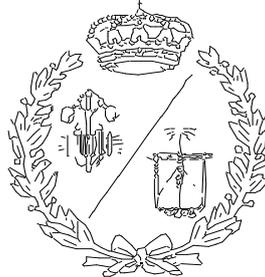


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster

**DETERMINACIÓN NUMÉRICA Y
EXPERIMENTAL DE LA CAPACIDAD
REFRIGERANTE DE VARIOS LÍQUIDOS
DIELÉCTRICOS SOMETIDOS A UN
ENVEJECIMIENTO ACELERADO**

(Numerical and experimental determination of
the cooling capacity of several dielectric
liquids under an accelerated aging)

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Autor: Sánchez Hernando, Alberto

Director: Delgado San Román, Fernando

Enero 2018

ÍNDICE GENERAL

1.	INTRODUCCIÓN	13
2.	ESTADO DEL ARTE	17
3.	EL TRANSFORMADOR.....	22
3.1	DEFINICIÓN	22
3.2	ASPECTOS CONSTRUCTIVOS.....	22
3.3	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	26
3.4	PÉRDIDAS EN UN TRANSFORMADOR.....	26
3.4.1	Rendimiento de un transformador	27
3.5	CALENTAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.....	28
4.	REFRIGERACIÓN DE UN TRANSFORMADOR	30
4.1	INTRODUCCIÓN	30
4.2	DISTINTOS MÉTODOS DE REFRIGERACIÓN	30
4.3	NOMENCLATURA DE LOS TIPOS DE REFRIGERACIÓN.....	33
4.4	CONSERVACIÓN DEL ACEITE EN EL TRANSFORMADOR	35
4.4.1	Diseño de la cuba	36
4.4.2	Relé de Buchholz.....	37
5.	EL ACEITE MINERAL.....	40
5.1	INTRODUCCIÓN	40
5.2	HISTORIA DE LOS LÍQUIDOS REFRIGERANTES.....	41
5.3	MANIPULACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL ACEITE.....	41
5.4	ENSAYOS REALIZADOS EN EL CONTROL DEL ACEITE.....	42
5.4.1	Revisión inicial	42
5.4.2	Tensión de ruptura con corrientes alternas	42
5.4.3	Valor de neutralización	43
5.4.4	Factor de pérdidas dieléctricas y/o resistividad en cortocircuito ...	43
5.4.5	Tensión superficial.....	43

5.4.6	Análisis de gases en el aceite y contenido de furfuraldehído.	44
5.5	FRECUENCIAS DE LAS PRUEBAS DEL ACEITE	45
5.6	NORMATIVA INTERNACIONAL APLICABLE AL ACEITE MINERAL	46
6.	LÍQUIDOS ALTERNATIVOS UTILIZADOS PARA SUSTITUIR AL ACEITE MINERAL	48
6.1	LOS LÍQUIDOS ALTERNATIVOS EN TRANSFORMADORES	48
6.2	CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS	49
6.3	PROPIEDADES FÍSICAS	50
6.4	PROPIEDADES ELÉCTRICAS	52
6.5	CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES TERMO-HIDRAÚLICAS DE LOS ACEITES POR MEDIO DE ENSAYOS	52
6.5.1	Viscosidad dinámica	52
6.5.2	Densidad	53
6.5.3	Conductividad térmica	53
6.5.4	Calor específico	54
7.	EL PAPEL AISLANTE	55
7.1	INTRODUCCIÓN	55
7.2	EL PAPEL: PSP	55
7.3	GRADO DE POLIMERIZACIÓN: EL DP	56
8.	ENSAYOS EN UN TRANSFORMADOR	58
8.1	INTRODUCCIÓN	58
8.2	ENSAYO EN CORTOCIRCUITO	59
9.	ENSAYO EXPERIMENTAL A REALIZAR	62
9.1	INTRODUCCIÓN	62
9.2	PLANTEAMIENTO	62
9.3	EQUIPO A UTILIZAR	63
9.3.1	Descripción del conjunto formado por el transformador y la cuba	65
9.3.2	Características eléctricas del transformador	68

