CO)	350

Paso 3: Para desarrollar este paso se realizan cuatro tipos de relaciones: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$. Si por lo menos uno de los gases en cada relación excede los límites de la Tabla 2.1 entonces se dice que estas relaciones son válidas, caso contrario se debe tomar una nueva muestra de la unidad y analizar por métodos alternos.



Paso 4: Se compara cada relación con los valores de la Tabla 2.2 de acuerdo al orden establecido en el paso anterior.

Paso 5: Si todas las relaciones caen dentro de un rango para un tipo de falla dado por la Tabla 2.2 se concluye que el diagnóstico es válido.

Tabla 2.2 Relación de gases claves – Doernenburg [3]

Diagnóstico de fallas sugeridas	Relación 1 CH ₄ /H ₂ Fragmentos de Gas en el Aceite		Relación 2 C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ Fragmentos de Gas en el Aceite		Relación 3 C ₂ H ₂ /CH ₄ Fragmentos de Gas en el Aceite		Relación 4 C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂ Fragmentos de Gas en el Aceite	
	>1.0	>1.0	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Descomposición térmica	>1.0	>1.0	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Corona de baja intensidad	<0.1	<0.01	No significativa	No significativa	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Arco de baja intensidad	>0.1	>0.01	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

2.3.4.4. Método de Roger

El método de Roger en general sigue el mismo procedimiento que el método de Doernenburg y se basa en tres relaciones a partir de la utilización de cinco gases principales, que son: Hidrogeno (H₂), Metano (CH₄), Acetileno (C₂H₂), Etileno (C₂H₄), Etano (C₂H₆). El método considera de gran importancia la concentración de Etano ya que puede proporcionar información de fallas térmicas, por lo cual plantea las siguientes relaciones: (CH₄/H₂), (C₂H₄/C₂H₆) y (C₂H₂/C₂H₄), fijando un límite para cada relación [3].

Estos límites se muestran en la Tabla 2.3, dependiendo del valor que se presente para cada relación se emite un diagnóstico de falla.



Tabla 2.3 Relación de gases claves – Roger [3]

CASO	DIAGNÓSTICO DE FALLA	RELACIONES		
		C_2H_2 / C_2H_4	CH_4 / H_2	C_2H_4 / C_2H_6
0	Unidad normal	<0.1	>0.1 <1.0	<1.0
1	Baja densidad de energía (arqueo)	<0.1	<0.1	<1.0
2	Arqueo - Descarga de baja energía	0.1 - 0.3	0.1 - 1.0	>3.0
3	Falla térmica - baja temperatura	<0.1	>0.1 <1.0	1.0 3.0
4	Falla térmica <700°C	<0.1	>1.0	1.0 - 3.0
5	Falla térmica >700°C	<0.1	>1.0	>3.0

2.3.4.5. Método del Triángulo de Duval

El método de Triángulo de Duval, a diferencia de los métodos de Roger y Doernenburg, no utiliza relaciones entre gases para emitir un diagnóstico, sino que basa su análisis en la cantidad individual de tres gases. Considerando que la suma de las concentraciones de estos tres gases representa un 100%, se realizan nuevos cálculos para determinar la participación de cada uno de éstos.

La concentración de estos gases se representa cada uno de ellos en un lado de un triángulo equilátero, estos gases son: Metano (CH_4), Acetileno (C_2H_2) y Etileno (C_2H_4). Cada gas se representa en una escala de 0 a 100%, siendo un vértice del triángulo 0% para un gas y al mismo tiempo 100% para otro gas, tal como se muestra en la Figura 2.6 [4].

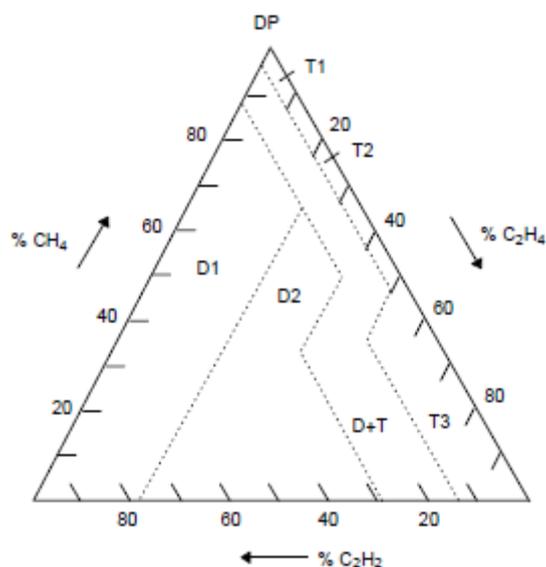


Figura 2.6 Triángulo de Duval [4].

DP: Descargas parciales

D1: Descargas de baja energía

D2: Descargas de alta energía

T1: Falla térmica, $t < 300^{\circ}\text{C}$

T2: Falla térmica, $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$

T3: Falla térmica, $t > 700^{\circ}\text{C}$

Para determinar el tipo de falla primero se realiza el cálculo de concentración de cada gas, estos resultados se ubican en el lado correspondiente del triángulo, luego se traza una línea paralela al lado del gas anterior, el punto de intersección de las tres líneas determinará la zona y a su vez el tipo de falla del aceite del transformador.

Los cálculos de concentración de cada gas se realizan mediante las siguientes formulas:

$$\% \text{C}_2\text{H}_2 = \frac{100x}{x+y+z}$$



$$\% C_2H_4 = \frac{100 y}{x+y+z}$$

$$\% CH_4 = \frac{100 z}{x+y+z}$$

en donde:

x = cantidad de Acetileno en partes por millón (ppm)

y = cantidad de Etileno en partes por millón (ppm)

z = cantidad de Metano en partes por millón (ppm)



CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LOS DATOS FÍSICO-QUÍMICOS Y DE GASES DISUELTOS DE LAS PRUEBAS DEL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES

La unidad de negocios Hidropaute cuenta con los informes de resultados de las pruebas físico-químicas y de gases disueltos del aceite de los transformadores de potencia. Estos informes han sido recopilados en un documento de Excel, en donde por cada unidad de transformación se tiene los datos correspondientes de las muestras tomadas de la cuba principal y de las fases.

Los valores de los gases disueltos presentan una serie de variaciones de un año a otro debido a varios factores, entre otros, debido al uso de diferentes equipos de análisis. A lo largo de los años, Hidropaute ha contratado a distintos laboratorios para realizar estas pruebas, además de esto, a partir del año 2008 la empresa adquirió un equipo portátil (Kelman TRANSPORT X) para realizar *in situ* la cromatografía de gases.

Otras de las razones por las que estos datos presentan variaciones es debido a los trabajos de mantenimiento realizados, ya que estos alteran las propiedades del aceite mejorando la calidad del mismo.

En este capítulo se presenta la depuración realizada a los datos, tomando en cuenta lo mencionado precedentemente, usando la herramienta informática Minitab 17. Además, se realizó la estimación del comportamiento de los gases para los próximos cinco años usando los datos de los últimos cuatro años. Esto debido a que los datos son específicamente de un laboratorio y, además, el último mantenimiento que se realizó es a partir del año en que se contrató a dicho laboratorio.



3.1. TOMA DE LA MUESTRA DE ACEITE

El procedimiento de la toma de la muestra es uno de los pasos más importantes de todo el análisis en general, ya que de este proceso depende la confiabilidad del diagnóstico emitido de los transformadores, de acuerdo a lo expuesto en el capítulo anterior.

El equipo utilizado para la extracción de la muestra consta de los siguientes materiales:

- a) Guantes impermeables
- b) Mangueras de hule
- c) Reducciones de hule de diferentes tamaños
- d) Jeringa de vidrio de 100ml
- e) Válvula de 3 vías ajustable a la jeringa
- f) Recipientes de vidrio de 1000ml y 500ml.

3.1.1. Procedimiento

La extracción de las muestras de aceite de los transformadores de la central Molino realizada por la empresa Sertinlab S.A. siguió el proceso detallado a continuación:

- a) Cierre de las válvulas que permiten el paso del aceite hacia el exterior.
- b) Instalación de las reducciones en las válvulas de muestreo del transformador. Las reducciones deben ser seleccionadas de acuerdo al diámetro de la válvula.
- c) Conexión de la manguera de hule. Un extremo en la reducción y el otro en la válvula de tres vías acoplada a la jeringa. Este conjunto se muestra en la Figura 3.1 La muestra tomada en la jeringa se utilizará para la prueba de gases disueltos.
- d) La válvula de tres vías tiene tres posiciones las cuales permite: i) el paso de aceite a la jeringa, ii) el drenaje desde la jeringa hacia el exterior, iii) el paso de aceite desde el transformador hacia el exterior.

Mediante el control de la válvula se llena la jeringa de aceite y se vacía tres veces para la limpieza de la jeringa; una vez llena, se elimina las

burbujas o residuos y finalmente cuando se tiene una muestra libre de burbujas se bloquea la válvula para sellar la muestra. Las posiciones de la válvula de tres vías se observan en la Figura 3.2

- e) Para el análisis físico-químico se recoge la muestra en un recipiente de vidrio de 1000ml, adicional a esto se toma otra muestra en un frasco de 500ml que es usado como respaldo de la muestra anterior.
- f) Finalmente se retiran las reducciones de las válvulas de muestreo del transformador y se empaacan las muestras adecuadamente para su transporte.

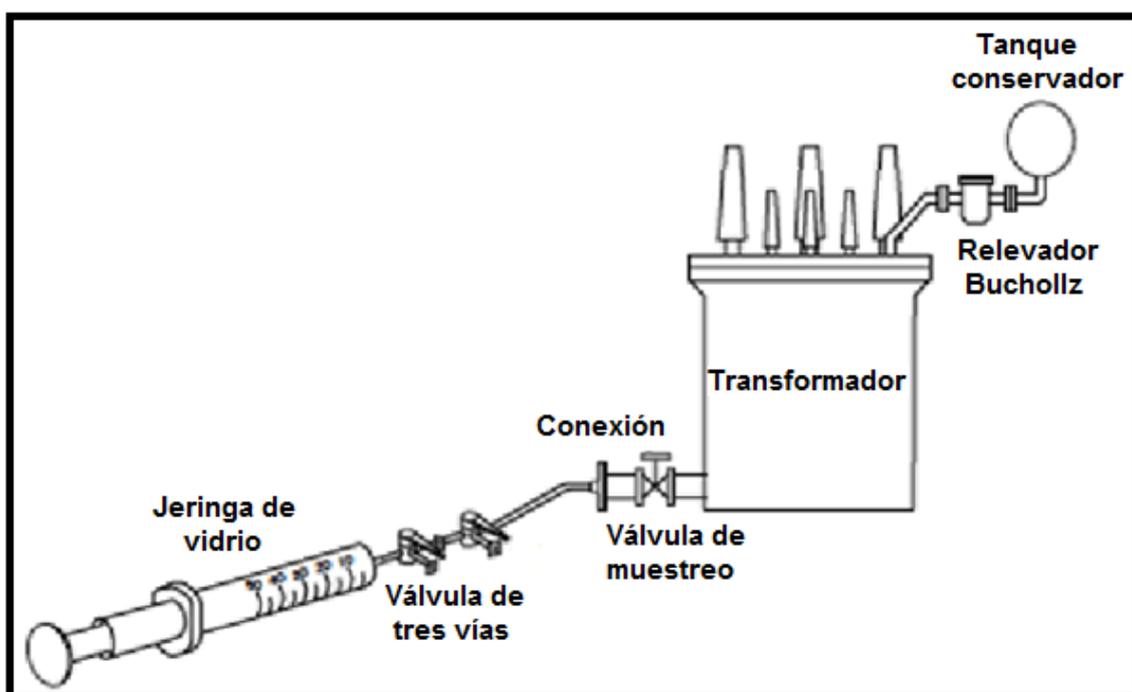


Figura 3.1 Esquema de conexión jeringa-válvula-transformador [9].

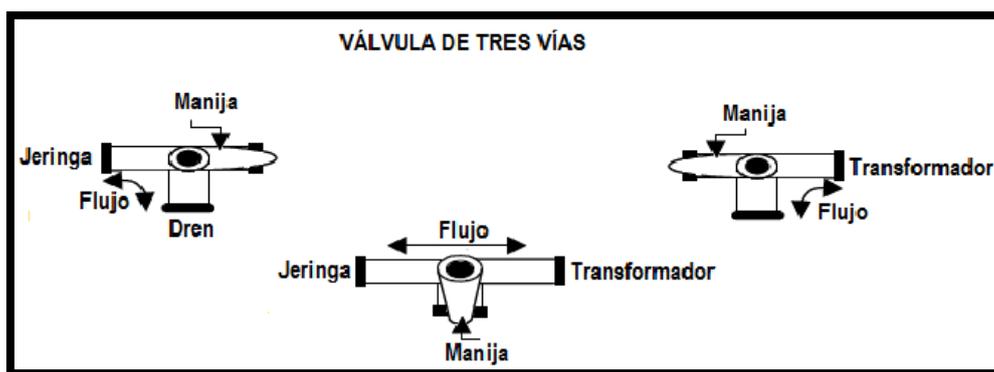


Figura 3.2 Esquema del funcionamiento de la válvula de tres vías [9].

3.2. DEPURACIÓN DE LOS DATOS

Como se mencionó anteriormente, en los datos de las pruebas tanto físico-químicas como de gases disueltos obtenidas a lo largo de los años, ciertos valores presentan inconsistencias con respecto a las demás muestras; es decir, dentro de cada muestra existen datos que están por fuera de un rango en relación a los demás. Esto se debe a varios factores que pueden ocurrir desde la extracción de la muestra hasta el análisis en el laboratorio.

Debido a estas razones es conveniente realizar la depuración de estos datos, para lo cual se utilizó la herramienta informática Minitab⁶ [16].

Se ha visto necesario agregar algunos conceptos básicos de estadística, que permita entender el análisis realizado a los datos. Estos se detallan a continuación.

3.2.1. Regresión lineal

Muchos problemas en la ingeniería y las ciencias implican un estudio o análisis de la relación entre dos o más variables.

La regresión lineal simple estudia como los cambios de una variable no aleatoria, afectan a una variable aleatoria. Además, se denomina regresión lineal cuando la función es lineal, es decir, requiere la determinación de dos

⁶ Minitab es un software que permite ejecutar funciones estadísticas básicas y avanzadas, que facilitan el desarrollo de tareas que pueden resultar complejas.



parámetros: la pendiente y la ordenada en el origen de la recta de regresión: $y = ax + b$.

La regresión permite además determinar el grado de dependencia de las series de valores x y y , prediciendo el valor estimado y que se obtendría para un valor x que no esté en la distribución, a partir de la ecuación de la línea de regresión.

3.2.2. Intervalo de confianza

El intervalo de confianza muestra el rango de valores posibles para la media de una población. En el contexto de estimar un parámetro poblacional, un intervalo de confianza es un rango de valores (calculado en una muestra) en el cual se encuentra el verdadero valor del parámetro, con una probabilidad determinada. La probabilidad de que el verdadero valor del parámetro se encuentre en el intervalo construido se denomina nivel de confianza.

3.2.3. Desviación estándar

La desviación estándar es una medida de cuánto se desvían las observaciones en una muestra con respecto a la media. Es análoga a una distancia promedio (independiente de la dirección) con respecto a la media. Sirve también como un estimado de la dispersión en la población más amplia de la cual se toma una muestra. La desviación estándar es muy sensible a los valores extremos.

3.2.4. Intervalo de predicción

El intervalo de predicción es el rango en el cual se espera que se ubique la respuesta pronosticada para una observación individual, dado el conjunto de valores de los predictores. El intervalo se define mediante límites inferiores y superiores, que se calculan a partir del nivel de confianza y el error estándar de la predicción. El intervalo de predicción siempre es más ancho que el intervalo de confianza, debido a la incertidumbre adicional incluida en la predicción de una respuesta versus la respuesta media.



3.2.5. Análisis de correlación

La correlación se define como el grado de relación que existe entre dos o más variables, para nuestro caso nos centraremos únicamente en el estudio de la correlación lineal simple. La manera más fácil de tener una visión general sobre la correlación existente entre dos variables es a través de un diagrama de dispersión.

Para realizar el análisis de correlación se requiere obtener el coeficiente de correlación r que es únicamente la raíz cuadrada del coeficiente de determinación r^2 . Este coeficiente mide el grado de covariación⁷ entre variables relacionadas linealmente [13].

Una vez calculado el coeficiente de correlación es de gran interés determinar si este valor obtenido muestra que las variables x y y están realmente relacionadas o simplemente presenta dicha relación como consecuencia del azar.

Se realiza una prueba de hipótesis planteando dos posibles casos:

- $H_0: p = 0 \rightarrow$ El coeficiente de correlación obtenido procede de una población cuyo coeficiente de correlación es cero.
- $H_1: p \neq 0 \rightarrow$ El coeficiente de correlación obtenido procede de una población cuya correlación es distinta de cero.

La prueba estadística para esta hipótesis es:

$$t_0 = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}} \quad (3.1)$$

Desde el planteamiento de la hipótesis nula se demuestra que la distribución muestral de correlaciones procedentes de una población caracterizada por una correlación igual a cero ($p = 0$) sigue una distribución t-student con $n - 2$ grados de libertad. La distribución t-student es la adecuada para comprobar

⁷ Relación existente entre dos magnitudes o series estadísticas, de manera que todo aumento o disminución de una de ellas se traduce en un aumento o disminución de la otra.



pruebas de hipótesis cuando el tamaño de la muestra es pequeño, comúnmente si el tamaño de la muestra es menor a treinta [13].

Se compara el valor t_0 con el de las tablas de la distribución t-student para un cierto nivel de confianza ($\alpha = 0,05$) y $n - 2$ grados de libertad y se llegaría a las siguientes conclusiones:

Si:

- $t_0 > t_{\alpha, n-2} \rightarrow$ Se rechaza la hipótesis nula. La correlación obtenida no procede de una población cuyo valor $\rho = 0$. Por lo tanto las variables están relacionadas.
- $t_0 < t_{\alpha, n-2} \rightarrow$ No se rechaza la hipótesis nula. La correlación obtenida procede de una población cuyo valor $\rho = 0$. Por lo tanto las variables no están relacionadas.

3.2.6. Resultados

Para realizar este análisis se tomó como ejemplo modelo la cuba principal del transformador U01 de la central Molino, en la cual se realizará la depuración de los datos de los gases disueltos y de las pruebas físico-químicas.

3.2.6.1. Gases disueltos

Los datos de los gases disueltos ingresados para realizar el análisis se muestra en la Tabla 3.1, en donde se observa la información de cada uno de estos gases con las fechas en las cuales fueron tomadas las muestras.

Estos datos fueron ingresados a la hoja de trabajo principal de Minitab, a partir de lo cual se obtuvo la Gráfica de Línea Ajustada, que se explica más adelante. El proceso se realizó individualmente para cada uno de los gases obteniendo diferentes gráficas.

El primer gas que se analiza es el Hidrógeno (H_2) cuya Gráfica de Línea Ajustada se observa en la Figura 3.3.



Tabla 3.1 Datos de los gases disueltos ingresados al software Minitab

FECHA	Hidrógeno (H ₂)	Agua (H ₂ O)	Dióxido de carbono (CO ₂)	Monóxido de carbono (CO)	Etileno (C ₂ H ₄)	Etano (C ₂ H ₆)	Metano (CH ₄)	Acetileno (C ₂ H ₂)	Nitrógeno (N ₂)	Oxígeno (O ₂)
	partes por millón (ppm)									
01/01/2001	6	2	1055	97	9	206	72	1	44692	6528
21/01/2003	2	3	1157	119	8	173	92	0	51652	6070
06/01/2004	6	5	1447	133	7	167	98	0	28514	1916
30/06/2004	9	3	1243	163	10	248	99	0	21083	3010
27/01/2006	6,07	7,1	1183,17	137,67	8,7	171,04	84,76	0,9	50809,1	5734,64
03/04/2007	6,9	53,13	436,07	24,66	544	378,06	245,47		43058,19	3963,11
03/03/2008	2,37	12,04	410,43	99,82	6,04	166,54	76,28		48141,33	8771,97
21/04/2008	90	21	791	77	8	115	30	7	55100	4530
08/08/2009	3	12	1809	136	14	311	121	0,25		
08/08/2010	5	6	1550	131	8	298	125	1	48100	2940
12/01/2011	27	9	1588	130	16	318	133	0,5		
12/03/2012	38	16	1612	114	13	315	107	0		
23/07/2012	47	20	1447	95	18	299	87	0,5		
22/11/2012	7	5	1745	204	2	2	112	0	49804	114
24/06/2013	26	35	1308	122	16	196	73	0,25		
19/11/2013	4	5	625	153	4	263	104	0	45592	400
14/07/2014	27	19	1785	149	15	306	96	0,25		
25/11/2014	4	5	1175	159	7	314	116	0	46115	141
25/07/2015	33	0,5	2084	200	11	314	131	0,5		
11/11/2015	2	5	1209	158	7	311	118	0	42276	2021

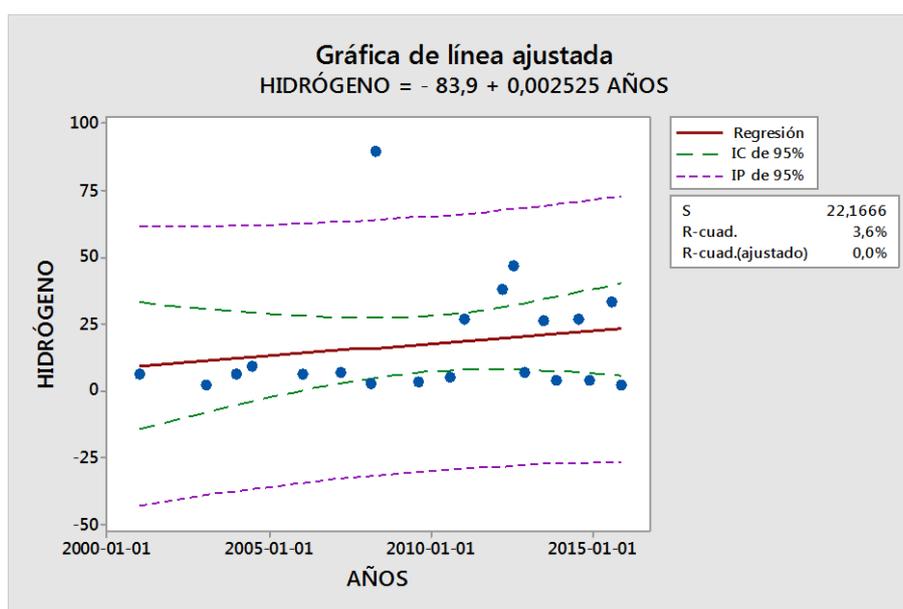


Figura 3.3 Gráfica de Línea Ajustada e intervalo de confianza del Hidrógeno



En la figura se observa en el eje x los años en el cual han sido tomados los datos y en el eje y los resultados del Hidrógeno en partes por millón obtenidos en estas fechas. También, se observa la línea de regresión lineal que representa el modelo matemático que relaciona la variable x (Años) con la variable y (Hidrógeno en partes por millón):

$$HIDRÓGENO = -83,9 + 0,002525 (AÑOS)$$

Además, en la figura se observa las bandas o intervalos de confianza (IC), en donde se muestra el rango de valores posibles para la medias de la población, en este caso se eligió una banda de confianza del 95%. Las líneas que se encuentran por encima y por debajo de la línea de regresión definen el rango de valores en el cual se puede estar 95% seguro que incluyen las medias de la población.

También se observa las bandas del intervalo de predicción, las cuales tienen un rango mayor al del intervalo de confianza, este intervalo nos indica el rango en el que se puede ubicar una respuesta futura.

La desviación estándar para este grupo de datos es de 22,16 con un coeficiente de correlación del 3,6%.

Finalmente, se procede a realizar la depuración de los datos que se encuentran fuera del intervalo establecido. En la Tabla 3.1 los valores resaltados representan los datos de Hidrogeno que no están dentro del rango y por lo tanto son depurados.

Para el análisis de los gases restantes se realizó la misma metodología usada en el Hidrógeno, y los resultados se muestran en las Figuras 3.4 - 3.12, en donde se presentan las gráficas de línea ajustada, bandas de confianza, y bandas de predicción para cada uno de estos parámetros. Además, se observa la distribución de los datos a lo largo de los años, así mismo, los valores que están fuera de los rangos establecidos.