9.4	METODOLOGÍA EN LA TOMA DE DATOS.....	68
9.4.1	Aclaraciones	68
9.4.2	Datos previos.....	71
9.5	PROCEDIMIENTO EN LA PREPARACIÓN DE LOS ENSAYOS	71
10.	MODELO GEOMÉTRICO DE LA PLATAFORMA EXPERIMENTAL	73
10.1	INTRODUCCIÓN	73
10.2	AUTODESK INVENTOR.....	73
10.3	CREACIÓN DE LOS ELEMENTOS.....	75
10.3.1	Creación de bocetos.....	75
10.3.2	Creación de ensamblajes	76
11.	COMSOL MULTIPHYSICS.....	78
11.1	INTRODUCCIÓN	78
11.2	MÉTODO DE LOS ELEMENTOS FINITOS (MEF)	78
11.3	EL PROGRAMA: COMSOL MULTIPHYSICS.....	79
11.4	PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO.....	81
11.4.1	El preproceso	81
11.4.2	El procesado	83
11.4.3	El postprocesado.....	83
11.5	OBTENCIÓN DEL MODELO NUMÉRICO 2D	83
11.5.1	Geometría, parámetros y materiales	83
11.5.2	Condiciones de contorno.....	89
11.5.3	Sondas de medición	94
11.5.4	Creación de la malla.....	95
11.6	ESTUDIO	99
11.6.1	Tipo de estudio.....	99
11.6.2	Número de Courant-Friedrich-Levy	99
12.	RESULTADOS	102

12.1	INTRODUCCIÓN	102
12.2	RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PLATAFORMA EXPERIMENTAL 102	
12.2.1	Ensayo del transformador al aire.....	103
12.2.2	Ensayos con éster natural nuevo	104
12.2.3	Ensayos con éster natural envejecido	104
12.2.4	Ensayos con éster natural envejecido con papel	105
12.2.5	Ensayos con aceite mineral nuevo	106
12.2.6	Ensayos con aceite mineral envejecido.....	107
12.2.7	Ensayos con aceite mineral envejecido con papel	108
12.3	COMPARATIVA DE RESULTADOS EXPERIMENTALES	109
12.4	VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS SIMULACIONES.....	117
12.5	RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS SIMULACIONES.....	119
12.5.1	Simulaciones con éster natural nuevo.....	119
12.5.2	Simulaciones con éster natural envejecido	123
12.5.3	Simulaciones con éster natural envejecido con papel	127
12.5.4	Simulaciones con aceite mineral nuevo	131
13.	CONCLUSIONES.....	136
14.	BIBLIOGRAFÍA.....	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Diferencia de degradación en el papel aislante para éster natural (izq.) y aceite mineral (der.).....	15
Figura 3.1. Transformador monofásico	22
Figura 3.2. Tipos de transformador. Acorazado (izq.) y de columnas (der.).....	23
Figura 3.3. Sección transversal de los núcleos	24
Figura 3.4. Aisladores de un transformador	25
Figura 3.5. Eficiencia de un transformador.....	28
Figura 3.6. Sobrecalentamiento de un transformador	29
Figura 4.1. Transformación con refrigeración tipo seco	31
Figura 4.2. Transformador con refrigeración tipo bañado en aceite	32
Figura 4.3. Transformador con refrigeración tipo bañado en aceite con depósito de expansión.....	32
Figura 4.4. Placa de valores de un transformador.....	33
Figura 4.5. Avería de un transformador.....	36
Figura 4.6. Partes de la cuba de un transformador de potencia.....	37
Figura 4.7. Posición de un relé Buchholz en un transformador	39
Figura 8.1. Circuito equivalente del transformador.....	58
Figura 8.2. Ensayo en cortocircuito de un transformador.....	59
Figura 8.3. Circuito equivalente en cortocircuito (a) y diagrama fasorial asociado (b).....	60
Figura 9.1. Vista de los elementos que forman la plataforma experimental: transformador en el interior de la cuba, autotransformador, equipos eléctricos de medida y el sistema informático de captación de datos.	65
Figura 9.2. Vista del transformador -izq.- y placa de características -der.-	65
Figura 9.3. Ensayo al aire en la plataforma experimental	71
Figura 10.1. Boceto para la generación del núcleo en Autodesk Inventor	75

Figura 10.2. Operación de extrusión a partir del boceto de la Figura 10.1	76
Figura 10.3. Ensamblaje del transformador.....	77
Figura 11.1. Ventanas de la interfaz inicial de COMSOL Multiphysics	84
Figura 11.2. Modelo geométrico simplificado e integrado en COMSOL	85
Figura 11.3. Parámetros fijos y constantes durante la simulación.....	86
Figura 11.4. Panel para introducir las propiedades en el modelo como variables	87
Figura 11.5. Agrupación de las tapas superior e inferior mediante una selección explícita	88
Figura 11.6. Introducción de las propiedades del éster natural nuevo como material	89
Figura 11.7. Selección del dominio que genera las pérdidas por calor	90
Figura 11.8. Expresión de la fuerza de flotabilidad y su aplicación en el dominio fluido.....	93
Figura 11.9. Punto en el que se localiza cada una de las sondas de temperatura en el modelo numérico	95
Figura 11.10. Capas de contorno producidas en la interfase devanado-fluido.	96
Figura 11.11. Mallado en 2D	97
Figura 11.12. Calidad del mallado -izq.- y vista de detalle del contorno núcleo-fluido -der.-	98
Figura 11.13. Estadísticas e histograma de la calidad del mallado	99
Figura 11.14. Configuración del resolvidor de COMSOL Multiphysics.....	101
Figura 12.1. Grado de polimerización -DP- respecto del tiempo de envejecimiento para aceite mineral y éster natural	108
Figura 12.2. Gradientes de temperaturas para las seis muestras de aceites en el punto superior	110
Figura 12.3. Gradientes de temperaturas en el punto superior para $C=0.72$.	110
Figura 12.4. Gradientes de temperaturas en el punto superior para $C=1$	111

Figura 12.5. Gradientes de temperaturas en el punto superior para $C=1.3$...	111
Figura 12.6. Gradientes de temperaturas para las seis muestras de aceites en el punto inferior	112
Figura 12.7. Gradientes de temperaturas en el punto inferior para $C=0.72$...	113
Figura 12.8. Gradientes de temperaturas en el punto inferior para $C=1$	113
Figura 12.9. Gradientes de temperaturas en el punto inferior para $C=1.3$	114
Figura 12.10. Gradientes de temperaturas para las seis muestras de aceites en el cobre	115
Figura 12.11. Gradientes de temperaturas en el cobre para $C=0.72$	115
Figura 12.12. Gradientes de temperaturas en el cobre para $C=1$	116
Figura 12.13. Gradientes de temperaturas en el cobre para $C=1.3$	116
Figura 12.14. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural nuevo y $C=0.72$	120
Figura 12.15. Campo de velocidades en la simulación con éster natural nuevo y $C=0.72$	120
Figura 12.16. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural nuevo y $C=1$	121
Figura 12.17. Campo de velocidades en la simulación con éster natural nuevo y $C=1$	121
Figura 12.18. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural nuevo y $C=1.3$	122
Figura 12.19. Campo de velocidades en la simulación con éster natural nuevo y $C=1.3$	122
Figura 12.20. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido y $C=0.72$	124
Figura 12.21. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido y $C=0.72$	124
Figura 12.22. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido y $C=1$	125

Figura 12.23. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido y $C=1$	125
Figura 12.24. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido y $C=1.3$	126
Figura 12.25. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido y $C=1.3$	126
Figura 12.26. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=0.72$	128
Figura 12.27. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=0.72$	128
Figura 12.28. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=1$	129
Figura 12.29. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=1$	129
Figura 12.30. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=1.3$	130
Figura 12.31. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=1.3$	130
Figura 12.32. Distribución de temperaturas en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=0.72$	132
Figura 12.33. Campo de velocidades en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=0.72$	132
Figura 12.34. Distribución de temperaturas en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=1$	133
Figura 12.35. Campo de velocidades en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=1$	133
Figura 12.36. Distribución de temperaturas en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=1.3$	134
Figura 12.37. Campo de velocidades en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=1.3$	134

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Temperaturas e incrementos en el punto caliente en función de la duración del envejecimiento	20
Tabla 4.1. Significado de la primera letra en el código de refrigeración	34
Tabla 4.2. Significado de la segunda letra en el código de refrigeración	34
Tabla 4.3. Significado de la tercera letra en el código de refrigeración	34
Tabla 4.4. Significado de la cuarta letra en el código de refrigeración	34
Tabla 5.1. Límites marcados por la norma IEC 422 en los valores del aceite mineral	44
Tabla 5.2. Normativa aplicable al aceite mineral	47
Tabla 6.1. Comparación del aceite mineral con el éster natural.....	50
Tabla 9.1. Características eléctricas del transformador	68
Tabla 9.2. Ensayos experimentales realizados en la plataforma experimental	69
Tabla 9.3. Índices de carga seleccionados para cada uno de los estados.....	70
Tabla 12.1. Temperaturas del ensayo al aire para estado estacionario	103
Tabla 12.2. Gradientes de temperaturas del ensayo al aire para estado estacionario	103
Tabla 12.3. Temperaturas de los ensayos con éster natural nuevo en régimen estacionario	104
Tabla 12.4 Gradientes de temperaturas del ensayo con éster natural nuevo en régimen estacionario	104
Tabla 12.5. Temperaturas de los ensayos con éster natural envejecido en régimen estacionario	105
Tabla 12.6. Gradientes de temperaturas del ensayo con éster natural envejecido en régimen estacionario	105
Tabla 12.7. Temperaturas de los ensayos con éster natural envejecido con papel en régimen estacionario	106