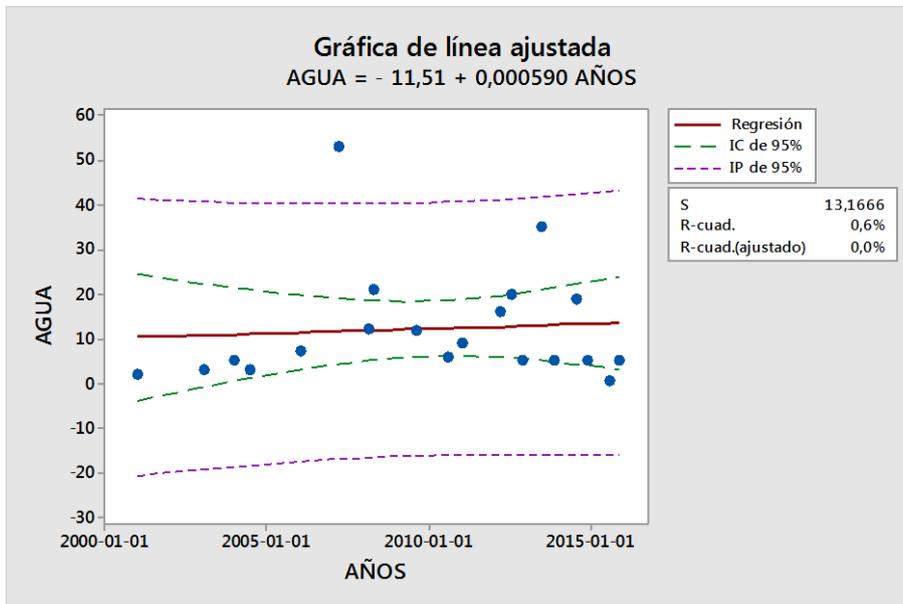


Figura 3.4 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Agua

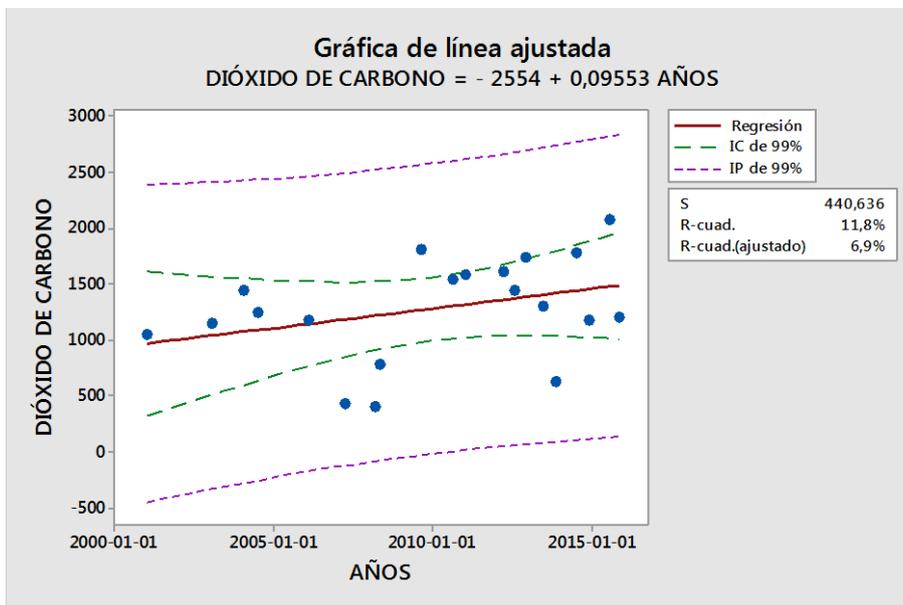


Figura 3.5 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Dióxido de Carbono

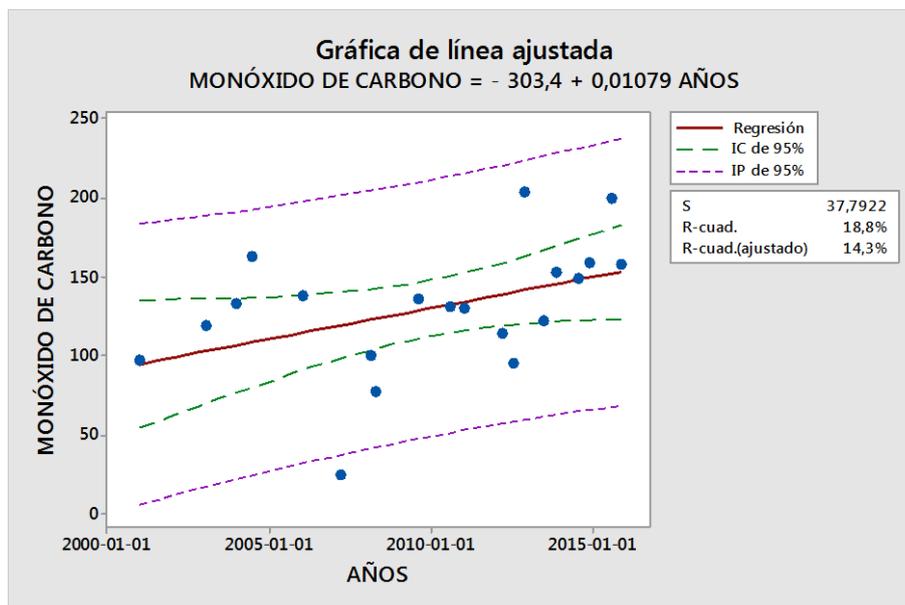


Figura 3.6 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Monóxido de Carbono

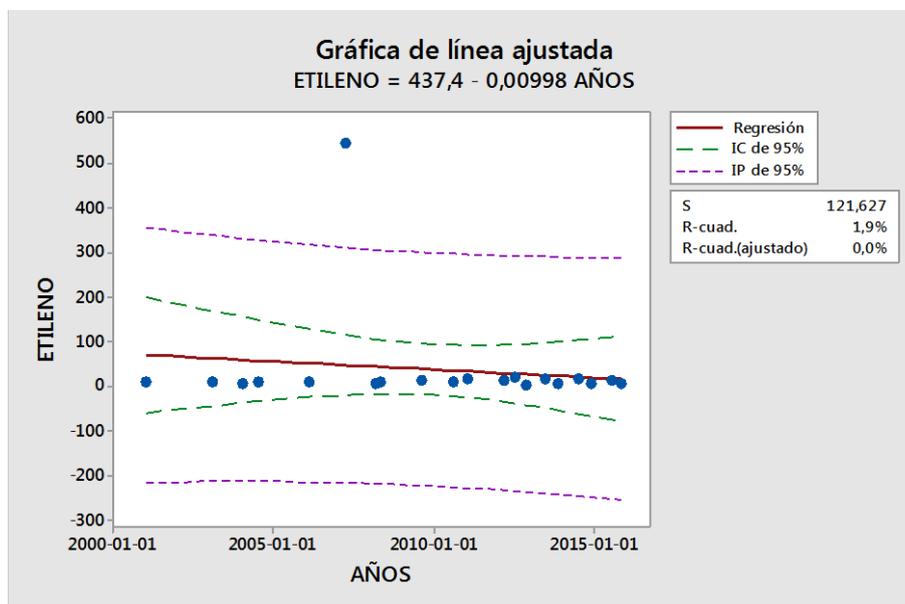


Figura 3.7 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Etileno

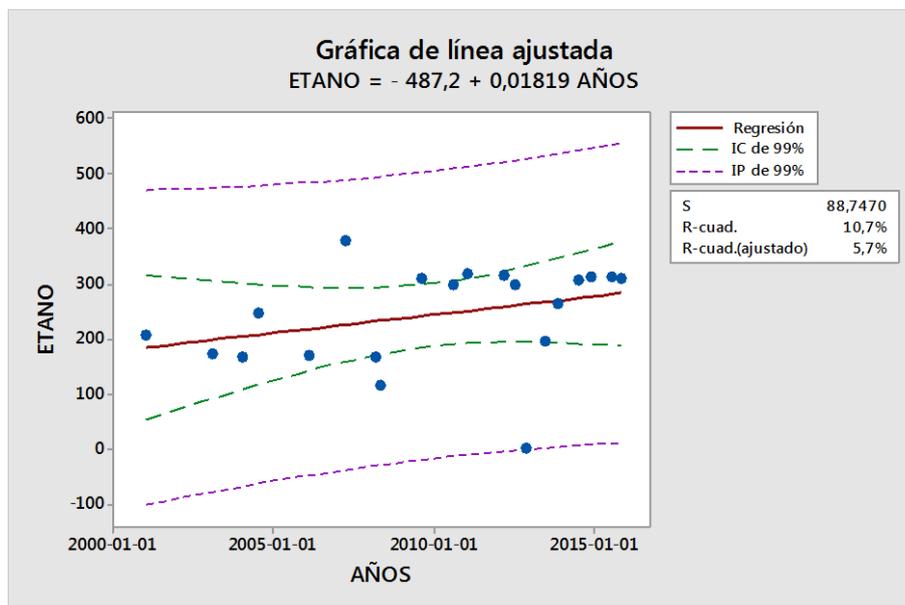


Figura 3.8 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Etano

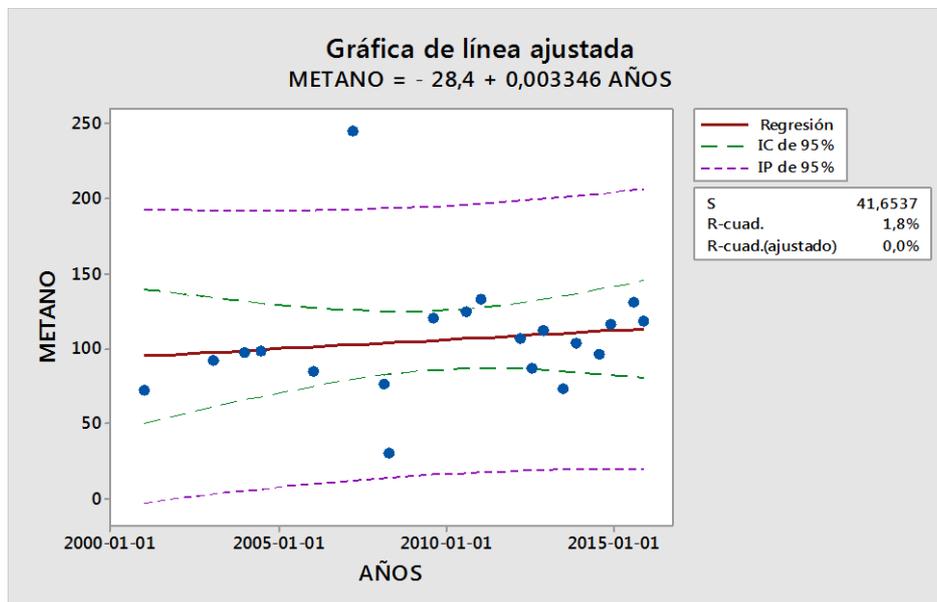


Figura 3.9 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Metano

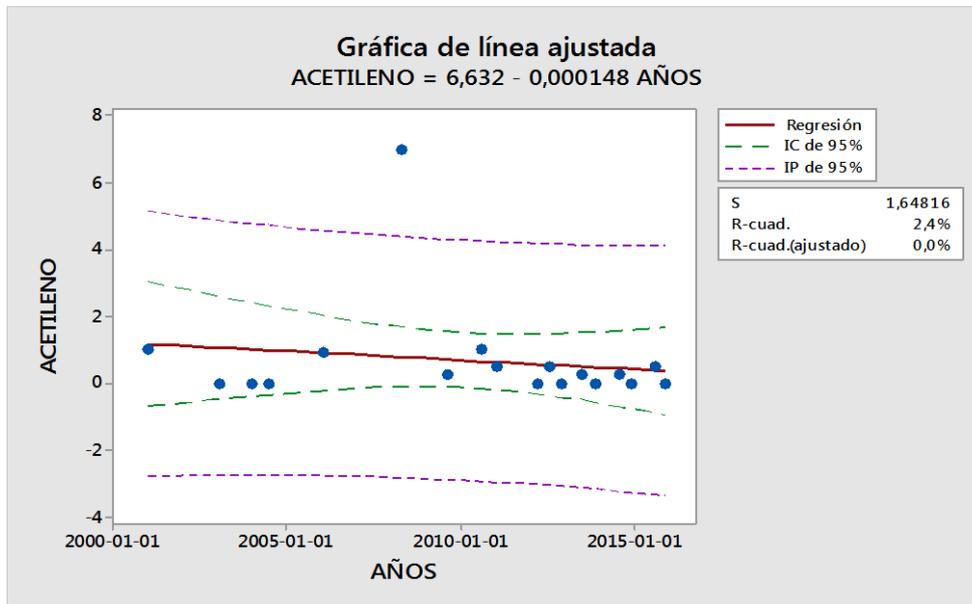


Figura 3.10 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Acetileno

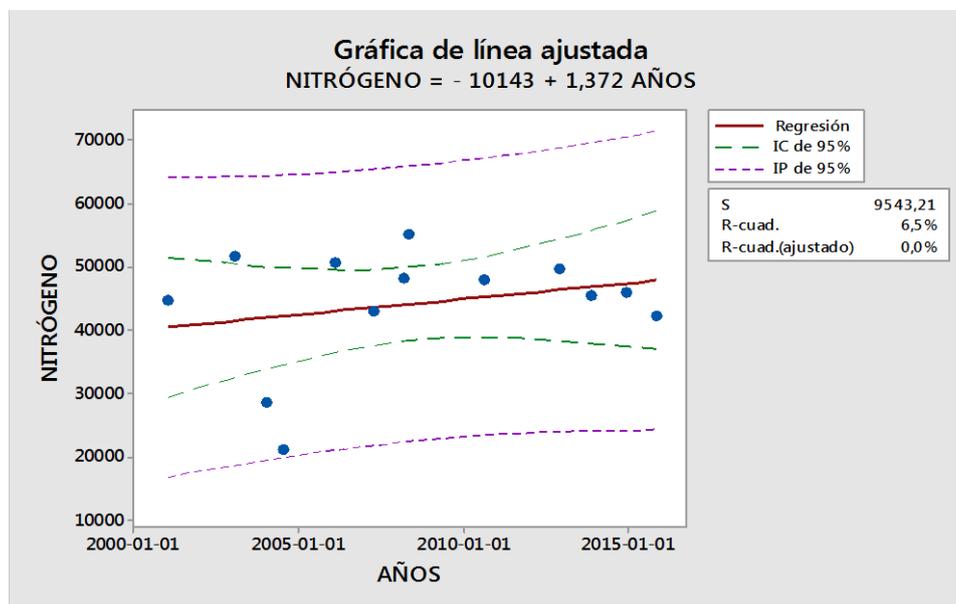


Figura 3.11 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Nitrógeno

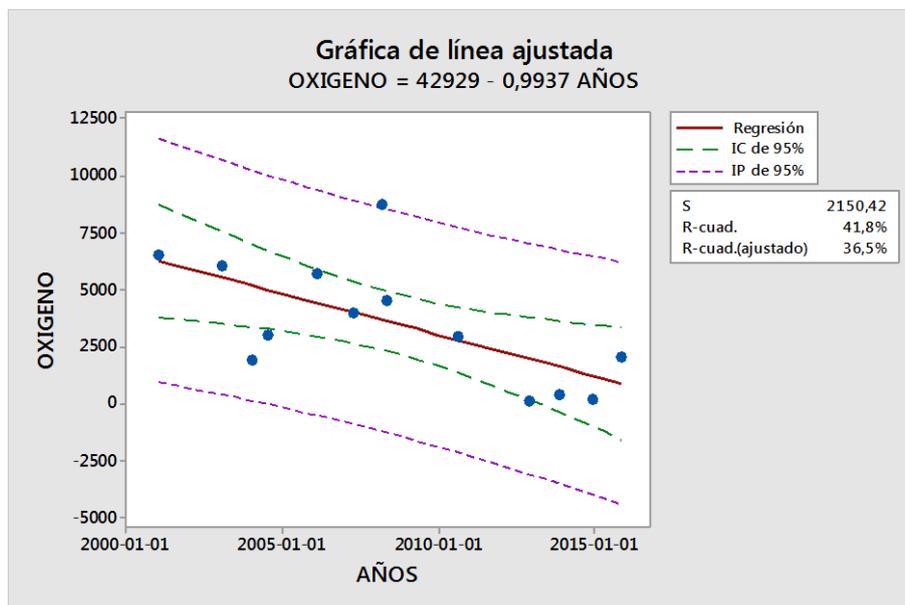


Figura 3.12 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Oxígeno

En la Tabla 3.1 se presenta un resumen de los datos en donde se resalta los valores de los gases que serán depurados debido a que no entran dentro de los intervalos establecidos.

Para el análisis de tendencia que se realiza posteriormente, es necesario contar con datos que se encuentren dentro de un rango confiable, por lo que los valores resaltados en la tabla anterior no se toman en cuenta para este análisis.

3.2.6.2. Físico–Químicos

En la Tabla 3.2 se encuentran los datos de las pruebas físico-químicas que se ingresaron al software Minitab.

Tabla 3.2 Datos físico-químicos ingresados al software Minitab

AÑO	COLOR	TENSIÓN INTERFACIAL	GRAVEDAD ESPECÍFICA	NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN	RIGIDEZ DIELECTRICA	FACTOR DE POTENCIA
2004-01-06	1	38,2		0,016	25	0,0270
2004-06-30	2	38		0,005	33	0,0230
2006-01-26	1	32,8	0,8866	0,014	50	0,0097
2007-03-29	1	35,7	0,8853	0,010		
2008-02-27	2,25	35,83	0,8862	0,008	34,7	
2010-08-08	2	35,6	0,884	0,01	54	
2012-12-18	1	37,23	0,888	0,01	45	
2013-11-19	1	38,79	0,888	0,01	52	0,0180
2014-11-25	1	36,85	0,887	0,01	44	0,008
2015-12-01	1	38,61	0,8865	0,01	44	0,013

En las Figuras 3.13-3.18 se presenta las gráficas de línea ajustada de los datos físico-químicos, dentro de la cual observamos la línea de regresión lineal de color rojo y las bandas de los intervalos de confianza con un 95%.

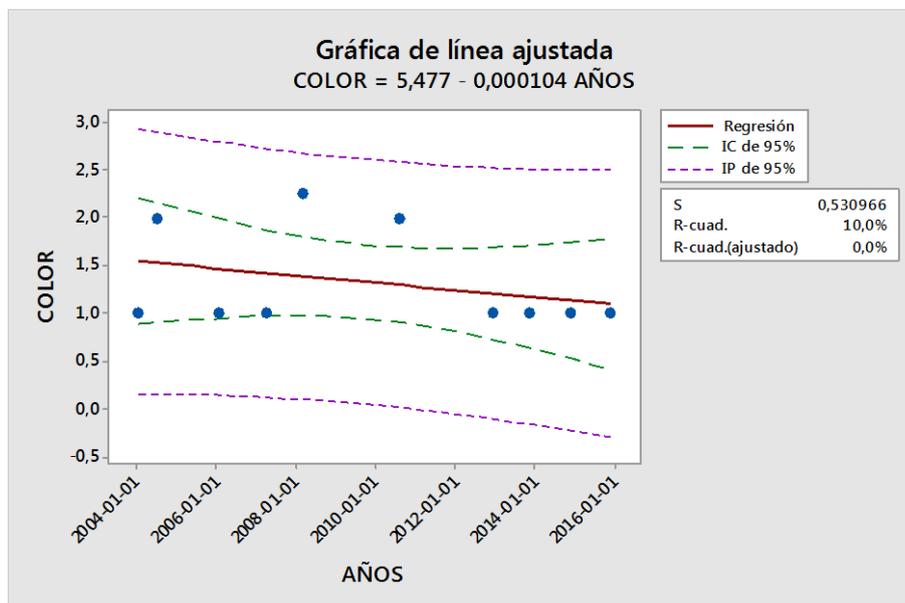


Figura 3.13 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Color

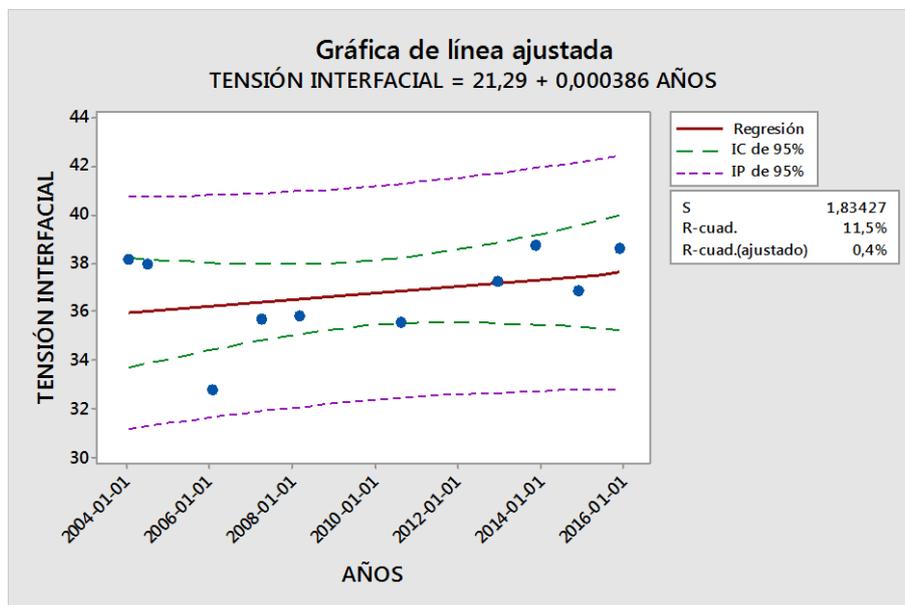


Figura 3.14 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza de la Tensión Interfacial

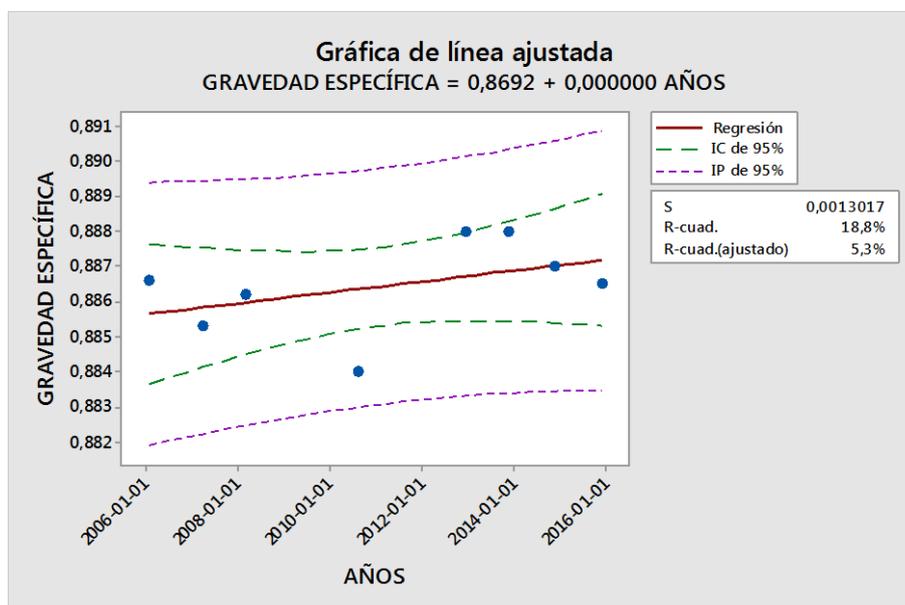


Figura 3.15 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza de la Gravedad Específica

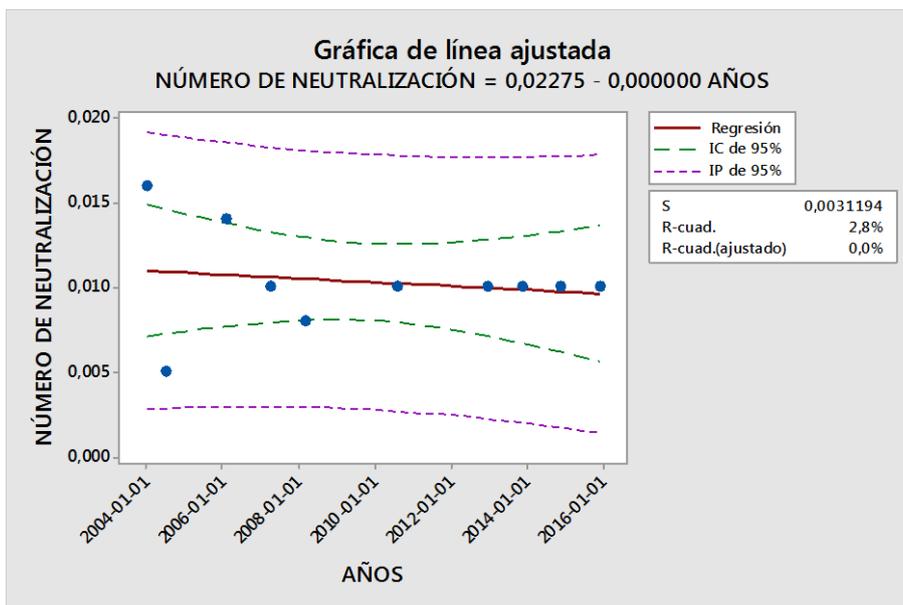


Figura 3.16 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Número de Neutralización

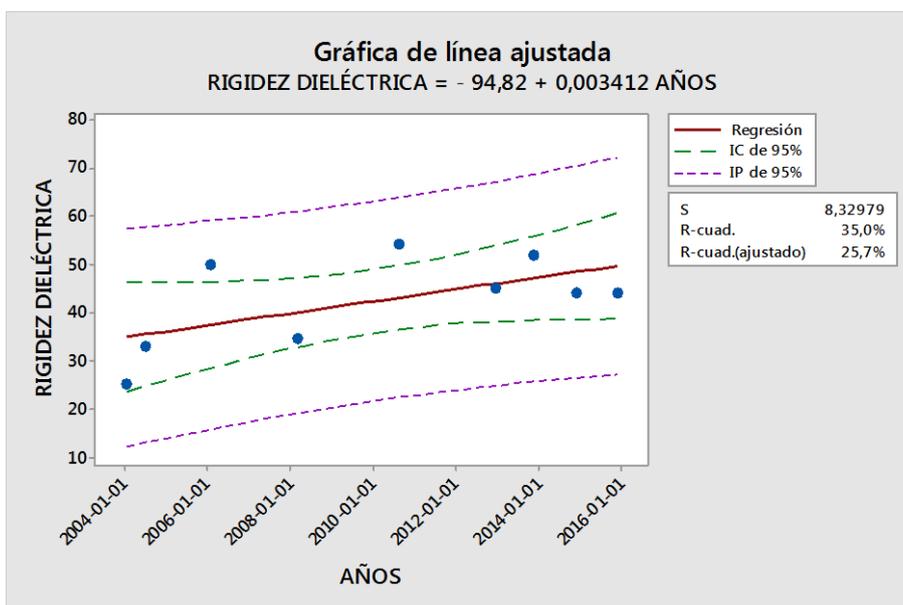


Figura 3.17 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza de la Rigidez Dieléctrica

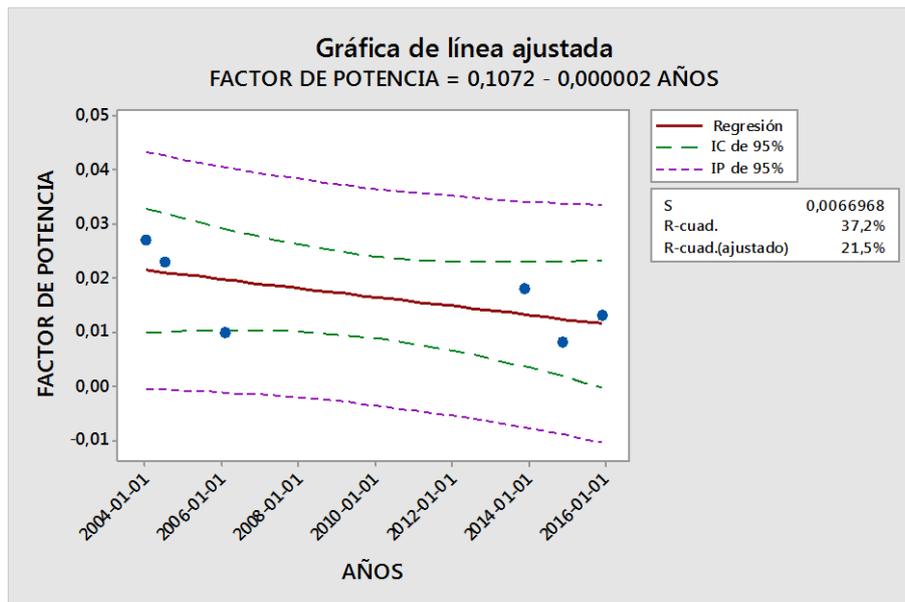


Figura 3.18 Gráfica de línea ajustada e intervalo de confianza del Factor de potencia

Los valores depurados se encuentran resaltados en la Tabla 3.3. Estos valores fueron eliminados ya que se encuentran fuera del intervalo de confianza establecido.