Tabla 12.8. Gradientes de temperaturas del ensayo con éster natural envejecido con papel en régimen estacionario.....	106
Tabla 12.9. Temperaturas de los ensayos con aceite mineral nuevo en régimen estacionario	107
Tabla 12.10. Gradientes de temperaturas del ensayo con aceite mineral nuevo en régimen estacionario	107
Tabla 12.11. Temperaturas de los ensayos con aceite mineral envejecido en régimen estacionario	107
Tabla 12.12. Gradientes de temperaturas del ensayo con aceite mineral envejecido en régimen estacionario	108
Tabla 12.13. Temperaturas de los ensayos con aceite mineral envejecido con papel en régimen estacionario	109
Tabla 12.14. Gradientes de temperaturas del ensayo con aceite mineral envejecido con papel en régimen estacionario.....	109
Tabla 12.15. Comparativa entre las temperaturas de simulación y de ensayo para el éster natural nuevo en régimen estacionario.....	117
Tabla 12.16. Comparativa entre las temperaturas de simulación y de ensayo para el éster natural envejecido en régimen estacionario	118
Tabla 12.17. Comparativa entre las temperaturas de simulación y de ensayo para el éster natural envejecido con papel en régimen estacionario	118
Tabla 12.18. Comparativa entre las temperaturas de simulación y de ensayo para el aceite mineral nuevo en régimen estacionario	118
Tabla 12.19. Temperaturas de las simulaciones con éster natural nuevo en régimen estacionario	119
Tabla 12.20. Gradientes de temperaturas de la simulación con éster natural nuevo en régimen estacionario	119
Tabla 12.21. Temperaturas de las simulaciones con éster natural envejecido en régimen estacionario	123
Tabla 12.22. Gradientes de temperaturas de la simulación con éster natural envejecido en régimen estacionario	123

Tabla 12.23. Temperaturas de las simulaciones con éster natural envejecido con papel en régimen estacionario	127
Tabla 12.24. Gradientes de temperaturas de la simulación con éster natural envejecido con papel en régimen estacionario.....	127
Tabla 12.25. Temperaturas de las simulaciones con aceite mineral nuevo en régimen estacionario	131
Tabla 12.26. Gradientes de temperaturas de la simulación con aceite mineral nuevo en régimen estacionario	131

1. INTRODUCCIÓN

El transformador es una de las máquinas eléctricas que ha capitalizado el desarrollo industrial en el ámbito de la electricidad, gracias a la posibilidad de realizar de una manera tanto práctica como económica el transporte de energía eléctrica entre puntos a grandes distancias, donde se consume. Así pues, se consigue hacer llegar la energía de una forma segura a los puntos de consumo, como son los hogares y las industrias.

El transformador es una máquina eléctrica y estática de corriente alterna que permite la variación de alguna de las funciones de la corriente como puede ser la tensión o la intensidad, pero manteniendo invariables tanto la frecuencia como la potencia en el caso de los transformadores ideales, es decir sin pérdidas, mientras que los transformadores reales tendrán asociados unas pérdidas de potencia de tipo eléctrico y magnético. Los transformadores permiten también el aislamiento de circuitos entre sí y disminuir o incrementar el valor aparente de un resistor, capacitador o inductor.

Estos equipos están basados en las leyes de la inducción electromagnética, ya que transforman la electricidad que les llega al devanado primario o devanado de entrada en magnetismo para volver a transformarla posteriormente en electricidad en el devanado secundario. Por lo tanto, los transformadores son un componente esencial en las redes de potencia y se invierten grandes esfuerzos en tratar de mejorar la eficiencia y la esperanza de vida de los dispositivos del mismo.

En estas máquinas eléctricas existen una serie de pérdidas transformadas en calor por efecto Joule y que provocan el calentamiento de los componentes de la máquina. Para tratar de evitar que se alcancen temperaturas que puedan provocar pérdidas de rendimiento y afecten al óptimo funcionamiento de la máquina o que afecten a la vida de los aislamientos utilizados en el transformador, es necesario dotar al transformador de un sistema de refrigeración suficiente para evitar que alcance esas temperaturas peligrosas. Cuando la máquina trabaja a potencias pequeñas, es suficiente con la superficie externa de la máquina para evacuar suficiente calor (método indirecto). Estos transformadores son los llamados en seco. Pero cuando la potencia comienza a

tener un valor demasiado elevado para que el calor producido sea evacuado de forma autónoma. En esos casos, se incluye como medio refrigerante el aceite, obteniendo así los conocidos como transformadores en baño de aceite.