3.3. CURVA DE TENDENCIA DE LOS GASES

La tendencia de comportamiento de los gases es importante para tener una referencia aproximada de los datos futuros a partir de los datos históricos. Esto permitirá a la empresa verificar los resultados de análisis posteriores siempre y cuando no se realice trabajos de mantenimiento al aceite, ya que los resultados variarían con respecto a las tendencias encontradas.

Desde el inicio de operación de los transformadores de potencia tanto de la central Molino como de la central Mazar, éstos han sido sometidos a trabajos de mantenimiento con el fin de conservar sus características. Uno de los principales trabajos de mantenimiento se ha dirigido hacia el aceite de la cuba y a los terminales del transformador, situación que ha hecho que los valores de los gases del aceite no tengan una tendencia normal apreciable a lo largo de los años.

Debido a esto no es factible realizar una gráfica de tendencia que represente la condición de dichos gases tomando en cuenta todos los datos con los que se



cuenta. Por lo tanto, para realizar la curva tendencia se utilizó los datos de los últimos cuatro años, desde el año 2012 hasta el año 2015, periodo de tiempo en el cual no se realizó trabajos de mantenimiento; además, estas muestras de aceite fueron analizadas por el mismo laboratorio.

3.3.1. Caso real de análisis de correlación

Para realizar el análisis de correlación se utilizó la herramienta informática Excel. En primer lugar se reorganizó los datos para cada gas, separando cada transformador por cubas y por fases.

En la Tabla 3.3 observamos los datos de Hidrógeno de todas las fases ordenadas por cada transformador, y de la misma forma en la Tabla 3.4 los datos de Hidrógeno de las cubas principales de cada transformador.

Tabla 3.3 Datos de hidrógeno de las fases

HIDRÓGENO (ppm)											
UBICACIÓN	AÑO	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
Fase A	2012	4	10	5	3	4	94	17	29	44	22
Fase B	2012	4	10	3	3	5	103	14	30	51	7
Fase C	2012	5	10	5	3	6	93	19	31	42	22
Fase A	2013	8	19	10	6	11	82	17	35	28	10
Fase B	2013	9	17	10	6	11	96	15	21	35	26
Fase C	2013	9	16	10	7	11	91	16	26	31	11
Fase A	2014	18	28	19	13	19	106	17	25	37	8
Fase B	2014	18	28	19	13	19	105	17	24	40	8
Fase C	2014	20	29	19	13	19	105	17	25	38	8
Fase A	2015	13	26	18	-	18	70	11	19	23	8
Fase B	2015	13	29	19	-	18	85	14	18	41	9
Fase C	2015	14	27	19	-	18	73	13	19	23	11

Tabla 3.4 Datos de hidrógeno de las cubas

HIDRÓGENO (ppm)											
UBICACIÓN	AÑO	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
Cuba Principal	2012	7	5	4	38	7	33	6	7	8	20
Cuba Principal	2013	4	3	3	43	4	20	5	7	6	21
Cuba Principal	2014	4	3	3	85	5	37	7	10	7	20
Cuba Principal	2015	2	3	3	-	4	29	5	11	7	17



A los datos de las tablas anteriores se aplicó la fórmula estadística de Excel “ESTIMACION.LINEAL”, tomando como datos de x la columna “AÑO” y como datos de y la columna “TU01” que representa el transformador número uno, se repitió el mismo procedimiento para todos los transformadores.

La función ESTIMACION.LINEAL calcula las estadísticas de la línea recta que mejor se ajuste a los datos y , a continuación, devuelve una columna de valores que describe la línea.

La columna que devuelve esta función se presenta en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Estadísticas de la función ESTIMACION.LINEAL

ESTADÍSTICAS DE REGRESIÓN	DESCRIPCIÓN
m_n	Pendiente
se_n	Los valores de error estándar para los coeficientes m_1, m_2, \dots, m_n .
r^2	El coeficiente de determinación.
F	La estadística F o valor F observado. Utilice la estadística F para determinar si la relación observada entre las variables dependientes e independientes se produce por azar.
SS_{reg}	La suma de regresión de los cuadrados.
d_f	Grados de libertad

Al aplicar la función ESTIMACION.LINEAL a los datos de hidrógeno de las fases se obtuvo los siguientes resultados mostrados en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Datos estadísticos del hidrógeno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
m_n	3,7	6,3	5,2	5	4,7	-4,633	-1,1	-3,667	-4,3	-3,067
se_n	0,969	0,812	0,602	0,385	0,616	2,999	0,495	0,872	1,865	1,540
r^2	0,593	0,858	0,882	0,960	0,853	0,193	0,331	0,639	0,347	0,284
F	14,574	60,197	74,559	168,750	58,234	2,387	4,937	17,690	5,318	3,963
SS_{reg}	205,35	595,35	405,60	150,00	331,35	322,02	18,15	201,67	277,35	141,07
d_f	10	10	10	7	10	10	10	10	10	10



El siguiente paso es encontrar los valores t_0 utilizando la fórmula 3.1, para lo cual es necesario utilizar el coeficiente de determinación mostrado en la fila cuatro de la Tabla 3.6. Los resultados de t_0 para todos los transformadores observamos en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Datos del test estadístico

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	3,8176	7,7587	8,6347	12,9904	7,6311	1,5451	2,2218	4,2060	2,3060	1,9908

Los resultados de t_0 se comparan con los valores de la tabla de la distribución muestral t-student $t_{\alpha, n-2}$ teniendo en cuenta un nivel de confianza $\alpha = 0,05$ y $n - 2$ grados de libertad (Anexo A). De acuerdo a lo establecido anteriormente, sí:

- $t_0 > t_{\alpha, n-2} \rightarrow$ Se rechaza la hipótesis nula. Por lo tanto las variables están relacionadas.
- $t_0 < t_{\alpha, n-2} \rightarrow$ No se rechaza la hipótesis nula. Por lo tanto las variables no están relacionadas.

Por lo tanto, en la Tabla 3.8 observamos un resumen de la comparación de los valores antes mencionados.

Tabla 3.8 Resumen de la prueba de hipótesis

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	3,818	7,759	8,635	12,990	7,631	1,545	2,222	4,206	2,306	1,991
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,1}$	$t_0 > t_{0,05,1}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,7}$	$t_0 > t_{0,05,1}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,1}$	$t_0 < t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0

En los transformadores en los que se rechaza la hipótesis nula H_0 podemos concluir que los datos no son producto del azar, es decir, las variables están relacionadas, por lo contrario, al no rechazar H_0 decimos que las variables no presentan ninguna relación entre sí.



Se desarrolló un documento de Excel en donde se puede apreciar las pruebas de hipótesis para los datos de hidrógeno de las cubas y para el resto de gases de todos los transformadores, tanto de las cubas como de las fases. Además, las tablas de resumen de las pruebas de hipótesis de los gases de todos los transformadores se puede ver en el Anexo A.

3.3.2. Tendencias de los gases

Como ya se explicó en la sección 3.3, para el análisis de tendencia se utilizó únicamente los datos de los últimos cuatro años de todos los transformadores, es decir, desde el año 2012 al 2015.

Para realizar este análisis se utilizó la herramienta “Análisis de tendencias” dentro de la opción “Series de tiempo” del menú “Estadísticas”.

El análisis del aceite en los últimos cuatro años ha sido realizado por el mismo laboratorio, siendo el mes de noviembre de cada año, el mes en el cual se toman las muestras. Para realizar el análisis se decidió generar 5 predicciones futuras, es decir, hasta el año 2020.

Se ha tomado como muestra los gases de la cuba principal del transformador de la unidad U01. Los datos ingresados para obtener la tendencia se encuentran en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Datos ingresados para el análisis de tendencia.

AÑO	HIDRÓGENO (H ₂)	AGUA (H ₂ O)	DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	MONÓXIDO DE CARBONO (CO)	ETILENO (C ₂ H ₄)	ETANO (C ₂ H ₆)	METANO (CH ₄)	ACETILENO (C ₂ H ₂)	NITRÓGENO (N ₂)	OXIGENO (O ₂)
	Partes por millón (ppm)									
2012	7	5	1745	204	2	2	112	0	49804	114
2013	4	5	625	153	4	263	104	0	45592	400
2014	4	5	1175	159	7	314	116	0	46115	141
2015	2	5	1209	158	7	311	118	0	42276	2021

De los resultados obtenidos se ha observado tres tendencias posibles: i) tendencia creciente, ii) tendencia constante en un valor, y iii) tendencia decreciente.



En la Figura 3.23 observamos una tendencia creciente de Etileno, en el eje x se representa los años, y en el eje y el valor del gas en partes por millón. De color azul se representa los datos ingresados desde el año 2012 hasta el año 2015, la línea de color rojo muestra un ajuste lineal a estos datos, y la línea de tendencia está representada de color verde. Además, la gráfica de análisis muestra la ecuación del modelo de tendencia lineal.

Un caso particular observado para un determinado parámetro o gas, es una tendencia constante en un valor, es decir, los datos ingresados tienen el mismo valor en todos los años, debido a esto, la línea de los datos, la línea de ajuste, y la línea de tendencia se encuentran en un valor constante. Un ejemplo de este caso se ve en la Figura 3.20, que es la cantidad de agua existente en la muestra extraída.

El caso en el que se tiene una tendencia decreciente se observa en la Figura 3.19, este inconveniente se da debido a los pocos datos ingresados y a la variabilidad de los mismos, en este caso se presenta un error, ya que la predicción para los futuros años es un valor negativo, estando fuera de la lógica del análisis. El gas representado es el Hidrógeno y cómo podemos ver la línea de tendencia es decreciente y muestra que para el año 2020 tendrá un valor aproximado de -5. Este resultado es erróneo, ya que ningún dato puede ser inferior a un valor de cero.

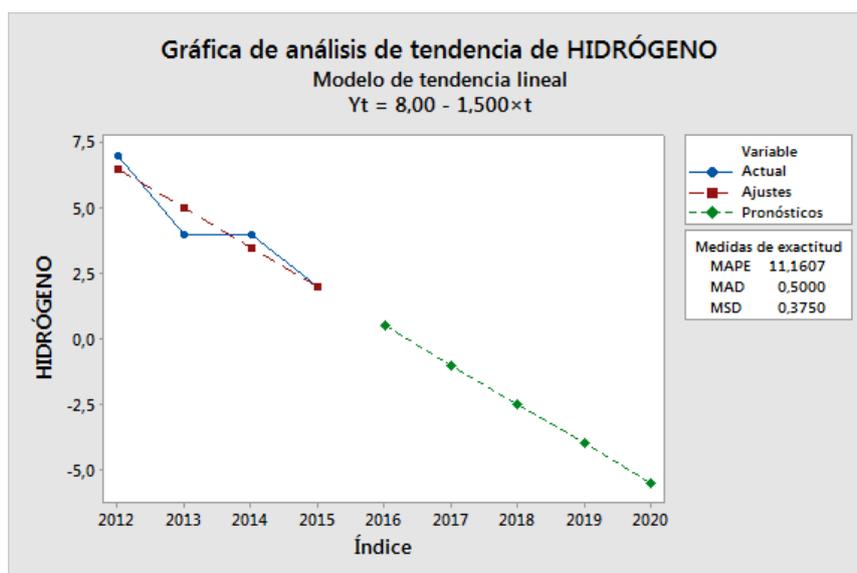


Figura 3.19 Gráfica de análisis de tendencia de Hidrógeno

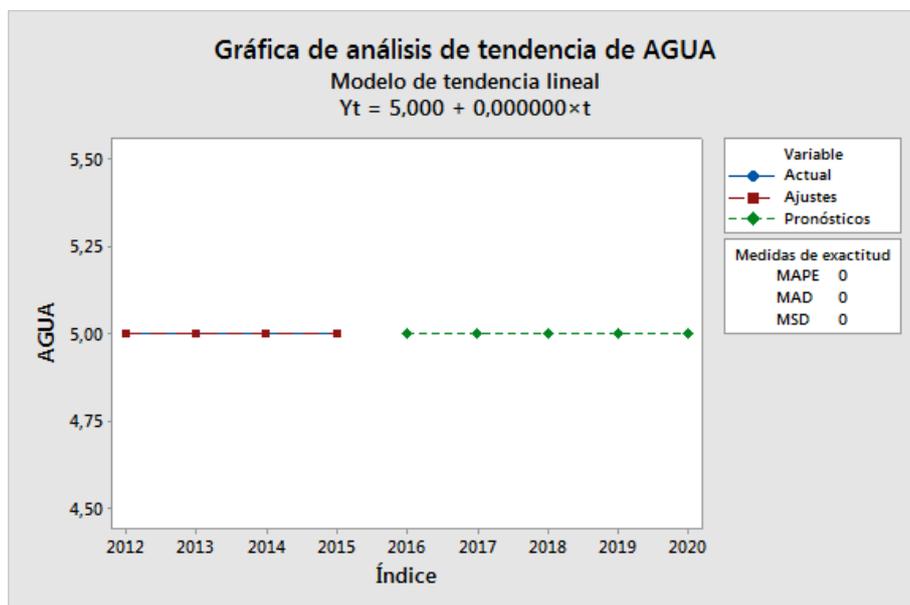


Figura 3.20 Gráfica de análisis de tendencia de Agua

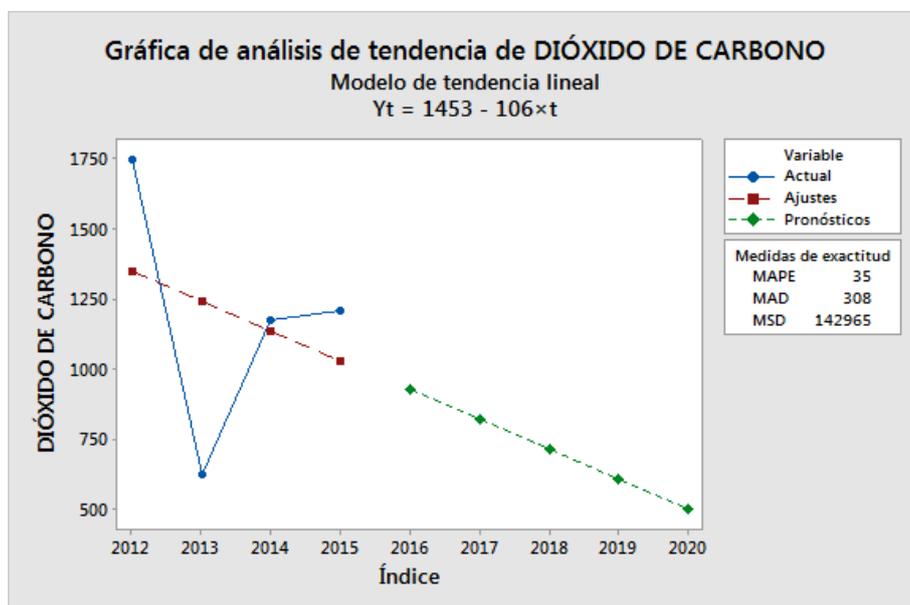


Figura 3.21 Gráfica de análisis de tendencia de Dióxido de Carbono

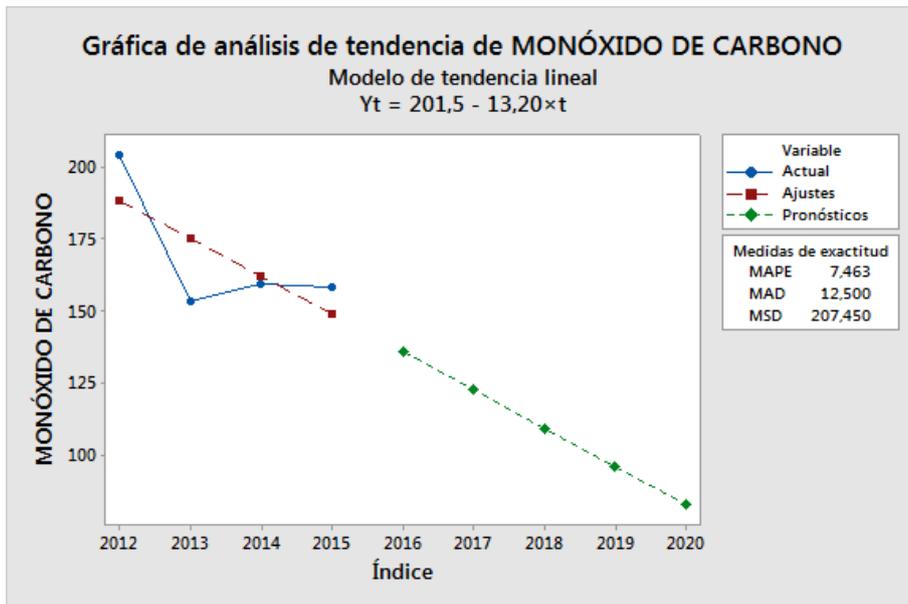


Figura 3.22 Gráfica de análisis de tendencia de Monóxido de Carbono

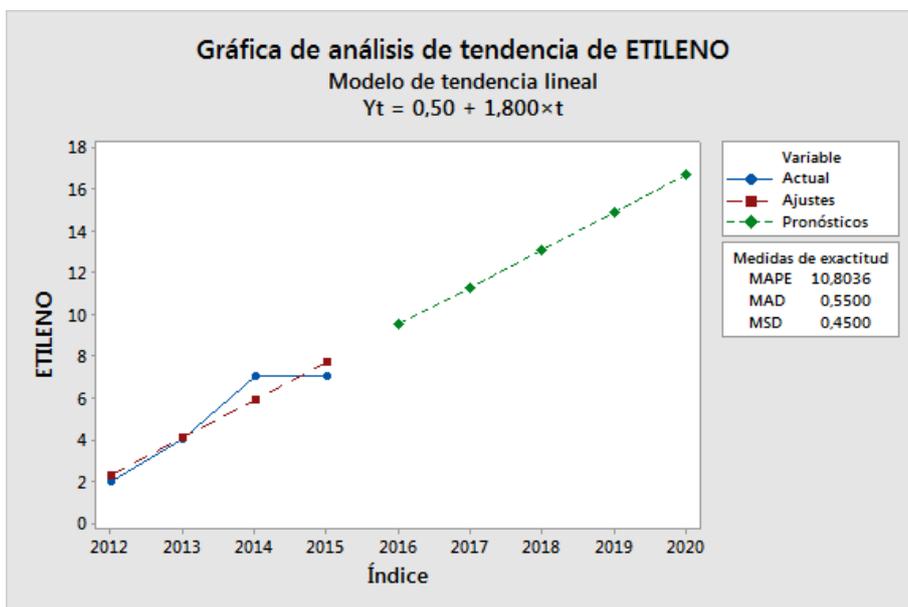


Figura 3.23 Gráfica de análisis de tendencia de Etileno

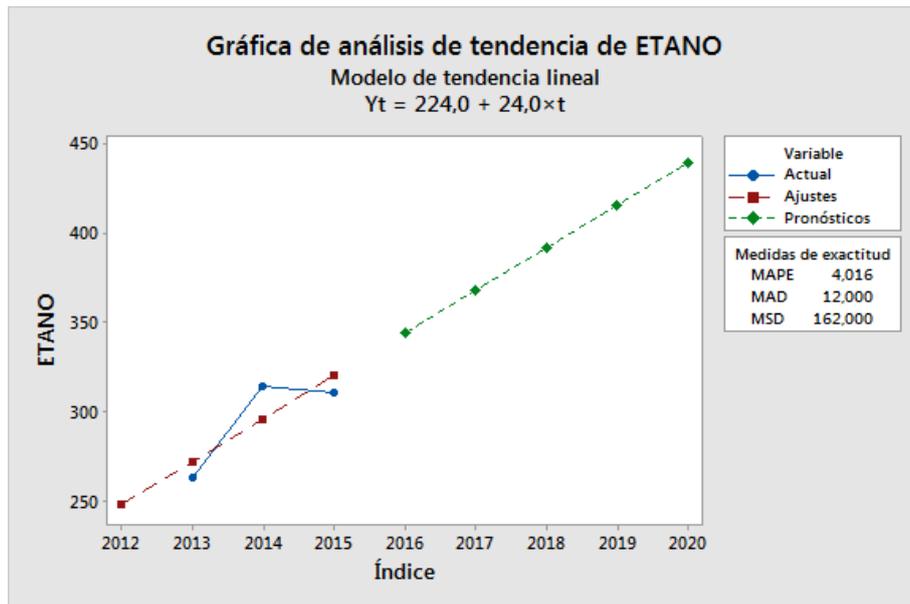


Figura 3.24 Gráfica de análisis de tendencia de Etano

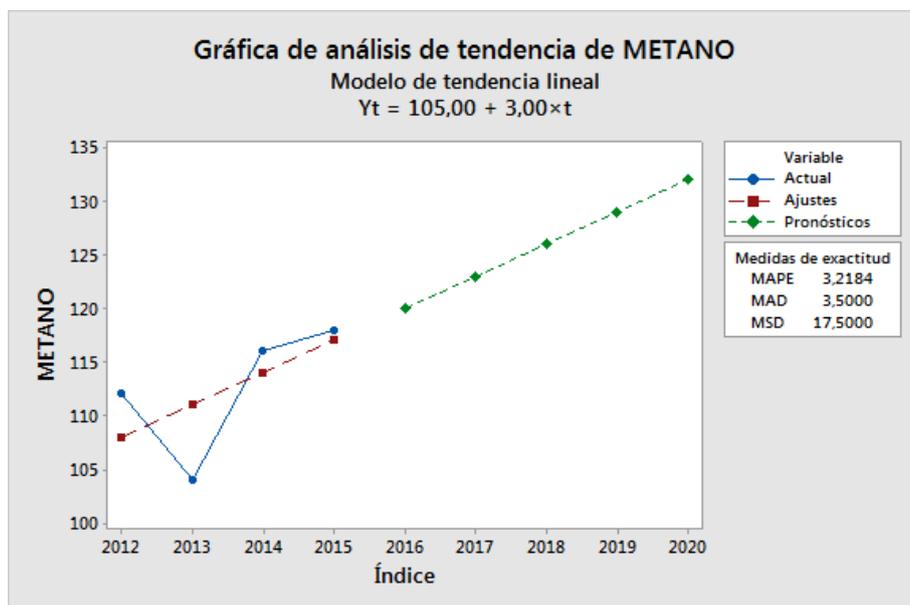


Figura 3.25 Gráfica de análisis de tendencia de Metano

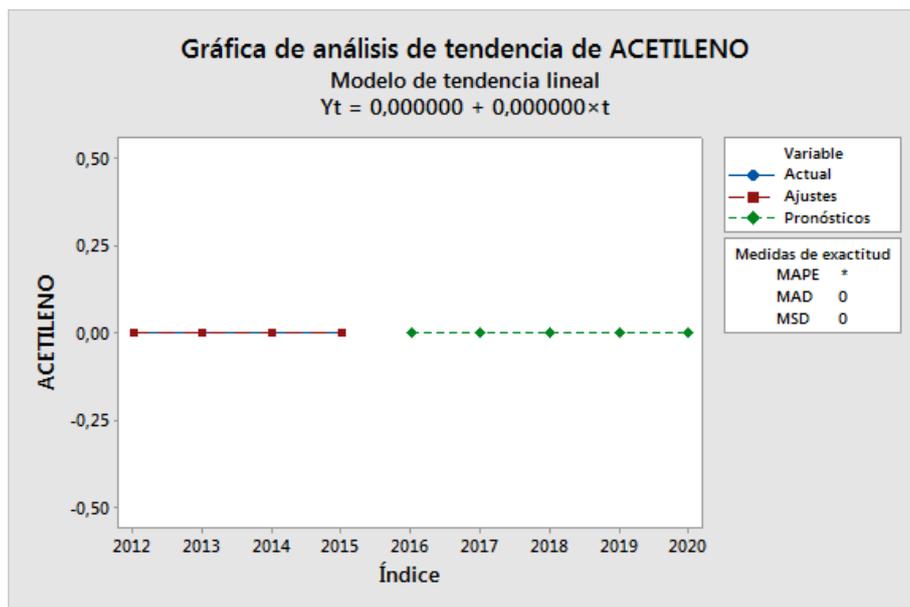


Figura 3.26 Gráfica de análisis de tendencia de Acetileno

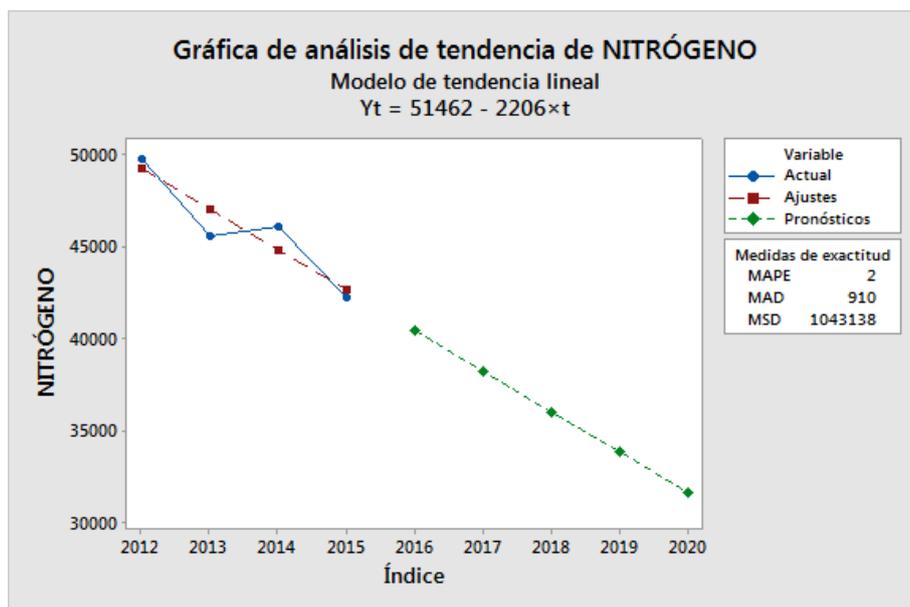


Figura 3.27 Gráfica de análisis de tendencia de Nitrógeno

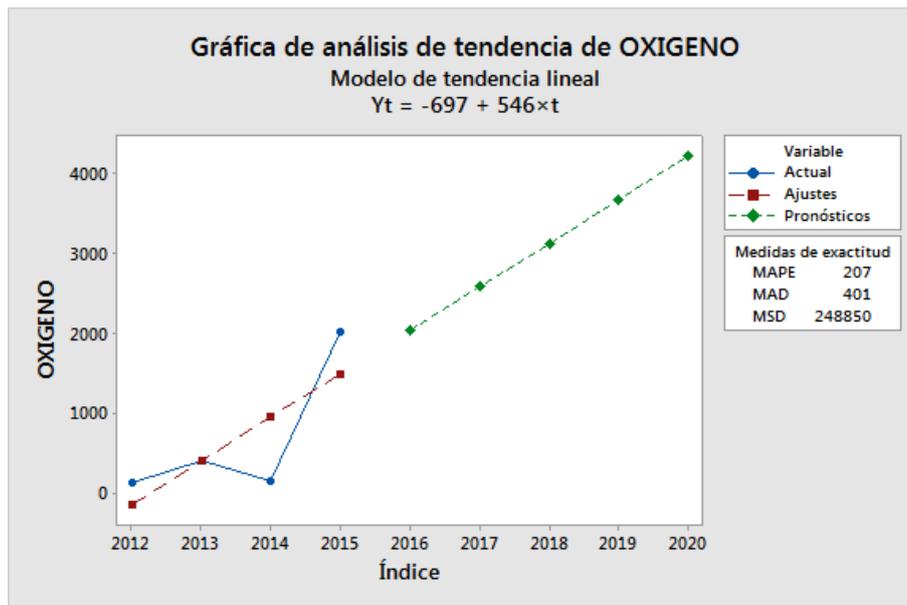


Figura 3.28 Gráfica de análisis de tendencia de Oxígeno

Finalmente, de acuerdo al análisis de correlación realizado en la sección 3.4.1, existen gases de varios transformadores que no presentan una relación entre sus variables, lo que quiere decir que para estos casos no es factible realizar la tendencia de los mismos. En la Figura 3.21 se observa la tendencia del Dióxido de Carbono de una fase en la cual los datos no presentan relación entre sí.



CAPÍTULO 4

DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL ACEITE MEDIANTE EL SOFTWARE TOA

Para contar con un diagnóstico del estado de los transformadores de potencia de las centrales Mazar y Molino, la empresa se ha servido de análisis realizados por laboratorios particulares. Estos laboratorios proporcionan los datos de gases disueltos y de las pruebas físico-químicas de dichos transformadores.

En el año 2002 CELEC EP - Hidropaute adquirió la herramienta informática “Transformer Oil Analyst” versión 3.3 o TOA (abreviatura en inglés), para realizar el análisis de los datos emitidos por los laboratorios que realizan las pruebas de los gases disueltos en el aceite de los transformadores. Por esto, uno de los aspectos importantes de esta tesis es darle funcionalidad a esta herramienta, ingresando todos los datos con los que se cuenta y obteniendo los correspondientes análisis.

El software TOA además de brindar un diagnóstico del aceite, también servirá como una base de datos que permitirá observar las fallas ocurridas relacionadas directamente con el aceite durante los años de operación, debido a esto, también se ingresaron los datos depurados mediante el procedimiento descrito en el capítulo anterior. Además, servirá como un registro de la evolución de los gases y parámetros del aceite.

En el año 2009 la empresa adquiere el equipo portátil Kelman TRANSPORT X para realizar las pruebas de los gases disueltos en el aceite, el cual cuenta con un software de análisis incorporado. Los datos emitidos por este equipo también serán ingresados al software TOA con el fin de obtener un diagnóstico.

4.1. SOFTWARE TRANSFORMER OIL ANALYST (TOA)

El software TOA es una aplicación computacional para el mantenimiento de aparatos eléctricos con aislamiento líquido tales como: transformadores de potencia, transformadores de instrumento, transformadores de distribución, y



disyuntores en aceite. Permite el ingreso y almacenamiento de datos de las pruebas de fluidos aislantes y automatiza los métodos de uso común de detección de fallos y diagnóstico de fallas.

La guía de usuario del software TOA se encuentra en el Anexo B, en donde se explica el procedimiento para la creación de la base de datos, ingreso de datos, e interpretación de los resultados.

4.2. DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES

El software TOA emite un diagnóstico de acuerdo a los datos de las muestras ingresadas, ya sea de gases disueltos o físico-químicos. Estos diagnósticos, que se muestran por separado, se pueden apreciar en las pestañas “Gas Analysis” y “Fluid Analysis” del software.

Adicional a esto, el software clasifica el riesgo de los transformadores en cuatro niveles dependiendo de la cantidad de concentración de los gases y del total de gases combustibles basada en la norma IEEE Std C57.104-1991; estas cuatro condiciones se detallan a continuación:

- Condición 1: TDCG (Total de gases combustibles disueltos) por debajo de este nivel indica que el transformador está funcionando satisfactoriamente. Cualquier gas combustible individual superior a los niveles especificados debe impulsar una investigación adicional.
- Condición 2: TDCG dentro de este rango indica un nivel mayor al normal de gas combustible. Cualquier gas combustible individual superior a los niveles especificados debe impulsar una investigación adicional. Para observar los intervalos de muestreo y procedimientos de operación ver las Tablas 4.2 Y 4.3.
- Condición 3: TDCG dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible individual superior a los niveles especificados debe impulsar la investigación adicional. Para observar los intervalos de muestreo y procedimientos de operación ver las Tablas 4.2 y 4.3.



- Condición 4: TDCG dentro de este rango indica descomposición excesiva. La operación continua podría resultar en una falla del transformador. Para observar los intervalos de muestreo y procedimientos de operación ver las Tablas 4.2 y 4.3.

Para determinar la condición en la que se encuentra el transformador se utiliza la Tabla 4.1 la cual, muestra los límites de las concentraciones de gases disueltos de los gases individuales y TDCG para las condiciones 1-4.

Tabla 4.1 Concentraciones de gases disueltos [3].

Estado	Límite de concentración de gases clave disueltos (ppm)							
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla 4.2 Acciones basadas en TCG [3].

	TCG Nivel (%)	TCG Valor (%/día)	Intervalos de muestreo y procedimientos de operación para velocidad de generación de gases.	
			Intervalo de muestreo	Procedimientos de operación
Condición 4	>=5	>0.03	Diariamente	Considere la posibilidad de suspender el servicio. Seguir consejos del fabricante.
		0.03-0.01	Diariamente	
		<0.01	Semanal	Extrema precaución. Analizar los gases individuales. Interrupción planeada. Seguir consejos del fabricante.
Condición 3	<5 a >=2	>0.03	Semanal	Extrema precaución. Analizar los gases individuales. Interrupción planeada. Seguir consejos del fabricante.
		0.03-0.01	Semanal	
		<0.01	Mensual	
Condición 2	<2 a >=0.5	>0.03	Mensual	Tomar precauciones. Analizar los gases individuales. Determinar dependencia de carga.
		0.03-0.01	Mensual	
		<0.01	Trimestral	
Condición 1	<0.5	>0.03	Mensual	Tomar precauciones. Analizar los gases individuales. Determinar la dependencia de carga
		0.03-0.01	Trimestral	
		<0.01	Anual	Continuar la operación normal.



La Tabla 4.2 indica los intervalos de muestreo iniciales recomendados, y procedimientos de operación para distintos niveles del Total de Gases Combustibles TCG (en porcentaje) y la Tabla 4.3 indica los intervalos de muestreo iniciales recomendados, y procedimientos operativos para los niveles del TDCG (en ppm). Una tasa de generación de gas cada vez mayor indica un problema de gravedad creciente; por lo tanto, se recomienda realizar la toma de las muestras de aceite y su respectivo análisis en intervalos de tiempo más corto.

Tabla 4.3 Acciones basadas en TDCG [3].

	TDCG Nivel (ppm)	TDCG Valor (ppm/día)	Intervalos de muestreo y procedimientos de operación para velocidad de generación de gases.	
			Intervalo de muestreo	Procedimientos de operación
Condición 4	>4630	>30	Diariamente	Considere la posibilidad de suspender el servicio. Seguir consejos del fabricante.
		10-30	Diariamente	
		<10	Semanal	Extrema precaución. Analizar los gases individuales. Interrupción planeada. Seguir consejos del fabricante.
Condición 3	1921-4630	>30	Semanal	Extrema precaución. Analizar los gases individuales. Interrupción planeada. Seguir consejos del fabricante.
		10-30	Semanal	
		<10	Mensual	
Condición 2	721-1920	>30	Mensual	Tomar precauciones. Analizar los gases individuales. Determinar dependencia de carga.
		10-30	Mensual	
		<10	Trimestral	
Condición 1	<720	>30	Mensual	Tomar precauciones. Analizar los gases individuales. Determinar la dependencia de carga
		10-30	Trimestral	
		<10	Anual	Continuar la operación normal.

4.2.1. Resultados

Para la interpretación de los resultados se tomó como ejemplo el transformador U01 de la central Molino. Las tablas de resumen de los resultados de los demás transformadores de esta central y de la central Mazar se puede observar en el Anexo C.



Al software se ingresó todos los datos de las muestras tomadas a lo largo de los años, sin embargo, para emitir el diagnóstico actual del transformador se tomó en cuenta únicamente los datos de la última muestra tomada a finales del año 2015.

La ventana de diagnóstico que emite el software de los gases disueltos de la cuba principal se muestra en la Figura 4.1, en donde se observa los valores de los gases clave en ppm; además, la columna siguiente indica el aumento o disminución de estos gases en ppm/día a partir de la última muestra.

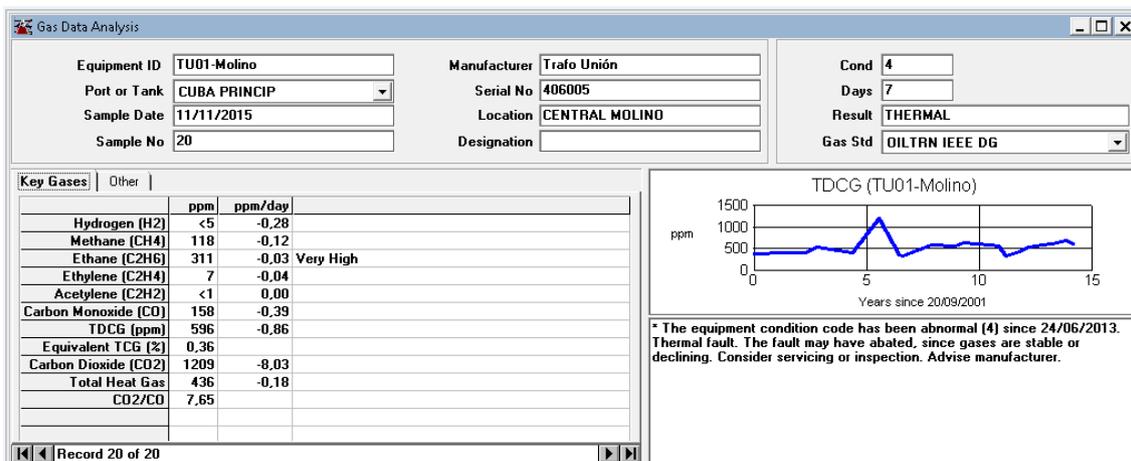


Figura 4.1 Ventana de análisis de gases del software TOA

En este caso se observa que el valor de Etano (311 ppm) es demasiado elevado y de acuerdo a la Tabla 4.1, el transformador se encuentra dentro de la condición 4, por lo que el software recomienda un intervalo de muestreo de siete días. Un resumen del diagnóstico de la cuba conjuntamente con las fases del transformador U01 se muestra en la Tabla 4.4



Tabla 4.4 Diagnóstico de gases disueltos - TU01 – Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica desde el 24-06-2013. La falla ha ido disminuyendo debido a que el nivel de los gases se ha establecido o descendido desde la última muestra.	Considere realizar una inspección o mantenimiento. El contenido de Etano se encuentra en la condición 4.	4
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase C	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1

De igual manera se ingresó los datos físico-químicos de la cuba del transformador U01; el diagnóstico se muestra en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Diagnóstico físico-químico - TU01 – Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.



CAPÍTULO 5

COMPARACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LAS PRUEBAS DE LABORATORIO Y LOS OBTENIDOS POR EL SOFTWARE PERCEPTION

El transformador de potencia de la unidad U04 de la central Molino debido a una fuga de aceite en la soldadura de la cuba del transformador fue sustituido en el mes de abril del año 2015. Este transformador es de marca Crompton Greaves y posee dos equipos de monitoreo en línea, TRANSFIX para la cuba del transformador y MULTITRANS para las cajas de los terminales de alta tensión, que permite el análisis de gases disueltos a través de la aplicación computacional PERCEPTION.

Debido al cambio del transformador, se requiere comprobar la confiabilidad del resultado del análisis del software en línea y aquel emitido por el laboratorio.

5.1. SOFTWARE PERCEPTION

El software Perception versión 1.14 de General Electric es un sistema inteligente que se encarga de evaluar el estado del aceite de los transformadores y proporciona en tiempo real, a través de la supervisión en línea permanente, el análisis de gases disueltos en los transformadores, permitiendo el acceso a la información de forma inmediata. Las especificaciones técnicas del software se encuentran en el sitio web de la empresa [14]. El equipo con el que cuenta la empresa es el Perception Desktop.

Este software es el encargado de realizar el análisis de los gases disueltos de las muestras tomadas por los equipos TRANSFIX y MULTITRANS. Es importante mencionar que estos equipos toman una muestra diaria de la cuba principal y dos muestras diarias de la caja de los terminales.

Para realizar el diagnóstico del aceite el software se basa en los métodos Roger, Doernenburg, Triángulo de Duval, el método de gas clave y la norma IEEE C57.104.



Perception proporciona información clara de la condición del transformador. Esto permite que se tomen decisiones de forma rápida y fiable, lo que ayuda a prolongar la vida útil de los transformadores, reducir interrupciones no planificadas y evitar fallas catastróficas.

5.1.1. Datos muestreados por el software Perception

Los equipos en línea que toman la muestra de aceite realizan la cromatografía de gases tanto de la cuba como de los terminales. Esta información es transmitida al software Perception en donde se crea una base de datos de todas las muestras extraídas. Para la comparación con los resultados emitidos por el laboratorio nos basaremos únicamente en las muestras extraídas el 11 de noviembre del año 2015, ya que en esa fecha el personal técnico de la empresa Sertinlab S.A realizó la toma de muestras del aceite de la cuba y de los terminales.

Diariamente la unidad en línea toma dos muestras de aceite para realizar el diagnóstico de cada una de ellas, sin embargo, si los equipos detectan un valor demasiado elevado de cierto gas, estos proceden a tomar una nueva muestra y realizar un nuevo análisis.

En las tablas que se muestra a continuación (Tablas 5.1 – 5.4) se encuentran los datos correspondientes de la cuba y de las fases del transformador tomadas por el equipo en línea. Además, se detalla la fecha y hora en la que las muestras fueron tomadas.

Tabla 5.1 Datos de la cuba principal tomados por el equipo en línea - TU04

Fecha y hora de la muestra	H2	C2H2	H2O	CO	C2H4	C2H6	CH4	CO2	O2	TDCG
11/11/2015 19:30	5,2	0	5,9	181,3	1,6	7,9	8,7	1772	889,1	204
11/11/2015 7:30	5,2	0	6,1	180,8	2,3	10,9	8,2	1772	876,5	207

Tabla 5.2 Datos de la fase A tomados por el equipo en línea - TU04

Fecha y hora de la muestra	H2	C2H2	H2O	CO	C2H4	C2H6	CH4	CO2	O2	TDCG
11/11/2015 20:30	10	86649	0	17	25264	15	88767	0	2	259584
11/11/2015 14:30	10	72014	0	6108565	17	24294	15	42293	6690584	2
11/11/2015 8:30	10	90164	0	16	97575	15	65725	0	3	204319
11/11/2015 2:30	10	62612	0	16	88814	15	52855	0	3	594417



Tabla 5.3 Datos de la fase B tomados por el equipo en línea - TU04

Fecha y hora de la muestra	H2	C2H2	H2O	CO	C2H4	C2H6	CH4	CO2	O2	TDCG
11/11/2015 21:30	11	15154	0	161127	17	47193	15	50279	5115723	1
11/11/2015 15:30	11	43231	0	1855738	17	49738	16	6761	516881	1
11/11/2015 9:30	11	119	0	17	34536	15	40997	0	2	176719
11/11/2015 3:30	11	34244	0	7738318	16	93854	15	52502	8025469	3

Tabla 5.4 Datos de la fase C tomados por el equipo en línea - TU04

Fecha y hora de la muestra	H2	C2H2	H2O	CO	C2H4	C2H6	CH4	CO2	O2	TDCG
11/11/2015 22:30	11	27001	0	17	432	15	87073	0	1	469774
11/11/2015 16:30	11	59802	0	17	47049	16	7493	0	1	948407
11/11/2015 10:30	11	49015	0	17	44412	15	95913	0	2	269074
11/11/2015 4:30	11	51814	0	6090923	16	92928	15	90873	8830317	3

Los diagnósticos mediante el Triángulo clásico de Duval emitidos por el software con estos datos se muestran en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Diagnósticos emitidos por el software Perception

	Equipo	Fecha y hora	Código	Diagnóstico
Cuba principal	Perception	11/11/2015 7:30	T2	Falla térmica $300^{\circ} \text{C} < t < 700^{\circ} \text{C}$
		11/11/2015 19:30	T1	Falla térmica $< 300^{\circ} \text{C}$
Fase A	Perception	11/11/2105 2:30	D2	Descargas de alta energía
		11/11/2015 8:30	D2	Descargas de alta energía
		11/11/2015 14:30	D1	Descargas de baja energía
		11/11/2015 20:30	D1	Descargas de baja energía
Fase B	Perception	11/11/2105 3:30	D1	Descargas de baja energía
		11/11/2015 9:30	T2	Falla térmica $300^{\circ} \text{C} < t < 700^{\circ} \text{C}$
		11/11/2015 15:30	D1	Descargas de baja energía
		11/11/2015 21:30	D1	Descargas de baja energía
Fase C	Perception	11/11/2105 4:30	D1	Descargas de baja energía
		11/11/2015 10:30	D2	Descargas de alta energía
		11/11/2015 16:30	D2	Descargas de alta energía
		11/11/2015 22:30	D1	Descargas de baja energía

5.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL LABORATORIO

Adicional al diagnóstico del software en línea, la empresa Sertinlab S.A como se mencionó anteriormente, realizó la toma de muestras del aceite de este



transformador para analizarlo en sus laboratorios. Los resultados emitidos por el mismo se encuentran desde la Tabla 5.6 hasta la 5.9.

Tabla 5.6 Resultados del laboratorio de la cuba principal - TU04

Fecha de la muestra	H2	C2H2	H2O	CO	C2H4	C2H6	CH4	CO2	O2	TDCG
11/11/2015	11	0	12,39	213	4	0,7	6	1266	855	235

Tabla 5.7 Resultados del laboratorio de la fase A - TU04

Fecha de la muestra	H2	C2H2	H2O	CO	C2H4	C2H6	CH4	CO2	O2	TDCG
11/11/2015	24	0	22,6	21	0,3	0	1	149	5551	46

Tabla 5.8 Resultados del laboratorio de la fase B - TU04

Fecha de la muestra	H2	C2H2	H2O	CO	C2H4	C2H6	CH4	CO2	O2	TDCG
11/11/2015	27	0	22,8	24	0,3	0,1	1	177	11970	52

Tabla 5.9 Resultados del laboratorio de la fase C - TU04

Fecha de la muestra	H2	C2H2	H2O	CO	C2H4	C2H6	CH4	CO2	O2	TDCG
11/11/2015	24	0	22,4	21	0,2	0,1	1	149	5856	46

5.2.1. Métodos de análisis

Para el análisis de los datos del laboratorio se utilizaron los métodos descritos en el capítulo 2, en la sección 2.4.4.

5.2.1.1. Método de Doernenburg

Para emitir un diagnóstico mediante el método de Doernenburg se debe cumplir una serie de pasos. Para nuestro caso, de acuerdo a lo establecido en el capítulo 2, las concentraciones de H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ no superan el doble de los valores límites mostrados en la Tabla 2.1. Debido a esto no es necesario continuar con los demás pasos, por lo tanto, este método no es el adecuado para el análisis de estos datos, es decir, es imposible emitir un diagnóstico con este método.



5.2.1.2. Método de Roger

Al igual que en el método de Doernenburg, el método de Roger para emitir un diagnóstico utiliza relaciones entre los gases. Los resultados de estas relaciones (Tabla 5.10) no se encuentran dentro de los rangos establecidos en la Tabla 2.3. Al igual que el método anterior, el método de Roger tampoco permite emitir un diagnóstico.

Tabla 5.10 Resultados de las relaciones del método de Roger

	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
Cuba Principal	0	0,5455	5,7143
FA	0	0,0417	*
FB	0	0,0370	3
FC	0	0,0417	2

5.2.1.3. Método del Triángulo de Duval

El método del Triángulo de Duval en la actualidad es el más utilizado debido a su gran precisión. El método consta de un triángulo equilátero dentro del cual existen zonas delimitadas, cada una de ellas representa una falla. El número de zonas depende del tipo de líquido y el tipo de fallas que se quieren detectar, esto hace que existan siete versiones distintas del Triángulo de Duval. Los triángulos se describen en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Descripción de los triángulos de Duval [15].

Triángulos de Duval	N° de zonas	Descripción
Triangulo 1	7	Triángulo clásico de Duval para transformadores con aceite mineral
Triangulo 2	6	Para cambiadores de tap de carga (LTCs) tipo aceite
Triangulo 3	7	Para fluidos como: Silicone, Midel, FR3 y Niotemp
Triangulo 4	4	Para fallas de baja temperatura en aceite mineral
Triangulo 5	6	Para fallas de alta temperatura en aceite mineral
Triangulo 6	3	Para fallas de baja temperatura en aceite FR3
Triangulo 7	4	Para fallas de alta temperatura en aceite FR4

De acuerdo a lo observado en la tabla anterior, para nuestro caso utilizaremos los triángulos 1, 4, 5, que son para el análisis de aceite mineral.



El triángulo 1 o también llamado clásico fue explicado en el capítulo 2. El análisis se realiza a partir de este triángulo, es decir, si la falla detectada cae únicamente dentro de las zonas T1, T2 o PD, se recomienda utilizar los triángulos 4 y 5 para obtener un diagnóstico más específico de la falla. No es adecuado utilizar los triángulos 4 y 5 si en el triángulo clásico la falla se encuentra en las zonas D1, D2, T3, y DT.

Para analizar los resultados entregados por el laboratorio mediante el método del Triángulo de Duval se utilizó una plantilla de Excel, en la cual se ingresaron los datos de los gases requeridos en partes por millón, y a partir de esto, se graficaron las fallas dentro de las zonas correspondientes.

A continuación, se muestra las gráficas de los triángulos de la cuba principal y de las fases, especificada con un punto amarillo la zona en donde se encuentra la falla.

- **Cuba principal**

Para obtener el diagnóstico de la cuba principal se ingresó al triángulo clásico los valores de Metano, Acetileno y Etileno mostrados en la Tabla 5.6. El resultado obtenido de acuerdo al valor de estos gases develó una falla térmica entre 300°C y 700°C (T2).

A partir de este resultado, es necesario utilizar los triángulos 4 y 5 para obtener un diagnóstico más concreto de esta falla.

La Figura 5.1 presenta un diagnóstico con el triángulo clásico y las Figuras 5.2 y 5.3 muestran los triángulos 4 y 5 respectivamente. De la misma forma se muestran las Figuras de los triángulos 1, 4 y 5 para las fases de este transformador.

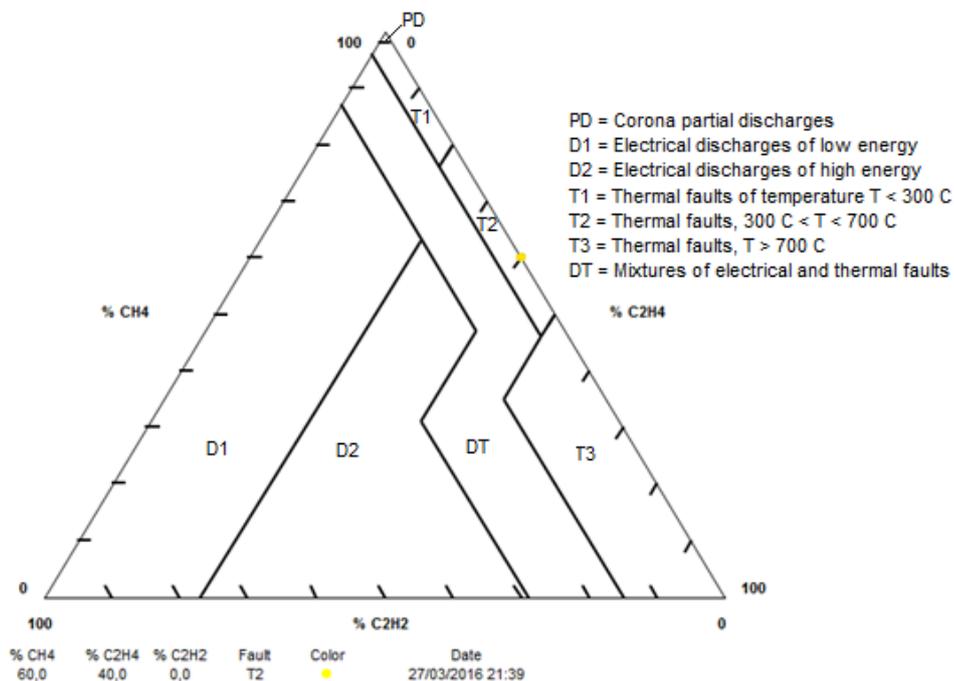


Figura 5.1 Triángulo clásico de Duval – Cuba principal – TU04

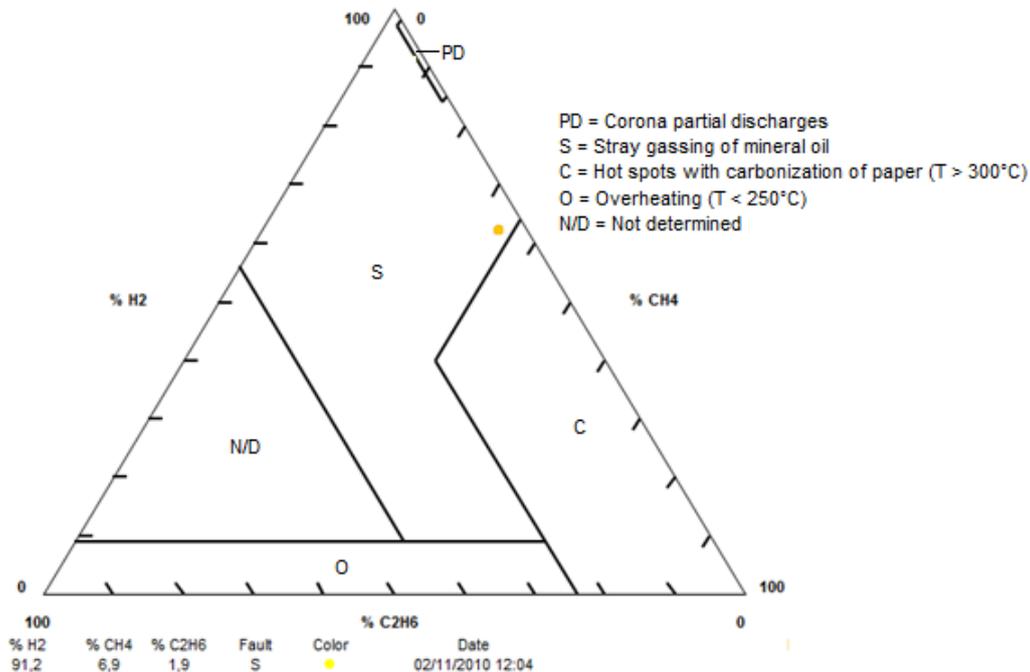


Figura 5.2 Triángulo 4 de Duval - Cuba principal - TU04

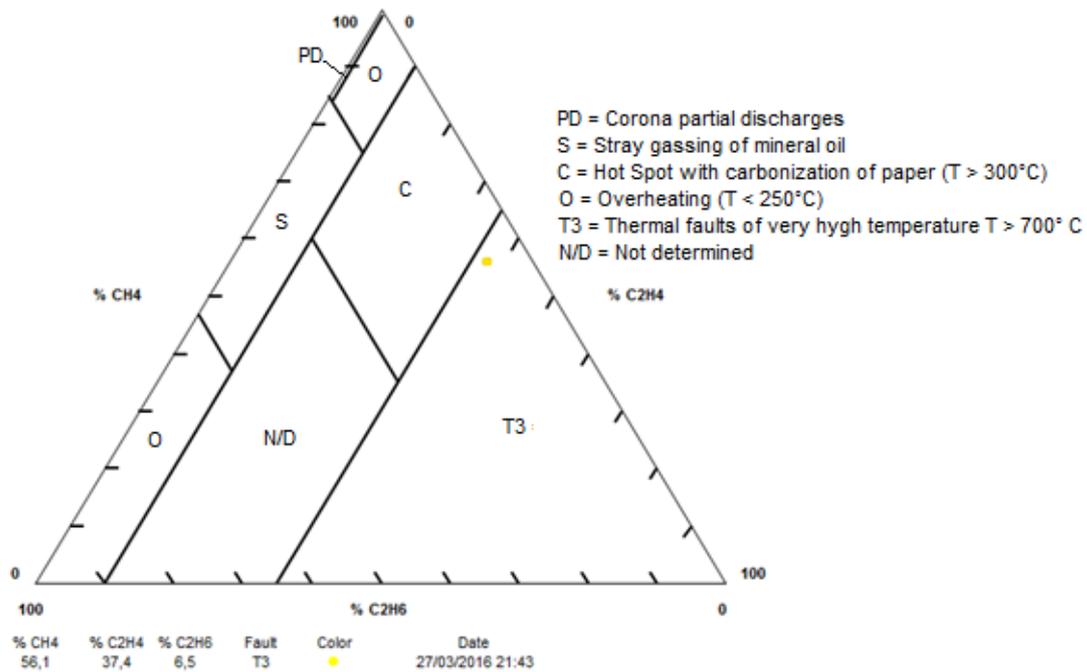


Figura 5.3 Triángulo 5 de Duval - Cuba principal - TU04

- Fase A

La falla diagnosticada por el triángulo clásico en la fase A fue una falla térmica entre 300°C y 700°C , por lo que, se recurrió a los triángulos 4 y 5.

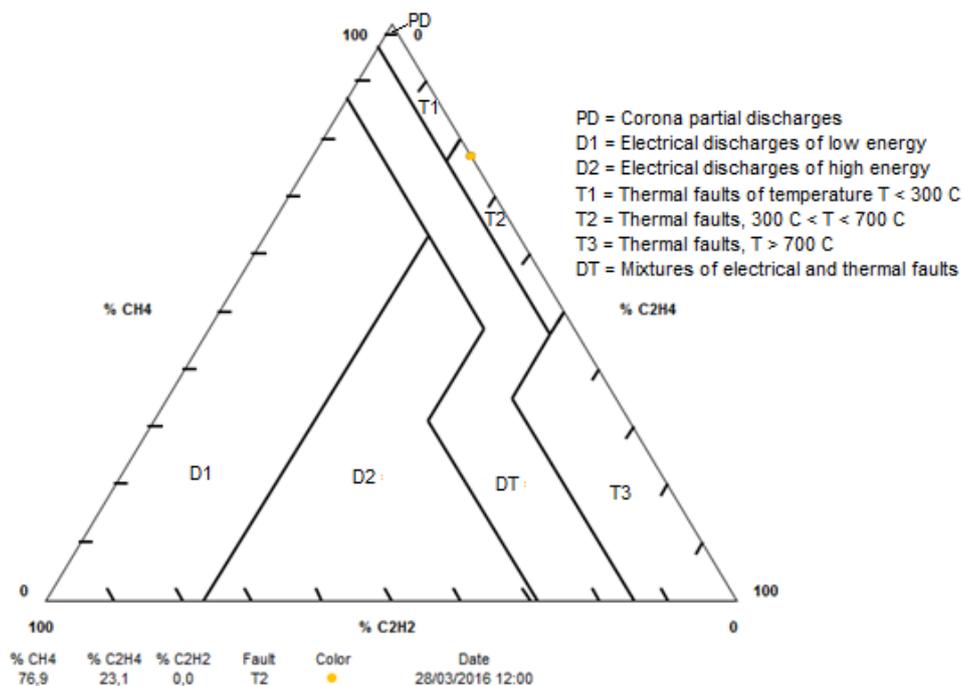


Figura 5.4 Triángulo clásico de Duval - Fase A - TU04

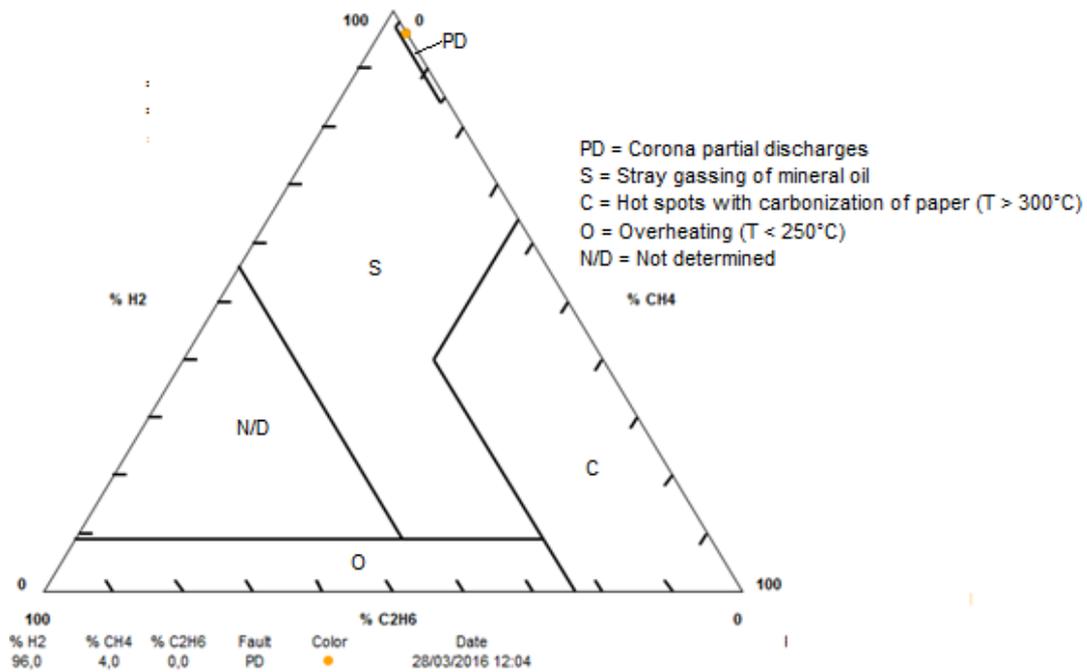


Figura 5.5 Triángulo 4 de Duval - Fase A - TU04

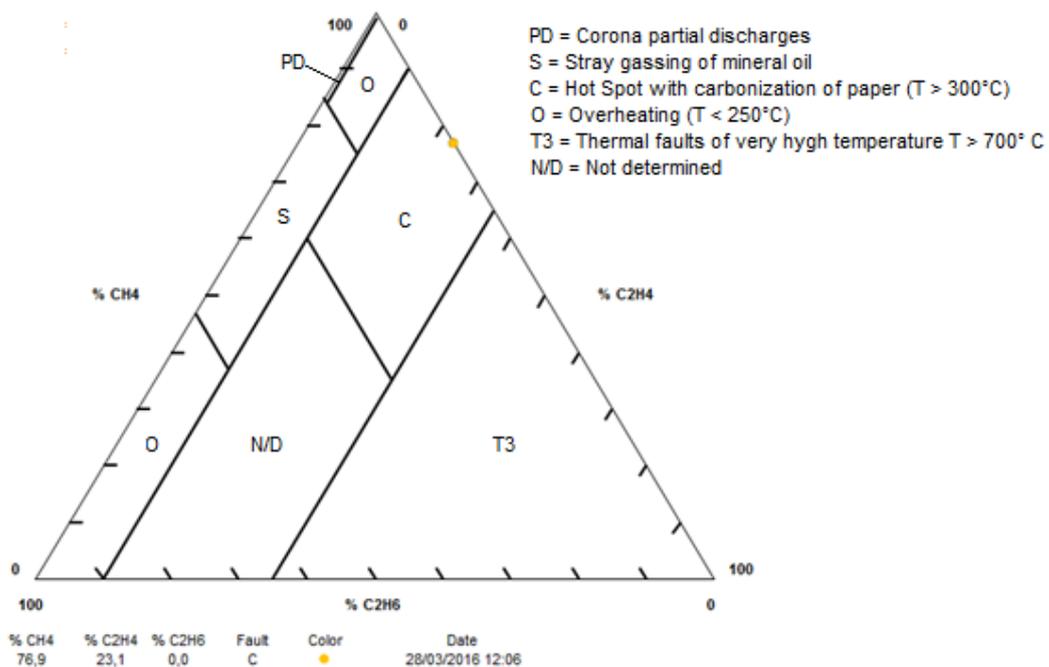


Figura 5.6 Triángulos 5 de Duval - Fase A - TU04

- Fase B

La falla diagnosticada por el triángulo clásico en la fase B fue una falla térmica entre 300°C y 700°C (T2), por lo que, se utilizó a los triángulos 4 y 5.

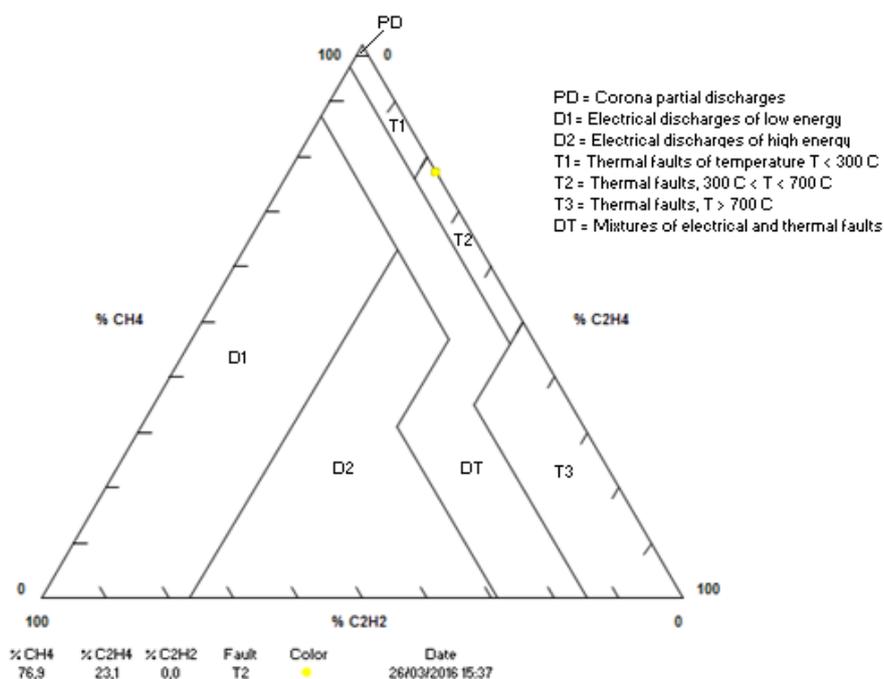


Figura 5.7 Triángulo clásico de Duval - Fase B - TU04

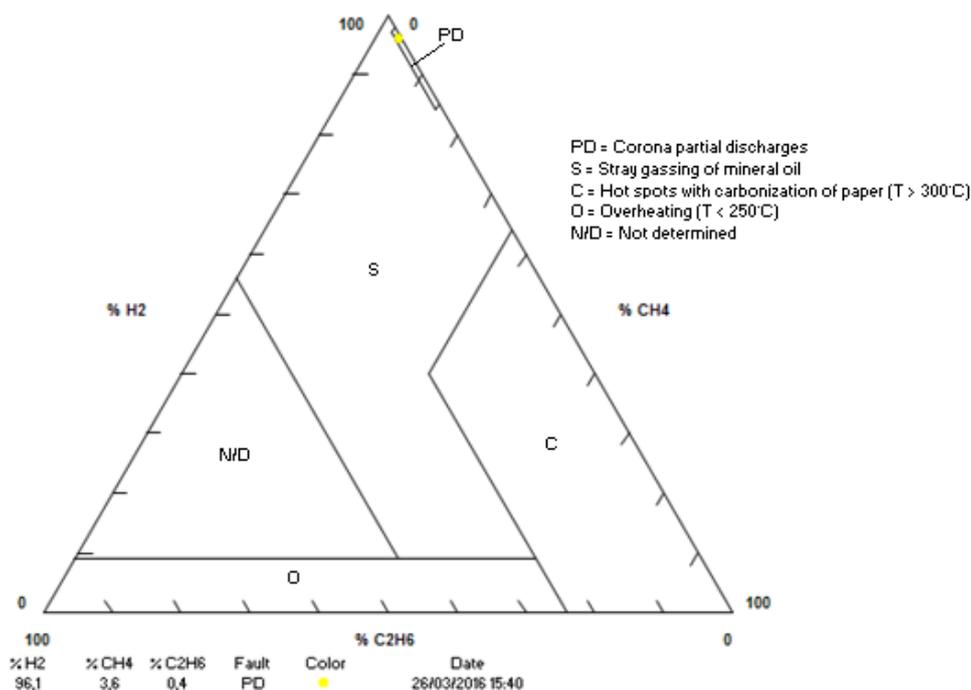


Figura 5.8 Triángulo 4 de Duval - Fase B – TU04

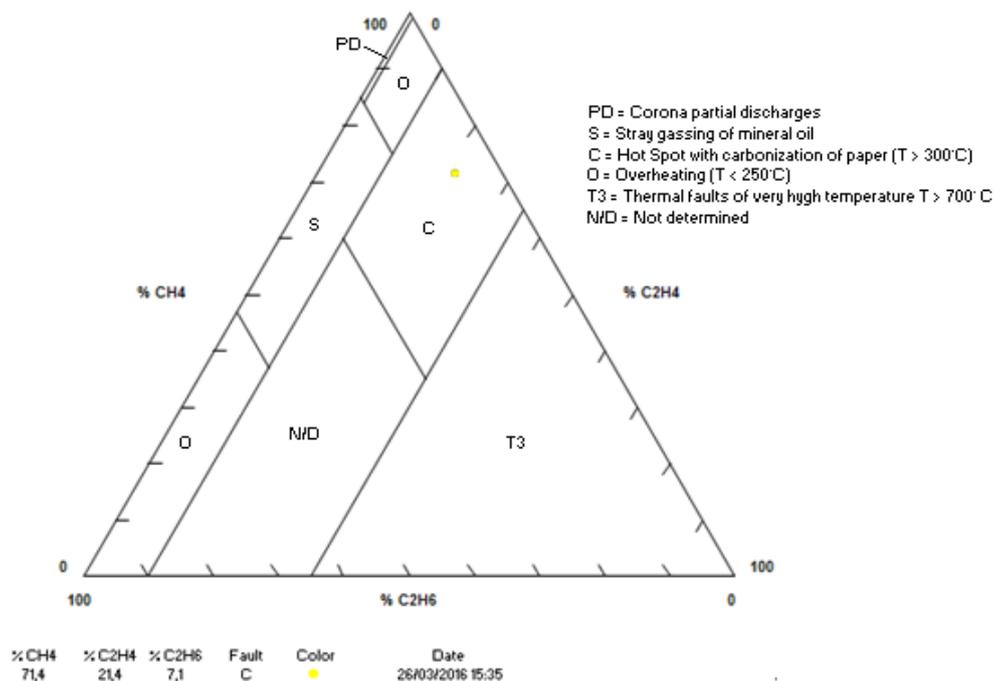


Figura 5.9 Triángulo 5 de Duval - Fase B - TU04

- Fase C

La falla diagnosticada por el triángulo clásico en la fase C fue una falla térmica menor a 300°C (T1), por lo que, se recurrió a los triángulos 4 y 5 para obtener un diagnóstico específico.

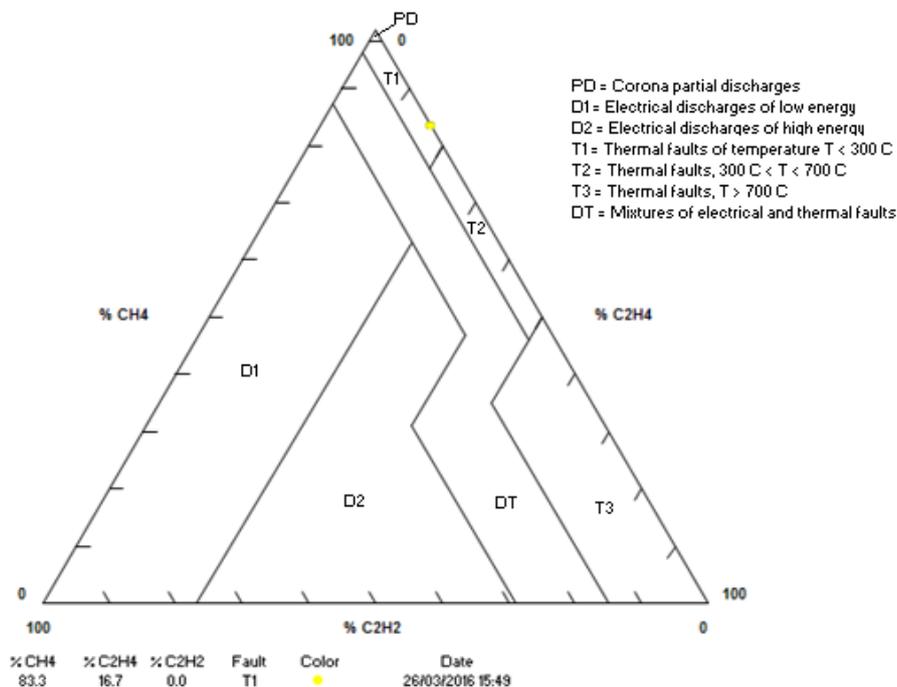


Figura 5.10 Triángulo clásico de Duval - Fase C - TU04

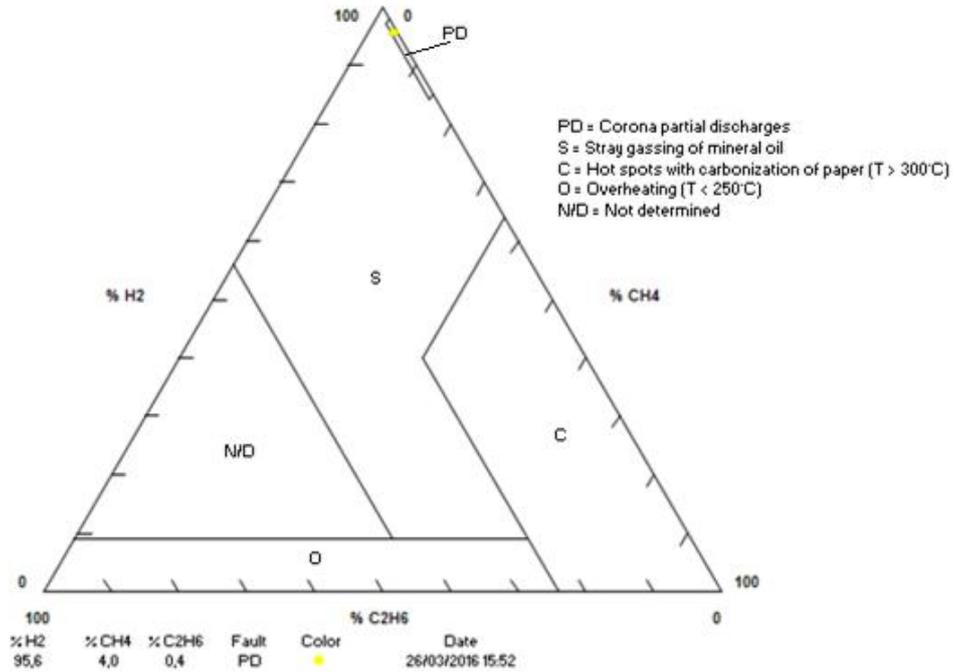


Figura 5.11 Triángulo 4 de Duval - Fase C - TU04

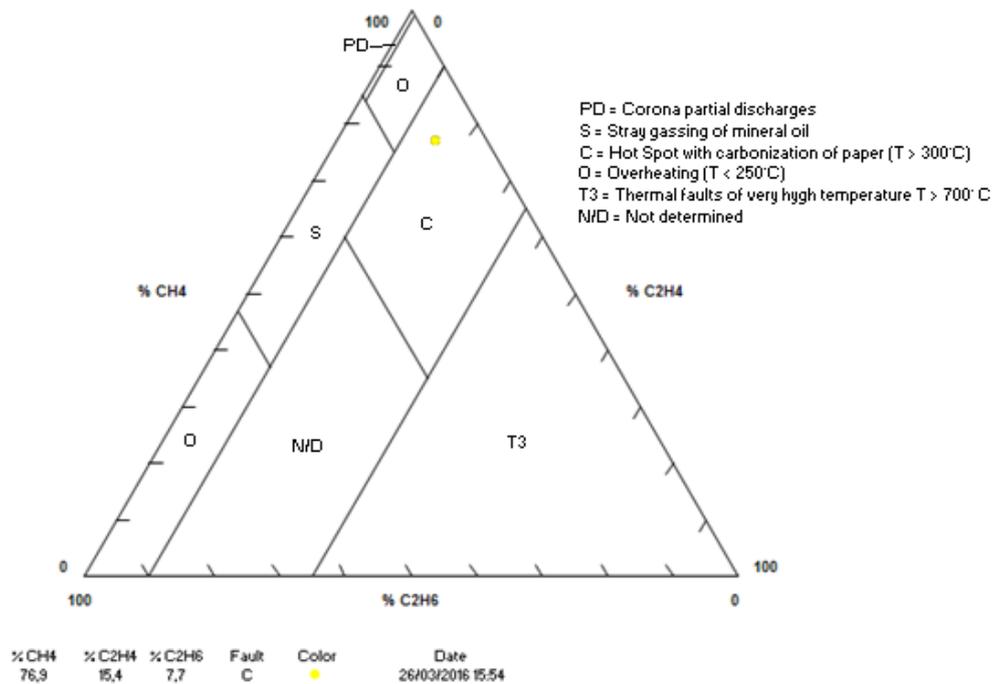


Figura 5.12 Triángulo 5 de Duval - Fase C - TU04



5.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Cada una de las muestras tomadas por los equipos en línea genera un diagnóstico por medio del software Perception. Estos diagnósticos junto con el del laboratorio Sertinlab han sido recopilados en las tablas que se presentan a continuación.

En la Tabla 5.12 observamos los diagnósticos emitidos por los triángulos 1, 4 y 5 de la cuba principal, para este caso se tienen dos muestras tomadas por el equipo en línea. En el triángulo 1 el diagnóstico del laboratorio coincide con la muestra analizada a las 7:30 por el software Perception. Debido a que estas fallas se encuentran dentro de la zona T2 se realizó el análisis con los triángulos 4 y 5, no presentándose ninguna similitud entre el diagnóstico del software y el laboratorio para las muestras coincidentes en el triángulo 1.

Tabla 5.12 Comparación de diagnósticos entre el software Perception y Lab. Sertinlab - Cuba principal

Triángulos de Duval	Equipo	Fecha y hora	Zona	Diagnóstico
Triángulo 1	Perception	11/11/2015 7:30	T2	Falla térmica $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$
		11/11/2015 19:30	T1	Falla térmica $< 300^{\circ}\text{C}$
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	T2	Falla térmica $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$
Triángulo 4	Perception	11/11/2015 7:30	U	Zona indeterminada
		11/11/2015 19:30	S	Gasificación del aceite mineral
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	S	Gasificación del aceite mineral
Triángulo 5	Perception	11/11/2015 7:30	U	Zona indeterminada
		11/11/2015 19:30	S	Gasificación del aceite mineral
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	T3	Falla térmica de alta temperatura $> 700^{\circ}\text{C}$

En la fase A, los diagnósticos analizados por el software en el triángulo 1 se encuentran en las zonas D1 y D2, por lo tanto, no se puede realizar el análisis con los triángulos 4 y 5 debido a las razones explicadas anteriormente en la sección 5.3.1.3. Sin embargo, el diagnóstico del laboratorio mostró una falla térmica entre 300°C y 700°C (T2), por lo que se realizó el análisis con los otros triángulos. Los resultados de estos análisis se muestran en la Tabla 5.13.



Tabla 5.13 Comparación de diagnósticos entre el software Perception y Lab. Sertinlab - Fase A

Triángulos de Duval	Equipo	Fecha y hora	Zona	Diagnóstico
Triángulo 1	Perception	11/11/2105 2:30	D2	Descargas de alta energía
		11/11/2015 8:30	D2	Descargas de alta energía
		11/11/2015 14:30	D1	Descargas de baja energía
		11/11/2015 20:30	D1	Descargas de baja energía
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	T2	Falla térmica 300° C < t < 700° C
Triángulo 4	Perception	No se puede realizar		
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	PD	Descargas parciales tipo corona
Triángulo 5	Perception	No se puede realizar		
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	C	Puntos calientes con carbonización de papel (t>300° C)

De las cuatro muestras tomadas por el equipo en línea de la fase B, la muestra analizada a las 9:30 por el software, es la única similar al diagnóstico emitido por el laboratorio en el triángulo 1. Ambos diagnósticos se encuentran en la zona T2 que es una falla térmica entre 300° C y 700° C. Se realizó el análisis de estas muestras con los triángulos 4 y 5 sin encontrar coincidencias en los diagnósticos. La Tabla 5.14 muestra los resultados obtenidos.

Tabla 5.14 Comparación de diagnósticos entre el software Perception y Lab. Sertinlab - Fase B

Triángulos de Duval	Equipo	Fecha y hora	Zona	Diagnóstico
Triángulo 1	Perception	11/11/2105 3:30	D1	Descargas de baja energía
		11/11/2015 9:30	T2	Falla térmica 300° C < t < 700° C
		11/11/2015 15:30	D1	Descargas de baja energía
		11/11/2015 21:30	D1	Descargas de baja energía
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	T2	Falla térmica 300° C < t < 700° C
Triángulo 4	Perception	11/11/2015 9:30	C	Puntos calientes con carbonización de papel (t>300° C)
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	PD	Descargas parciales tipo corona
Triángulo 5	Perception	11/11/2015 9:30	T3	Falla térmica de alta temperatura > 700° C
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	C	Puntos calientes con carbonización de papel (t>300° C)

Finalmente para la fase C, al realizar la comparación de diagnósticos entre el laboratorio y las cuatro muestras del equipo en línea no se encontró ninguna coincidencia en el triángulo 1, por lo que se realizó únicamente el análisis con



los triángulos 4 y 5 a los datos del laboratorio. Esto se muestra en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15 Comparación de diagnósticos entre el software Perception y Lab. Sertinlab - Fase C

Triángulos de Duval	Equipo	Fecha y hora	Zona	Diagnóstico
Triángulo 1	Perception	11/11/2105 4:30	D1	Descargas de baja energía
		11/11/2015 10:30	D2	Descargas de alta energía
		11/11/2015 16:30	D2	Descargas de alta energía
		11/11/2015 22:30	D1	Descargas de baja energía
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	T1	Falla térmica < 300° C
Triángulo 4	Perception	No se puede realizar		
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	PD	Descargas parciales tipo corona
Triángulo 5	Perception	No se puede realizar		
	Sertinlab	11/11/2015 9:30	C	Puntos calientes con carbonización de papel ($t > 300^{\circ} \text{C}$)

5.4. COMPORTAMIENTO DE LAS FALLAS DEL TRANSFORMADOR U04

A partir del inicio de funcionamiento del nuevo transformador de potencia de la unidad U04, el software ha ido registrando los valores de los gases disueltos de las muestras tomadas por los equipos en línea, emitiendo un diagnóstico para cada una de éstas.

Se ha creído conveniente realizar un análisis del comportamiento de las fallas ocurridas durante el último mes.

- **Cuba principal**

En la cuba principal como se observa en la Figura 5.13 Las fallas se han mantenido dentro de la zona T1 que representa una falla térmica menor a 300° C. Al analizar con los triángulos 4 y 5 las fallas se mantienen en la zona S, que representa una gasificación del aceite mineral.

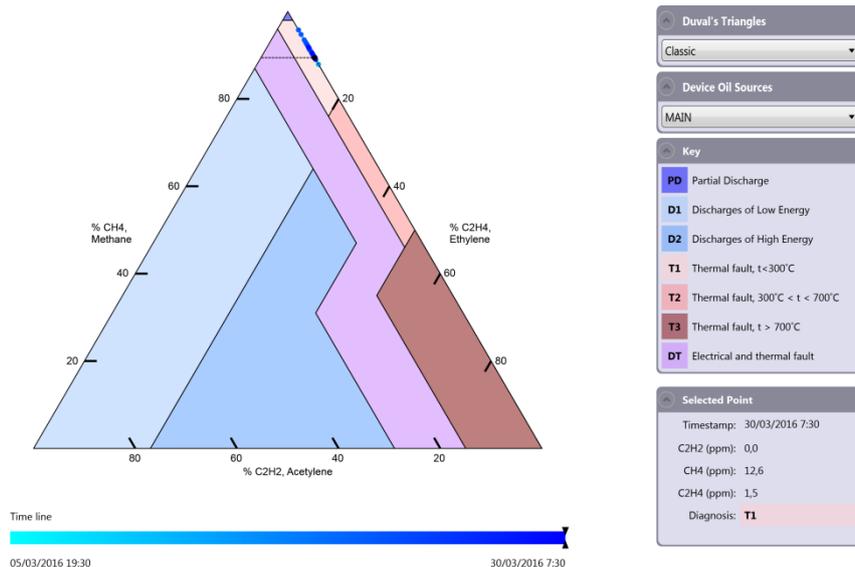


Figura 5.13 Comportamiento de las fallas - Cuba principal - TU04

- **Fase A**

Las fallas en la fase A con el triángulo 1, observadas en la Figura 5.14 se han desplazado durante los últimos días entre las zonas T1 (falla térmica menor a 300°C) y T2 (falla térmica entre 300 y 700°C). En el triángulo 4 las fallas se encuentran en la zona S (gasificación del aceite mineral), mientras que en el triángulo 5 las fallas se presentan con mayor frecuencia en la zona U (Zona indeterminada).

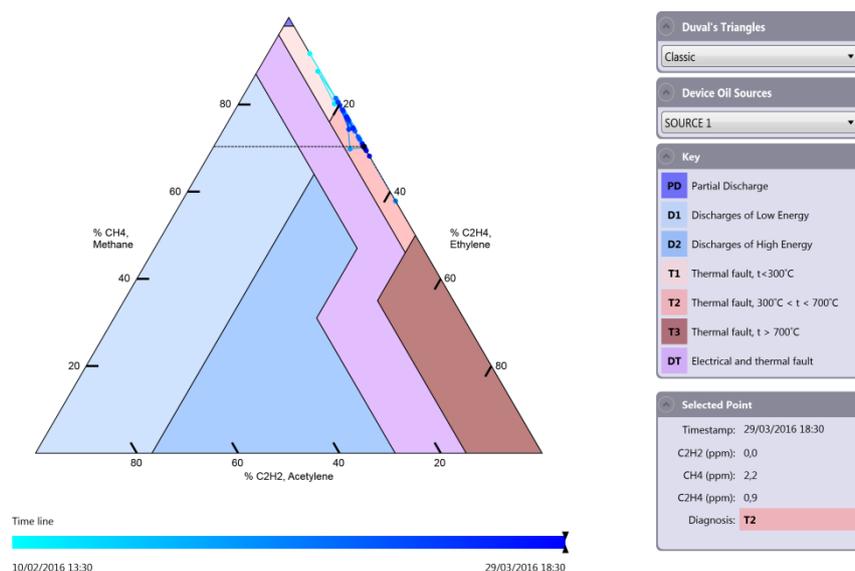


Figura 5.14 Comportamiento de las fallas - Fase A - TU04

- **Fase B**

En el triángulo 1 para la fase B, las fallas durante el último mes se encuentran entre las zonas T1 (falla térmica menor a 300°C), T2 (falla térmica entre 300 y 700°C) y DT (falla térmica y eléctrica) como se muestra en la Figura 5.15 En el triángulo 4 las fallas se ubican en la zona S (gasificación del aceite mineral) y en el triángulo 5 en la zona U (zona indeterminada).

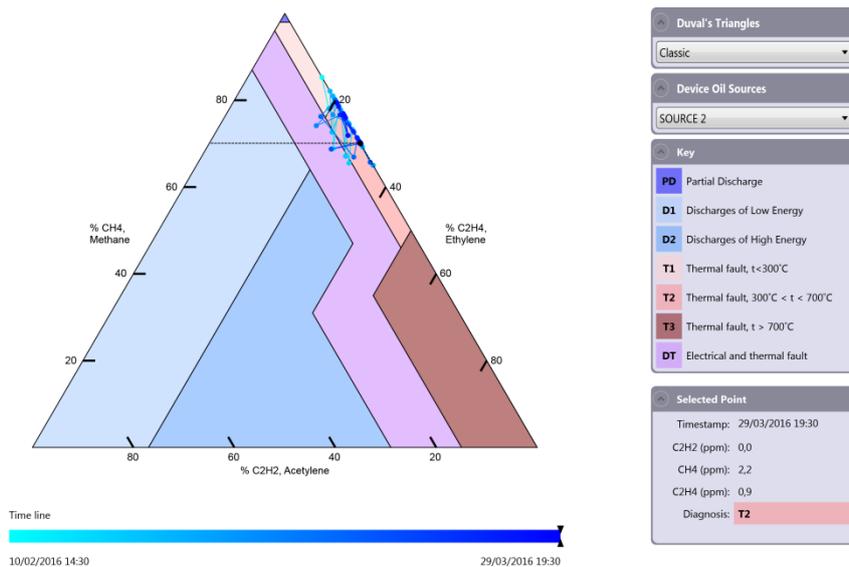


Figura 5.15 Comportamiento de las fallas - Fase B - TU04

- **Fase C**

En la Figura 5.16 se aprecia que las fallas en el triángulo clásico de la fase C, se han presentado mayormente en las zonas T1 (falla térmica menor a 300° C) y T2 (falla térmica entre 300 y 700°C). En el triángulo 4 las fallas se ubican en la zona S (gasificación del aceite mineral) y en el triángulo 5 en la zona U (zona indeterminada).

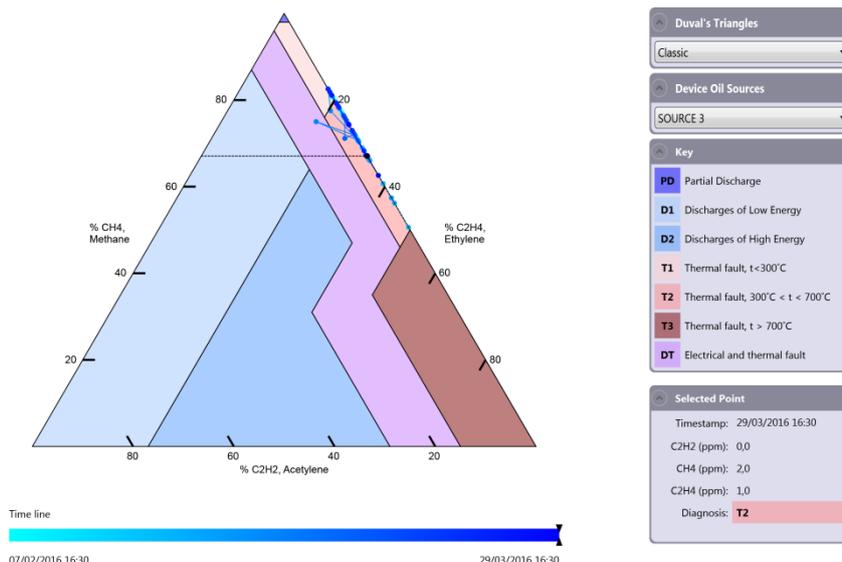


Figura 5.16 Comportamiento de las fallas - Fase C- TU04

De acuerdo a lo observado en el comportamiento de las fallas en el último mes del transformador U04, se ve que en la mayoría de casos las fallas se encuentran en la zona S, lo cual representa gasificación del aceite mineral. Esto no representa peligro alguno al transformador ya que es producto del continuo funcionamiento del mismo, por lo que podemos concluir que esta unidad ha operado normalmente durante el último mes

5.5. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

- Los valores de los gases disueltos brindados por el laboratorio no coinciden con los observados en el software, sin embargo, se presentan valores cercanos únicamente en los datos de la cuba principal, no así en las fases.
- Los valores de Acetileno, Etileno, Etano, Metano, y Monóxido de Carbono de las fases del transformador mostradas por el software son demasiado elevados en ciertas muestras. Estos valores se podrían considerar inconsistentes en comparación a muestras contiguas, lo cual podría ser una causa para que no coincida con el diagnóstico del laboratorio.



- El diagnóstico de una de las muestras tanto de la cuba como de la fase B emitidos por el software, coincide con el diagnóstico del laboratorio utilizando el triángulo clásico. Al realizar el análisis con los triángulos 4 y 5 los diagnósticos ya no coinciden debido a que estos triángulos utilizan otros gases para realizar el análisis.
- Se observó que desde el inicio de operación del equipo en línea, los datos de ciertas muestras en un intervalo específico de tiempo presentan valores demasiado elevados, esto hace que los equipos tomen una nueva muestra, y si estos valores altos persisten se vuelve a muestrear, hasta un máximo de cuatro al día.
- De acuerdo a lo mostrado en este capítulo, se evidencia toma de muestras que son inconsistentes como las obtenidas el día en el que se realizó la comparación, y debido a que únicamente los diagnóstico de la cuba principal emitidos por el laboratorio y por el software coincidan, se cree necesario seguir con la toma de muestras y respectivo análisis por parte de los laboratorios.
- Para la toma de muestras del aceite para el equipo portátil, personal de la empresa cumple con una orden de trabajo, los mismos que realizan este procedimiento bajo un determinado proceso [18].

Por otra parte las muestras tomadas por parte de la empresa siguen un determinado protocolo descrito en el capítulo 3, y el análisis posterior está sujeto a la norma INEN-ISO/IEC 17025:2006 “Requisitos generales para la competencia de laboratorios de ensayo y calibración”.

Debido a la manera de tomar las muestras y al método de análisis por cada una de las partes, los diagnósticos emitidos pueden presentar variaciones.



CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Este trabajo, tuvo como objetivo principal obtener el diagnóstico de los transformadores de potencia basado en el análisis de aceite dieléctrico usando aplicaciones informáticas, a las cuales se ingresaron los datos de las pruebas físico-químicas y de gases disueltos obtenidas a lo largo de los años por parte de la empresa CELEC EP – Hidropaute. Obteniendo las siguientes conclusiones:

En las fechas que se realizaron los trabajos de mantenimiento del aceite de los transformadores, se observó en los registros que los valores de ciertos gases y parámetros presentan variación en sus resultados, tendiendo a descender posterior a estas fechas, condición normal debido al proceso de termo vacío del aceite para eliminar la humedad. Los principales trabajos de mantenimiento que influyen en la variación de los datos son: colocación del sistema anti-explosión, secado del aceite y cambio de empaques.

La norma IEEE Std C57.104-1991 en la que se basó este trabajo de tesis, utilizada por las aplicaciones computacionales TOA y Perception para emitir los diagnósticos indica que su uso es para aceites minerales en transformadores, adecuado principalmente para el análisis del aceite de las cubas, no así para el aceite de la caja de los terminales (fases). Debido a esto, el análisis realizado a las fases de los transformadores presentó un cierto margen de error con respecto al estado real del aceite.

Del análisis estadístico desarrollado en el capítulo 3 se concluye que existen demasiados valores que están fuera del intervalo de confianza en todos los parámetros analizados, esto quiere decir que los valores no han seguido un patrón a lo largo de los años debido a la variabilidad de los datos. Esta variabilidad se debe principalmente al uso de diferentes equipos de análisis.



Además, es poco factible establecer una tendencia de los gases ya que al realizar un trabajo de mantenimiento varía el valor de los mismos y por lo tanto el patrón de comportamiento se altera.

La aplicación computacional Transformer Oil Analyst (TOA) al no ser un software en línea se convierte en una herramienta poco funcional, debido a que para emitir un diagnóstico es necesario esperar los resultados de las muestras tomadas por el laboratorio para luego ingresar estos datos al software. Además, la estructura del software no permite ordenar de manera eficiente las unidades de transformación de cada central. Sin embargo, es recomendable el uso de este software ya que posee una opción que permite realizar un análisis de fluidos o análisis físico-químico, ventaja que no posee el software Perception.

El software Perception en comparación con el software TOA, presenta una estructura que brinda mayor facilidad al usuario para poder acceder y observar los diagnósticos de las unidades de transformación, además permite escoger el método de análisis de preferencia del usuario o el que mejor se ajuste a los datos.

De acuerdo a los diagnósticos emitidos por el software TOA de todas las unidades de transformación se puede concluir que los transformadores de la central Mazar se encuentran dentro de las condiciones normales de operación; sin embargo, la unidad U02 puede requerir atención adicional ya que la cantidad de monóxido de carbono en el aceite se encuentra por encima del nivel normal, esto se debe a descargas en partículas de la aislación celulósica.

En la central Molino, el aceite de los transformadores de la unidad U01 hasta la U06, con excepción de la unidad U04, presentan valores elevados de Etano y Metano en su cuba principal, de acuerdo a la norma estos transformadores se encuentran en la condición 4. La presencia de estos gases se debe principalmente a descargas parciales o descomposición térmica del aceite.



Los transformadores U07, U08, U09, U10 se encuentran entre la condición 2 y 3, debido a que gases como el Monóxido de carbono, Dióxido de carbono y Etano están dentro de los límites de dichas condiciones. La generación de estos gases se debe a descargas en partículas del material aislante y a la descomposición térmica del aceite, sin embargo, se encuentran en una condición mejor que los transformadores mencionados anteriormente ya que estos equipos tienen menos años de operación.

De acuerdo al análisis realizado al transformador de la unidad U04, se ha diagnosticado una falla térmica la cual se ha producido debido a la gasificación del aceite mineral, lo que no representa un peligro alguno para el transformador, por lo tanto se concluye que este equipo se encuentra en condición de operación normal.

6.2. RECOMENDACIONES

Los datos de las pruebas cromatográficas y físico-químicas tomadas a lo largo de los años, tanto de los distintos laboratorios como del equipo portátil, se han venido agrupando en una sola lista por cada unidad de transformación dentro un mismo documento; esto ha hecho que el análisis de tendencia y la emisión de un diagnóstico del estado del aceite, sea poco confiable debido a que los valores de los parámetros no presentan relación entre sí. Por lo tanto, se recomienda que las pruebas se separen en dos documentos, uno para laboratorios y otro para el equipo portátil.

Debido a la variación de los datos de un año a otro, en ocasiones debido a los mantenimientos realizados, es necesario tener un registro exacto y detallado de todos estos trabajos, con la finalidad de que, si en un futuro se requiere realizar un análisis a estos datos, saber cuáles son los motivos de las variaciones de los mismos.

Se recomienda a la empresa revisar los límites de los gases disueltos existentes en el documento de Excel, debido a que solo presenta dos límites,



uno de precaución y advertencia, y de acuerdo a la norma IEEE Std C57.104-1991 existen cuatro zonas o condiciones en la que pueden estar estos gases.

Durante el desarrollo de esta tesis y específicamente en el tratamiento de los datos, se ha notado la variación de los mismos de una muestra a otra. Una de las causas de este problema es debido al cambio de laboratorios para la obtención de este análisis, por lo que se recomienda en lo posible mantener un mismo laboratorio para realizar este trabajo.

La frecuencia recomendada para realizar la toma de muestras depende del diagnóstico del aceite emitido por el software TOA. Sin embargo, se recomienda continuar con la toma de muestras anual que realiza el laboratorio, debido a que la empresa cuenta con el equipo portátil Kelman Transport X. Se observó que los datos de los gases tomados por los laboratorio y los que realiza la empresa con el equipo portátil presentan valores similares, es decir, generalmente el valor de estos gases se encuentran dentro del mismo rango o condición que establece la norma descrita en capítulo 4, debido a esto el equipo Kelman es de gran importancia ya que permite realizar una comprobación si existiese alguna anomalía en los resultados del laboratorio.

Para emitir una recomendación a la empresa acerca de cuál de los métodos de análisis es el más conveniente, ya sea seguir con el análisis por parte de un laboratorio o en un futuro colocar equipos con análisis en línea, es necesario realizar una evaluación técnica - económica completa que sustente las decisiones que se tomen en un futuro.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Gill, “Electrical power equipment maintenance and testing”, Taylor & Francis Group, Vol.2, 2009.
- [2] W. Flores. (2011). “Estimación de la vida técnica remanente de transformadores de potencia sumergidos en aceite, utilizando conocimiento experto y análisis de riesgo”. (Tesis doctoral). Universidad de San Juan, San Juan, Argentina.
- [3] IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. IEEE Std C57.104-1991
- [4] IEC International Standard. CEI IEC 60599.
- [5] J. Corrales. (1999). “Pruebas para instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de transformadores de potencia” (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- [6] J. Solano. (2005). “Mantenimiento de transformadores de potencia” (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- [7] A. Mideros. (2013). “Diseño de un laboratorio de análisis de aceites lubricantes en la Espol para sustentar programas de mantenimiento predictivo” (Tesis de pregrado). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- [8] J. Núñez. (2004). “Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia” (Tesis de pregrado). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- [9] I. Reyes. (2010). “Procedimiento para realizar e interpretar la prueba de cromatografía de gases en transformadores de potencia” (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, México.
- [10] ASTM D971-12, Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2012.
- [11] ASTM D2285-99, Standard Test Method for Interfacial Tension of Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin Against Water by the Drop-Weight Method (Withdrawn 2008), ASTM International, West Conshohocken, PA, 1999.



- [12] ASTM International, Helping our world work better. (1996-2016). Standards & Publications. ASTM International. Recuperado de <http://www.astm.org/Standard/standards-and-publications.html>
- [13] D. Montgomery and G. Runger, *Applied Statistics and Probability for Engineers*, 3rd ed. New York, NY. John Wiley & Sons, 2002.
- [14] Perception, Transformer Monitoring & Diagnostic Software. GE Digital Energy. 2013
- [15] J. Gordillo, “Triángulo de Duval” [online]. Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2010 Disponible en: <https://prezi.com/ys5b12olvpkw/duval/>
- [16] Minitab (Versión 17) [software]. (2016). Disponible en: <https://www.minitab.com/es-mx/>
- [17] E. García, C. Gaspar (2010). “Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite” (Tesis de pregrado). Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador.
- [18] *Installation Instructions*, SIEMENS, Colombia, 2004
- [19] ASTM D974 – 14e2, Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2014.
- [20] ASTM D661 – 11a, Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2011.
- [21] ASTM D1534 – 95, Standard Test Method for Approximate Acidity in Electrical Insulating Liquids by Color-Indicator Titration, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2008.
- [22] ASTM D924 – 15, Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2015.



Universidad de Cuenca
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica



ANEXOS



ANEXO A: Tablas de resumen del análisis de correlación.

Fases del transformador - Mazar

Hidrógeno

Tabla A.1 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Hidrógeno

	TU01	TU02
t_0	3,073	3,922
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Metano

Tabla A.2 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Metano

	TU01	TU02
t_0	0,845	0,549
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0

Monóxido de carbono

Tabla A.3 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Monóxido de carbono

	TU01	TU02
t_0	1,950	1,840
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0



Etileno

Tabla A.4 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Etileno

	TU01	TU02
t_0	1,959	*
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	*

Etano

Tabla A.5 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Etano

	TU01	TU02
t_0	3,841	3,677
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Acetileno

Tabla A.6 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Acetileno

	TU01	TU02
t_0	*	*
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	*	*

Oxígeno

Tabla A.7 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar- Oxígeno

	TU01	TU02
t_0	0,511	0,261
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0



Nitrógeno

Tabla A.8 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Nitrógeno

	TU01	TU02
t_0	0,01	0,802
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0

Dióxido de carbono

Tabla A.9 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Mazar - Dióxido de carbono

	TU01	TU02
t_0	1,046	1,196
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0

Cubas del transformador - Mazar

Hidrógeno

Tabla A.10 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Hidrógeno

	TU01	TU02
t_0	2,637	3,873
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Metano

Tabla A.11 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Metano

	TU01	TU02
t_0	*	1,399
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	*	No se rechaza H_0



Monóxido de carbono

Tabla A.12 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Monóxido de carbono

	TU01	TU02
t_0	1,363	4,169
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Etileno

Tabla A.13 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Etileno

	TU01	TU02
t_0	2,323	6,325
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Etano

Tabla A.14 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Etano

	TU01	TU02
t_0	3,873	3,811
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Acetileno

Tabla A.15 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Acetileno

	TU01	TU02
t_0	*	*
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$
Conclusión	*	*



Oxígeno

Tabla A.16 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Oxígeno

	TU01	TU02
t_0	1,125	4,463
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Nitrógeno

Tabla A.17 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Nitrógeno

	TU01	TU02
t_0	3,460	3,864
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o > t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Dióxido de carbono

Tabla A.18 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Mazar - Dióxido de carbono

	TU01	TU02
t_0	1,796	2,627
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228
Comparación	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o > t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Fases del transformador - Molino

Hidrógeno

Tabla A.19 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Hidrógeno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	3,818	7,759	8,635	12,990	7,631	1,545	2,222	4,206	2,306	1,991
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o > t_{0,05,7}$	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o < t_{0,05,10}$	$t_o < t_{0,05,10}$	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o > t_{0,05,10}$	$t_o < t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0



Metano

Tabla A.20 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Metano

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	4,341	4,082	*	*	1,399	0,845	4,638	0,504	3,067	0,561
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	*	*	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	*	*	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0

Monóxido de Carbono

Tabla A.21 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Monóxido de Carbono

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	8,078	6,932	7,408	4,037	8,989	3,869	5,631	4,910	3,560	2,649
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,7}$	$t_0 > t_{0,05,10}$					
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Etileno

Tabla A.22 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Etileno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	3,522	6,314	2,333	1,250	6,420	6,325	4,082	4,811	3,428	3,558
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 > t_{0,05,10}$					
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0

Etano

Tabla A.23 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Etano

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	3,542	1,496	4,789	2,934	6,653	3,699	3,389	3,349	3,413	3,151
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,17}$	$t_0 > t_{0,05,10}$					
Conclusión	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0



Acetileno

Tabla A.24 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Acetileno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	1,183	7,562	*	*	*	*	*	0,845	0,000	0,845
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$				
Conclusión	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	*	*	*	*	*	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0

Oxígeno

Tabla A.25 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Oxígeno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	5,807	1,354	3,099	0,22	4,975	1,817	1,645	0,192	1,965	1,357
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$				
Conclusión	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0

Nitrógeno

Tabla A.26 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Nitrógeno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	0,607	2,152	0,043	1,768	0,121	1,804	1,629	0,574	1,864	0,777
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	No se rechaza H_0									



Dióxido de carbono

Tabla A.27 Resumen de la prueba de hipótesis – Fases Molino - Dióxido de Carbono

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	0,756	1,272	1,193	0,864	0,397	0,969	0,530	1,432	0,663	0,078
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	No se rechaza H_0									

Cubas del transformador - Molino

Hidrógeno

Tabla A.28 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Hidrógeno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	3,873	1,732	1,732	2,200	1,512	0,126	0,192	3,873	0,471	1,581
$t_{\alpha, n-2}$	4,303	4,303	4,303	12,706	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	No se rechaza H_0									

Metano

Tabla A.29 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Metano

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	1,134	0,707	1,168	4,503	3,018	2,069	0,758	1,299	2,879	1,829
$t_{\alpha, n-2}$	4,303	4,303	4,303	12,706	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	No se rechaza H_0									

Monóxido de Carbono

Tabla A.30 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Monóxido de carbono

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	1,449	0,816	0,735	4,079	0,095	1,380	1,602	2,638	6,182	1,045
$t_{\alpha, n-2}$	4,303	4,303	4,303	12,706	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0							



Etileno

Tabla A.31 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Etileno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	4,243	6,364	9,899	3,464	2,268	2,121	4,158	2,828	9,899	2,828
$t_{\alpha,n-2}$	4,303	4,303	4,303	12,706	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$
Conclusión	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0

Etano

Tabla A.32 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Etano

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	2,265	1,771	2,061	2,382	1,812	1,691	1,723	0,408	1,305	1,646
$t_{\alpha,n-2}$	4,303	4,303	4,303	12,706	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	No se rechaza H_0									

Acetileno

Tabla A.33 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Acetileno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	*	0,378	*	*	*	*	*	*	*	*
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	*	No se rechaza H_0	*	*	*	*	*	*	*	*

Oxígeno

Tabla A.34 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Oxígeno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	1,731	1,671	0,817	1,762	0,175	0,433	1,153	1,760	0,279	0,345
$t_{\alpha,n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	No se rechaza H_0									



Nitrógeno

Tabla A.35 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Nitrógeno

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	3,415	2,675	0,979	0,743	0,271	0,238	1,334	1,381	1,000	1,291
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 > t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	Se rechaza H_0	Se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0	No se rechaza H_0

Dióxido de carbono

Tabla A.36 Resumen de la prueba de hipótesis – Cubas Molino - Dióxido de carbono

	TU01	TU02	TU03	TU04	TU05	TU06	TU07	TU08	TU09	TU10
t_0	0,442	0,224	0,214	0,186	0,080	0,199	0,205	0,022	0,428	0,111
$t_{\alpha, n-2}$	2,228	2,228	2,228	2,365	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228	2,228
Comparación	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,10}$	$t_0 < t_{0,05,7}$	$t_0 < t_{0,05,10}$					
Conclusión	No se rechaza H_0									

ANEXO B: Guía de usuario rápida del software Transformer Oil Analyst

Creación de la base de datos

Una vez dentro del escritorio remoto interno de Hidropaute “HPAGSMT01”, para crear una nueva base de datos se accede a la herramienta “*Mantenimiento de TOA*” que se encuentra dentro de la carpeta “*Transformer Oil Analyst*”. A continuación se despliega la ventana que se muestra en la Figura C.1, dentro de la cual se accede a la opción “*Create Database*” de la pestaña “*File*”.

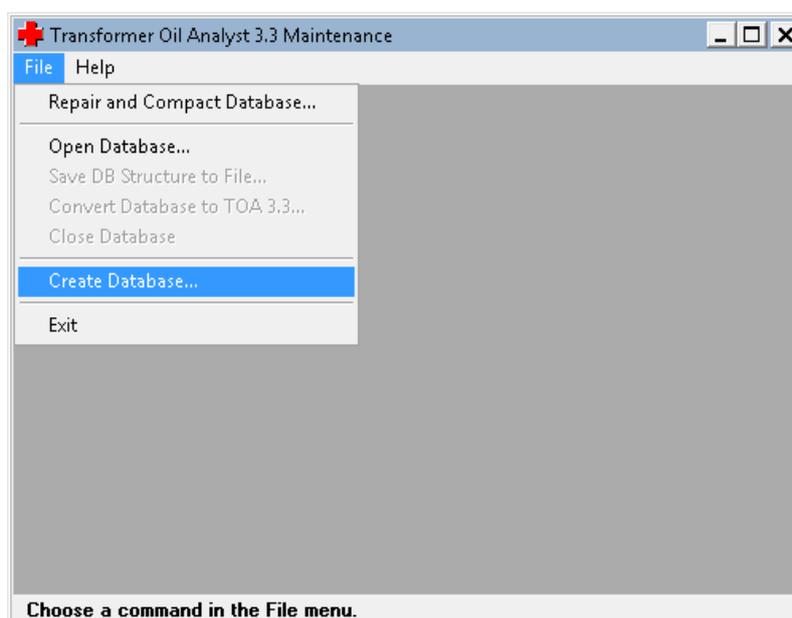


Figura B.1 Ventana principal para crear una base de datos de la herramienta "Mantenimiento de TOA"

Se mostrará una nueva ventana con el nombre “*New Database File Name*” que se observa en la Figura C.2, en donde se deberá colocar el nombre del archivo; además, se deberá seleccionar la ubicación en la que se desea guardar. Es importante señalar que la ubicación del archivo que se seleccionó debe estar creada con anterioridad en el disco local C:\.

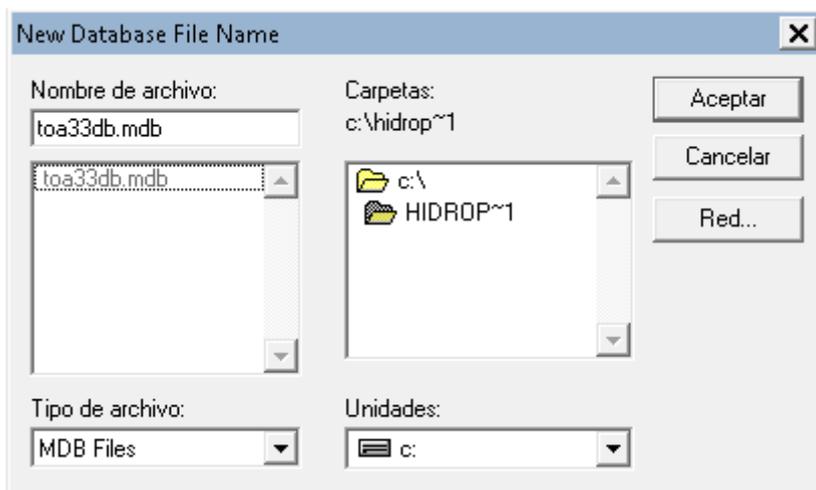


Figura B.1 Ventana de nombre y ubicación de la base de datos.

Adicionalmente, es necesario seleccionar la estructura del archivo .db que se está creando, esta estructura de extensión .txt llamada “db_struc.txt” se encuentra en la subcarpeta “Analyst3” dentro de la carpeta “PROGRA~1” del disco local C:\. Este procedimiento se ve en la Figura C.3.

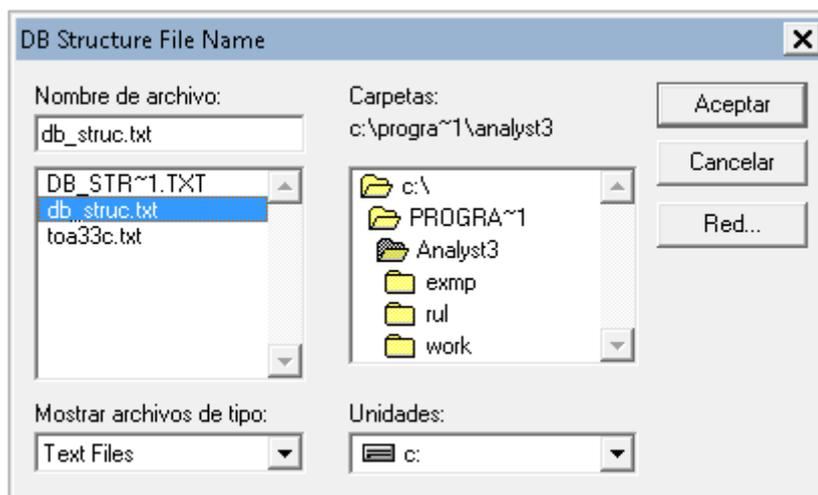


Figura B.2 Estructura del archivo .db

Para poder abrir la base de datos creada y realizar modificaciones en su estructura como por ejemplo: crear nuevas tablas, modificar el tipo y tamaño del texto de los campos que se encuentran dentro de la base de datos, se selecciona la opción “Open Database” de la pestaña “File”, como se observa en la Figura C.4.

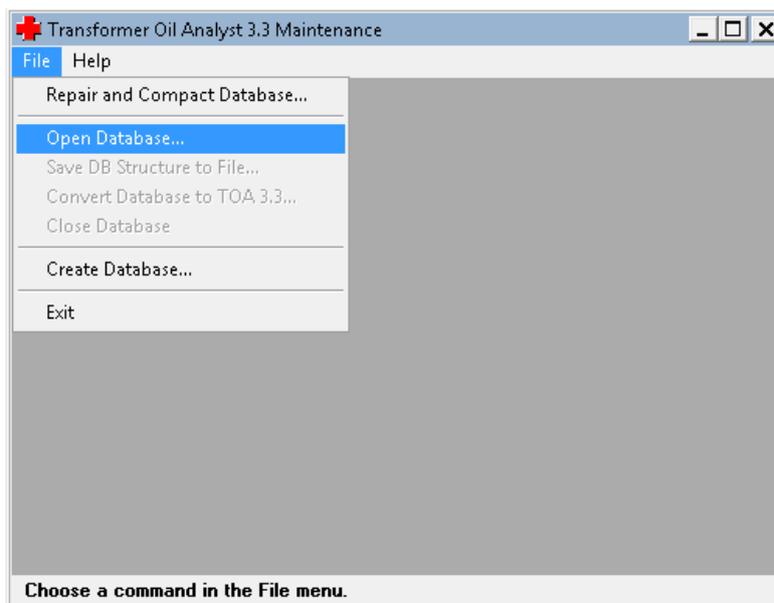


Figura B.3 Ingreso a la base de datos creada.

Creación de nuevos equipos

Una vez creada la base de datos el siguiente paso es ingresar a la herramienta “*TRANSFORMER OIL ANALYST*” que se encuentra dentro de la carpeta “*Transformer Oil Analyst*” instalada en el escritorio remoto. Para utilizar la base de datos se selecciona el archivo con extensión .db creado anteriormente, ingresando a la opción “*Open Database*” de la pestaña “*File*”. Al realizar esta acción aparecerá una ventana como la de la Figura C.5.

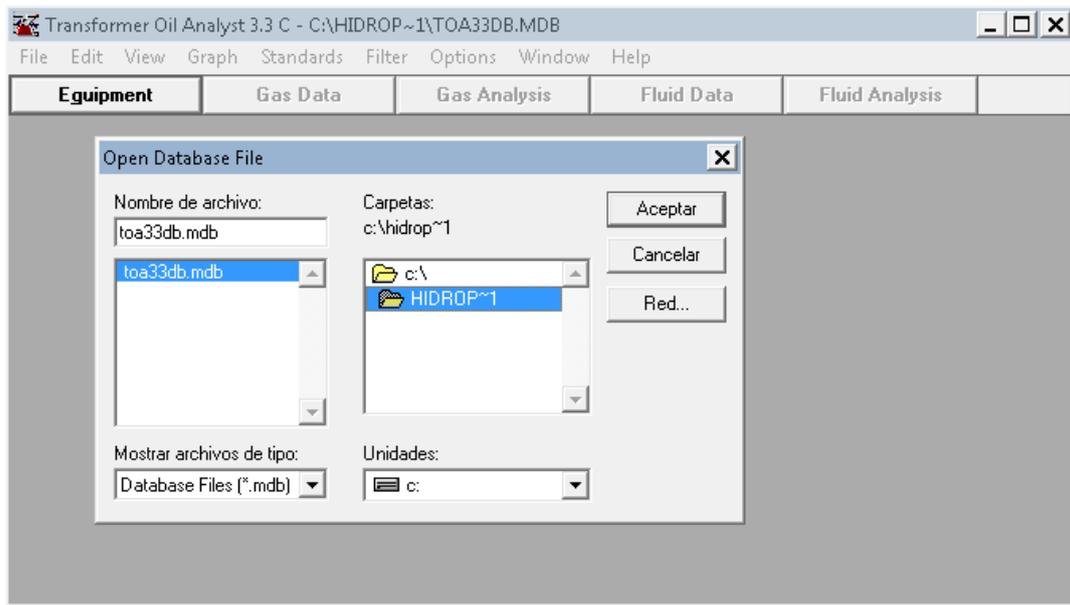


Figura B.4 Selección de la base de datos creada.

Para crear un nuevo equipo se da *clic* en el botón “*Equipment*” o se selecciona “*Equipment*” en el menú “*View*”. En la ventana desplegada, al dar *clic* en el botón “*New*” permite ingresar los datos y especificaciones técnicas del transformador dentro de las pestañas “*Identification*” y “*Details*” como se observa en la Figura C.6.

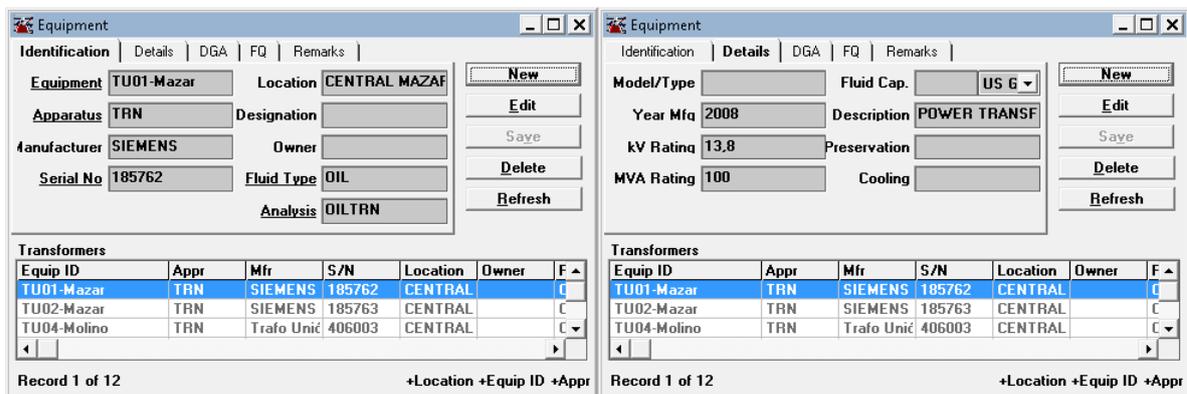


Figura B.5 Creación e ingreso de especificaciones de los nuevos equipos.

Los nombres de los equipos se colocaron de acuerdo al número de unidad y a la central a la que pertenece, por ejemplo, en la Figura C.6 se ingresó los datos y especificaciones técnicas del transformador de la unidad U01 de la central Mazar.

Dentro de la lista de especificaciones técnicas creadas por defecto en la base de datos no existen todos los parámetros de los equipo creados

correspondientes a las centrales Mazar y Molino. Por este motivo se agregó dichos parámetros a las listas ya existentes, ingresando en la opción “*List Items*” del menú “*Standards*” (Figura C.7)

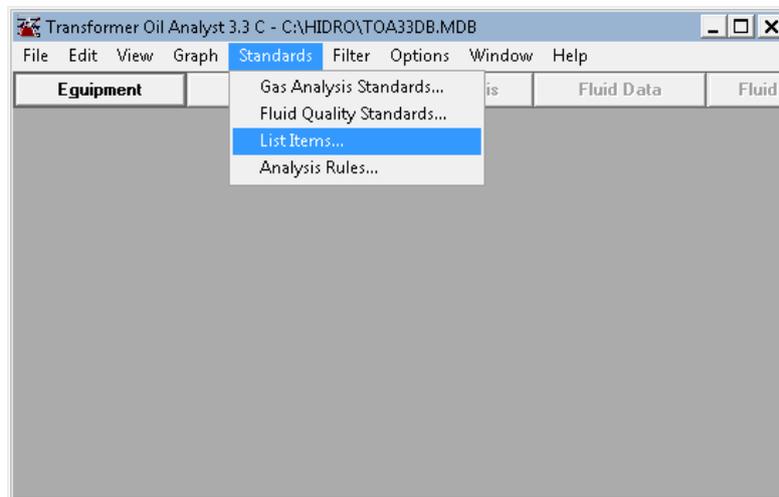


Figura B.6 Adición de nuevos parámetros en las listas desplegables.

En la ventana “*List Items*” se selecciona el nombre de la lista a la cual se desea agregar un nuevo parámetro, luego se da *clic* en el botón “*New*” y se ingresa el nombre del mismo. Por ejemplo en la Figura C.8 se observa cómo se agregó el nombre del fabricante de los transformadores de las unidades U01-U05 (Trafo Unión) de la central Molino a la lista “*MFR (Manufacturer)*”. De la misma manera es posible agregar nuevos parámetros a demás listas.

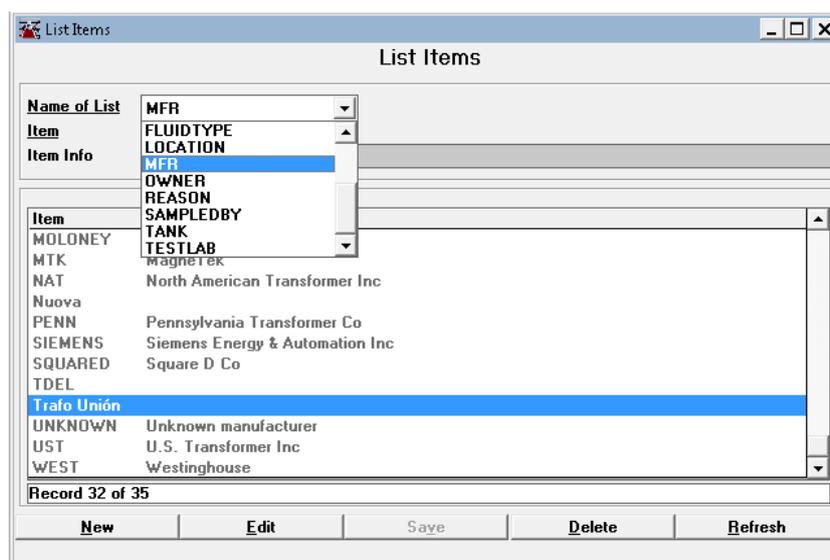


Figura B.7 Lista de ítems de los equipos creados.

Ingreso de datos cromatográficos

Para ingresar los datos cromatográficos al software TOA como primer paso se señala el transformador en el cual vamos a trabajar, luego se da *clic* en el botón “Gas Data” como se muestra en la Figura C.9.

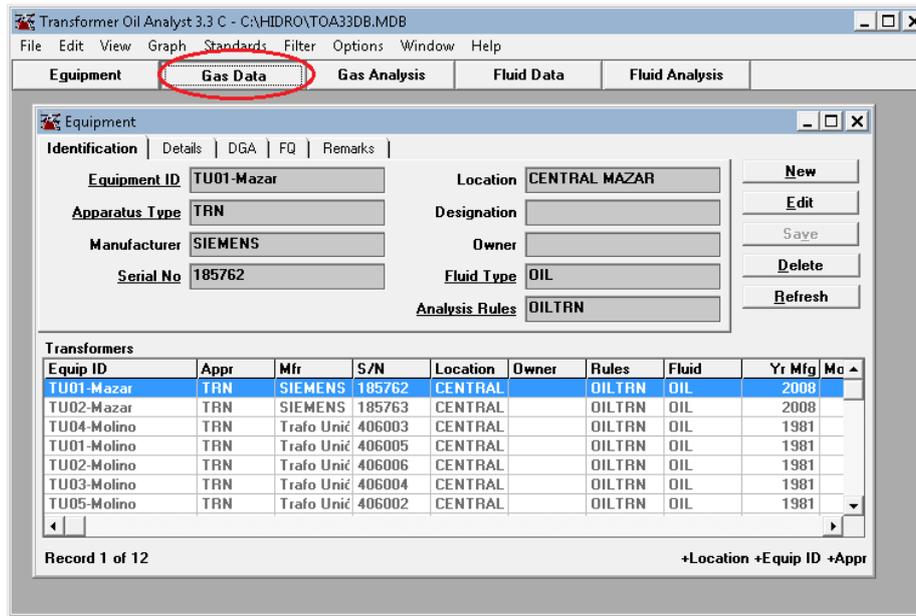


Figura B.8 Datos de gases para la lista de equipos creada.

Se despliega una nueva ventana en la que al dar *clic* en el botón “New” permite ingresar información específica de la muestra dentro de la pestaña “Sample Data” y los datos de los gases en la pestaña “Gas Data” como se observa en la Figura C.10.

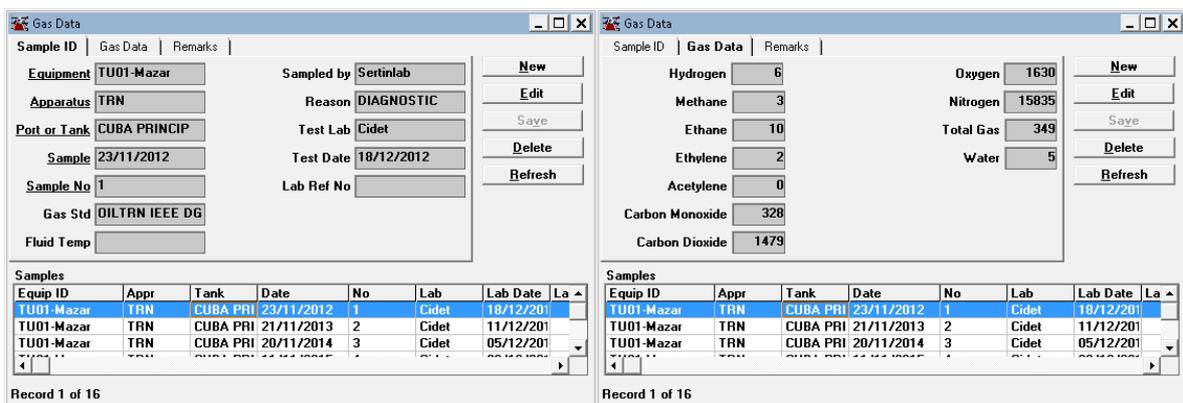


Figura B.9 Información y datos de una nueva muestra ingresada de gases disueltos.

Es importante mencionar que para cada transformador se tiene cuatro grupos de datos, uno correspondiente a la cuba principal y uno por cada fase. Debido



a esto, a la hora de ingresar la muestra es necesario colocar en la opción “Port or Tank” (puerto o tanque) de cuál de estos grupos proviene los datos que se está ingresando.

En la lista desplegable “Port or Tank” se agregó los nombres: CUBA PRINCIPAL, FA, FB, y FC que son las ubicaciones de donde proviene la muestra. Para realizar esta acción se llevó a cabo el mismo procedimiento que se indica en la Figura C.7 y C.8.

Análisis de gases

Una vez ingresados los datos de los gases disueltos, para observar el diagnóstico que emite el software se debe seleccionar el equipo a analizar y dar *click* en el botón “Gas Analysis” de lo cual se despliega una nueva ventana llamada “Gas Data Analysis”.

En la Figura C.11 se observa la ventana de diagnóstico arrojada por el software, en la cual se aprecia las especificaciones del equipo en la parte superior, también muestra una tabla de los valores de los gases ingresados en partes por millón y las cantidades que ha variado desde la última muestra en partes por millón por día. Además, la ventana de análisis presenta una gráfica de la tendencia del total de gases combustible clave, y finalmente en la parte inferior del gráfico para emitir un diagnóstico el software permite escoger bajo que norma realizar el análisis. Para este caso se escogió la norma IEEE Std C57.104-1991 [3] debido a que presenta más métodos de análisis.

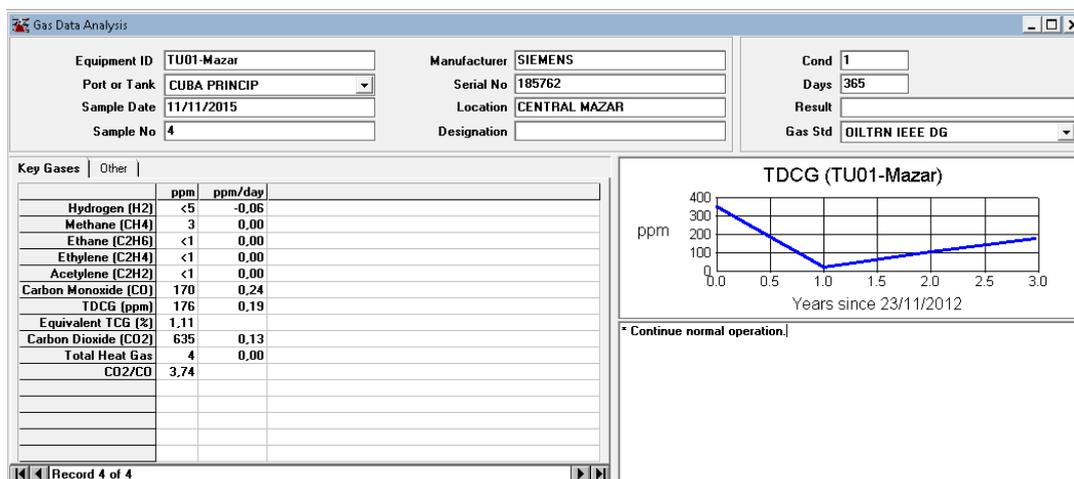


Figura B.10 Ventana de resultados del análisis de gases.

Además, la ventana de análisis de gases muestra un código de acuerdo a la condición del transformador, este código se representa con un número del 1 al 4, también indica el número de días recomendados en los que se debe realizar el siguiente muestreo, dependiendo del código de condición emitido.

Ingreso de datos físico-químicos

Para ingresar los datos físico-químicos en primer lugar se señala el transformador al que corresponde la muestra, luego se da *clic* en el botón “*Fluid Data*” como se observa en la Figura C.12.

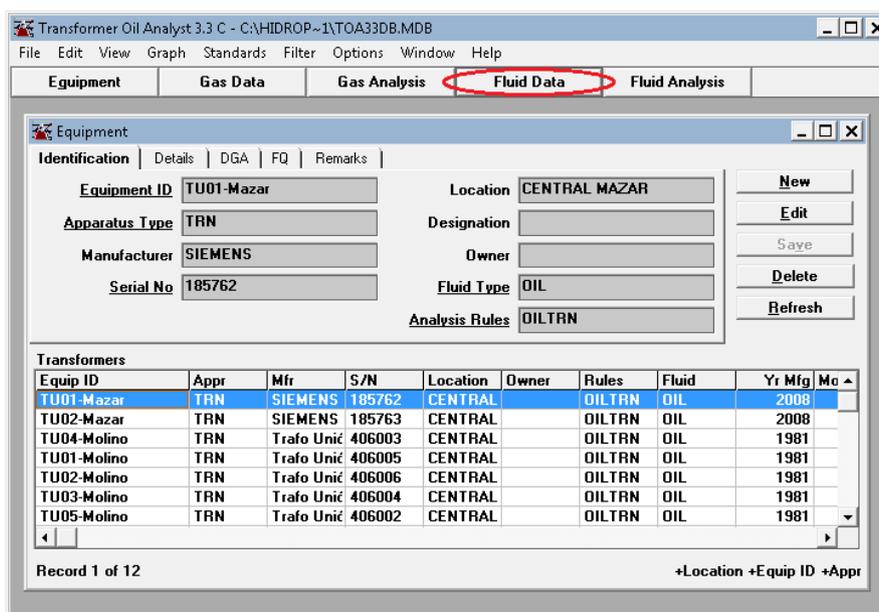
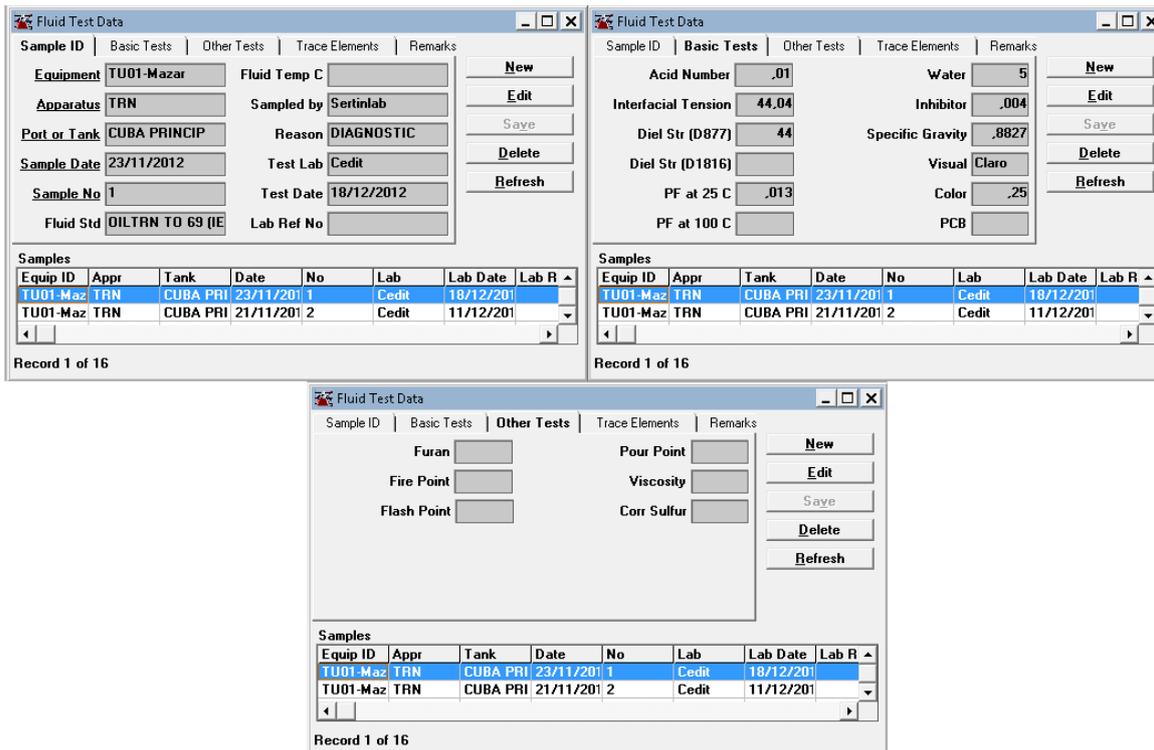


Figura B.11 Datos del fluido para una nueva muestra ingresada.

A continuación, en la ventana “*Fluid Test Data*” se da clic en “*New*” para ingresar una nueva muestra. En las pestañas “*Sample ID*”, se ingresa la información correspondiente de la muestra y en las pestañas “*Basic Test*” y “*Other Test*” se ingresaron los datos físico-químicos con los que se contaban, esto se observa en la Figura C.13.



The figure shows three screenshots of the 'Fluid Test Data' software interface, illustrating the process of entering information and data for a new sample.

Top Left Screenshot (Basic Tests Tab):

- Equipment: TU01-Mazar
- Apparatus: TRN
- Port or Tank: CUBA PRINCIP
- Sample Date: 23/11/2012
- Sample No: 1
- Fluid Std: DILTRN TO 69 (IE)
- Fluid Temp C: [Input Field]
- Sampled by: Sertinlab
- Reason: DIAGNOSTIC
- Test Lab: Cedit
- Test Date: 18/12/2012
- Lab Ref No: [Input Field]

Top Right Screenshot (Basic Tests Tab):

- Acid Number: .01
- Interfacial Tension: 44.04
- Diel Str (D877): 44
- Diel Str (D1816): [Input Field]
- PF at 25 C: .013
- PF at 100 C: [Input Field]
- Water: 5
- Inhibitor: .004
- Specific Gravity: .8827
- Visual: Claro
- Color: .25
- PCB: [Input Field]

Bottom Screenshot (Other Tests Tab):

- Furan: [Input Field]
- Fire Point: [Input Field]
- Flash Point: [Input Field]
- Pour Point: [Input Field]
- Viscosity: [Input Field]
- Corr Sulfur: [Input Field]

All screenshots include a 'Samples' table at the bottom with columns: Equip ID, Appr, Tank, Date, No, Lab, Lab Date, Lab R.

Figura B.12 Ventanas para ingresar información y datos de la nueva muestra.

Análisis de fluidos

Para observar el análisis de los datos físico-químicos se selecciona el equipo que se desea analizar y se da *clic* en el botón “*Fluid Analysis*”, de inmediato se mostrará la ventana “*Fluid Quality*” que se observa en la Figura C.14.

Esta ventana contiene información similar a la ventana de análisis de gases mostrada en la Figura C.11. Se observa información específica del transformador y de la muestra, valores de los datos físico-químicos de todos los años ingresados, un gráfico de tendencia de valores relevantes y un cuadro de texto en donde se emite el diagnóstico.

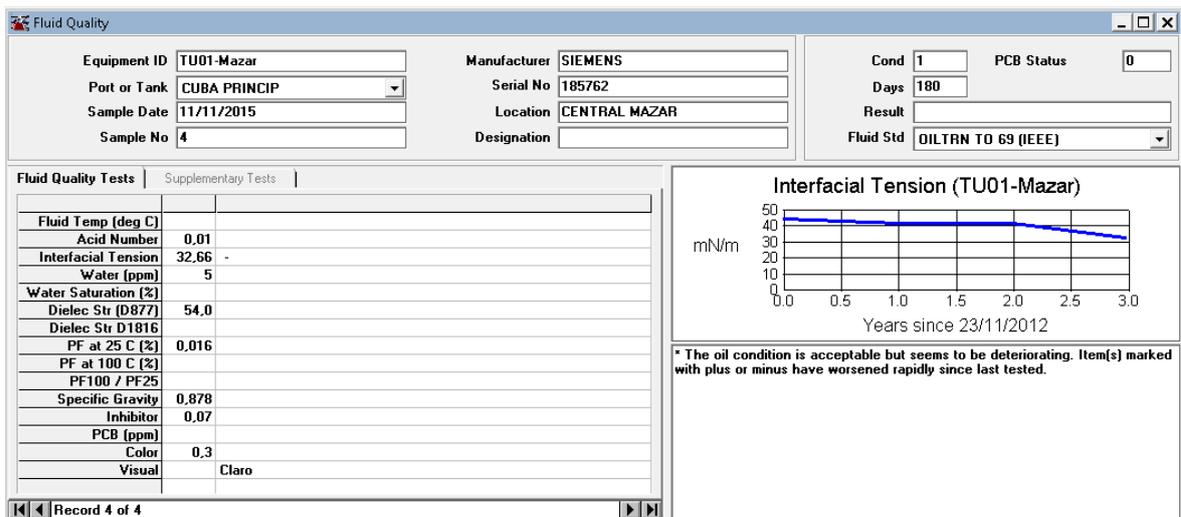


Figura B.13 Ventana de resultados del análisis de fluidos.



ANEXO C: Diagnósticos de los transformadores de las centrales Mazar y Molino.

Central Mazar

- Transformador U01

Tabla C.1 Diagnóstico de gases disueltos - TU01 - Mazar

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase C	Continúa en funcionamiento normal.		1

Tabla C.1 Diagnóstico físico-químico - TU01 – Mazar

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La tensión interfacial ha empeorado (-) ⁸ desde la última muestra.
Fase A	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La tensión interfacial ha empeorado (-) desde la última muestra.
Fase B	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La tensión interfacial y la rigidez dieléctrica han empeorado (-) desde la última muestra.
Fase C	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La tensión interfacial ha empeorado (-) desde la última muestra.

⁸ (-) Este signo representa la disminución de cierto gas o parámetro físico-químico.



- Transformador U02

Tabla C.2 Diagnóstico de gases disueltos - TU02 - Mazar

	ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS		
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Condición anormal del transformador desde el 23-11-2012. El aislamiento de la celulosa puede verse afectado.	El contenido de Monóxido de Carbono se encuentra dentro de los límites de la condición 2.	2
Fase A	Condición anormal del transformador desde el 23-11-2012. El aislamiento de la celulosa puede verse afectado.	El contenido de Monóxido de Carbono se encuentra dentro de los límites de la condición 2.	2
Fase B	Condición anormal del transformador desde el 23-11-2012. El aislamiento de la celulosa puede verse afectado.	El contenido de Monóxido de Carbono se encuentra dentro de los límites de la condición 2.	2
Fase C	Condición anormal del transformador desde el 23-11-2012. El aislamiento de la celulosa puede verse afectado.	El contenido de Monóxido de Carbono se encuentra dentro de los límites de la condición 2.	2

Tabla C.3 Diagnóstico físico-químicos - TU02 – Mazar

	ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La tensión interfacial ha empeorado (-) desde la última muestra.
Fase B	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La tensión interfacial ha empeorado (-) desde la última muestra.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.



Central Molino

- Transformador U01

Tabla C.4 Diagnóstico de gases disueltos - TU01 – Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica desde el 24-06-2013. La falla ha ido disminuyendo debido a que el nivel de los gases se ha establecido o descendido desde la última muestra.	Considere realizar una inspección o mantenimiento. El contenido de Etano se encuentra en la condición 4.	4
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase C	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1

Tabla C.5 Diagnóstico físico-químico - TU01 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.



- Transformador U02

Tabla C.6 Diagnóstico de gases disueltos - TU02 - Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica desde el 20-09-2001.	Considere realizar una inspección o mantenimiento. El contenido de Metano está dentro de los límites de la condición 2 y el contenido de Etano se encuentra en la condición 4.	4
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase C	Continúa en funcionamiento normal.		1

Tabla C.7 Diagnóstico físico-químico - TU02 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.



- Transformador U03

Tabla C.8 Diagnóstico de gases disueltos - TU03 - Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica desde el 13-01-2011.	Considere realizar la inspección o mantenimiento. El contenido de Metano está dentro de los límites de la condición 2 y el contenido de Etano se encuentra en la condición 4.	4
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase C	Continúa en funcionamiento normal.		1

Tabla C.9 Diagnóstico físico-químico - TU03 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.



- **Transformador U04**

Tabla C.10 Diagnóstico de gases disueltos - TU04 – Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Condición anormal del transformador desde el 21-11-2011. El aislamiento de la celulosa puede verse afectada.	Tener extrema precaución. El contenido de Monóxido de Carbono está dentro de los límites de la condición 3.	3
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase C	Continúa en funcionamiento normal.		1

Tabla C.11 Diagnóstico físico-químico - TU04 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. El agua ha empeorado (+) ⁹ desde la última muestra.
Fase A	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La rigidez dieléctrica ha empeorado (-) desde la última muestra.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del fluido es anormal desde 04-09-2008. El aceite puede necesitar reacondicionamiento para un futuro servicio. El contenido de humedad es demasiado alto. La tensión interfacial ha empeorado (-) desde la última muestra.

⁹ (+) Este signo representa el aumento de cierto gas o parámetro físico-químico.



- **Transformador U05**

Tabla C.12 Diagnóstico de gases disueltos - TU05 - Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica desde el 21-04-2008. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.	Considere realizar una inspección o mantenimiento. El contenido de Metano está dentro de los límites de la condición 2 y el contenido de Etano se encuentra en la condición 4.	4
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1
Fase C	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1

Tabla C.13 Diagnóstico físico-químico - TU05 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.



- Transformador U06

Tabla C.14 Diagnóstico de gases disueltos - TU06 - Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica 150-300°C desde el 20-09-2001. El aislamiento de la celulosa puede verse afectado. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.	Considere realizar una inspección o mantenimiento. El contenido de Etano se encuentra en la condición 4, el Monóxido de Carbono se encuentra entre los límites de la condición 3, y el Metano dentro de los límites de la condición 2.	4
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase C	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1

Tabla C.15 Diagnóstico físico-químico - TU06 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La rigidez dieléctrica ha empeorado (-) desde la última muestra.



- **Transformador U07**

Tabla C.16 Diagnóstico de gases disueltos - TU07 - Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica desde el 20-12-2012. La relación CO ₂ /CO es alta y puede indicar descomposición térmica de la celulosa. La falla ha ido disminuyendo debido a que el nivel de los gases se ha establecido o descendido desde la última muestra.	Considere realizar una inspección o mantenimiento. Los contenidos de Etano y Dióxido de Carbono se encuentran dentro de los límites de la condición 2.	2
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1
Fase C	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1

Tabla C.17 Diagnóstico físico-químico - TU07 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es aceptable, pero puede estar deteriorándose. La rigidez dieléctrica ha empeorado (-) desde la última muestra.



- **Transformador U08**

Tabla C.18 Diagnóstico de gases disueltos - TU08 - Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Condición anormal del transformador desde el 22-12-2012. El aislamiento de la celulosa puede verse afectado.	Considere realizar una inspección o mantenimiento. El contenido de Monóxido de Carbono está dentro de los límites de a condición 3, y el Dióxido de Carbono se encuentra entre los límites de la condición 2.	3
Fase A	Falla térmica desde el 01-07-2013.	El contenido de Etano está entre los límites de la condición 3.	3
Fase B	Falla térmica desde el 01-07-2013. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.	El contenido de Etano está entre los límites de la condición 3.	3
Fase C	Falla térmica desde el 22-12-2012. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.	El contenido de Etano está entre los límites de la condición 3.	3

Tabla C.19 Diagnóstico físico-químico - TU08 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.



- **Transformador U09**

Tabla C.20 Diagnóstico de gases disueltos - TU09 - Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica desde el 01-07-2013. El aislamiento de la celulosa puede verse afectado.	El contenido de Etano, Dióxido de Carbono, y de Monóxido se encuentra dentro de los límites de la condición 3.	3
Fase A	Falla térmica desde el 01-07-2013.	El contenido de Etano está entre los límites de la condición 2.	2
Fase B	Condición anormal del transformador desde el 01-07-2013. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.	El contenido de Etano está entre los límites de la condición 2.	2
Fase C	Falla térmica desde el 25-11-2012. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.	El contenido de Etano está entre los límites de la condición 2.	2

Tabla C.21 Diagnóstico físico-químico - TU09 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.



- **Transformador U010**

Tabla C.22 Diagnóstico de gases disueltos - TU10 - Molino

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS			
	DIAGNÓSTICO	COMENTARIOS	CONDICIÓN
Cuba principal	Falla térmica 150-300°C desde el 19-11-2008. El aislamiento de la celulosa puede verse afectado.	El contenido de Metano y de Monóxido de Carbono se encuentra entre los límites de la condición 2, y el contenido de Etano y de Dióxido de Carbono está entre los límites de la condición 3.	3
Fase A	Continúa en funcionamiento normal.		1
Fase B	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1
Fase C	Continúa en el funcionamiento normal. El contenido de agua se ha incrementado considerablemente desde la prueba anterior.		1

Tabla C.23 Diagnóstico físico-químico - TU10 - Molino

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO	
	DIAGNÓSTICO
Cuba principal	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase A	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase B	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.
Fase C	El estado del aceite es satisfactorio para continuar con su uso.