El aceite de los transformadores tiene una doble misión: refrigerante y aislante, ya que, comparado con el aire, el aceite posee una capacidad térmica y una rigidez dieléctrica superior a la poseída por el aire. En los transformadores, la parte activa se introduce en una cuba de aceite mineral que puede tener distintas formas, pudiendo ser plana, ondulada, con tubos o con radiadores adosados. En este tipo de cubas, la eliminación de calor se realiza por radiación y convección natural. El aceite mineral utilizado en los transformadores es un subproducto de la destilación fraccionada del petróleo. Tiene un aspecto incoloro y transparente y está compuesto de alcanos y parafina cíclica. El precio del mismo es relativamente bajo, ya que es producido en grandes cantidades, y es usado en los transformadores por sus propiedades eléctricas y refrigerantes.

A partir de la década de 1980, los fluidos ésteres llegaron como una nueva alternativa que combina unas propiedades de protección contra incendios excelentes con alta biodegradabilidad, al contrario que el aceite mineral que es inflamable. Los ésteres son una amplia clase de compuestos orgánicos, sintetizados químicamente a partir de precursores orgánicos (ésteres sintéticos) o disponibles a partir de productos agrícolas (ésteres naturales). Los fluidos ésteres, especialmente el natural, nos ofrece un nuevo panorama debido a sus características: alta biodegradabilidad, alta resistencia al fuego, gran habilidad para retener la humedad, eficiencia y desempeño y una buena capacidad dieléctrica. Los fluidos ésteres poseen una constante dieléctrica mayor que proporciona una adaptación mejor a la constante dieléctrica presente en la celulosa impregnada utilizada como el material aislante para separar. Estos ésteres tienen una alta resistencia al fuego, lo que ayuda a mitigar los riesgos y los costes de los equipos de protección contra incendios. Además, al ser altamente biodegradables ofrecen un potencial ahorro tanto de sanciones por la contaminación como de costes por limpieza de posibles derramamientos al no tratarse como residuos tóxicos. Y su mejor afinidad con el agua respecto de los aceites minerales provoca que sus propiedades físicas se vean modificadas en menor medida que las del aceite mineral y por lo tanto la humedad que pueda

entrar en el transformador no afecte a la capacidad de evacuar el calor de estos productos.

Algunos estudios realizados a papel aislante impregnado con fluidos ésteres muestran que la tasa de envejecimiento de este papel comparado con el papel impregnado de aceite mineral es menor, obteniendo así un aumento en la vida útil del transformador.



Figura 1.1. Diferencia de degradación en el papel aislante para éster natural (izq.) y aceite mineral (der.)

En este trabajo se busca mediante ensayos tanto prácticos como simulaciones computacionales comprobar cuáles son los efectos en la refrigeración de un transformador del envejecimiento térmico de los aceites mencionados anteriormente. Para estos ensayos se utilizarán dos tipos de aceites (aceite mineral y un éster natural) y en cada caso se tendrán tres niveles distintos de envejecimiento (nuevo, envejecido y envejecido con papel aislante sumergido en él durante ese envejecimiento).

Para esto, se parte del conocimiento previo que se tiene del transformador como máquina eléctrica: aspectos constructivos, sus pérdidas y la generación de calor debido a las mismas, ensayos previos, etc. Expondremos ahora los tipos de

refrigeración a usar, el sistema dieléctrico y a comentar los líquidos empleados en la refrigeración de la máquina eléctrica a utilizar en los ensayos.

Como se comentó previamente, el objetivo de este estudio es la comprobación de los efectos adversos que produce el envejecimiento térmico y el envejecimiento debido a partículas aportadas por el papel aislante sobre las propiedades del líquido dieléctrico a utilizar como medio refrigerante. Para ello, se utilizarán dos métodos de estudio: la obtención de datos a partir de una plataforma experimental por medio de ensayos de medida de las temperaturas registradas en distintos puntos de la misma mediante sondas de temperatura y la elaboración de un modelo termo-hidráulico numérico que nos permita replicar la plataforma experimental y corroborar lo obtenido en la misma.

Para la creación del modelo numérico se emplearán distintas técnicas computacionales basadas en el método de elementos finitos (MEF). Al realizar el análisis, existen varias técnicas numéricas como son la dinámica de fluidos computacional (CFD) y el modelo de redes termo-hidráulicas (THNM). Con el primer método se busca la resolución de las ecuaciones de Navier-Stokes, las cuales vienen determinadas por el principio de conservación de la masa, de la cantidad de movimiento del fluido y de la energía del flujo del mismo. Por otro lado, el THNM elabora redes de intercambiadores de calor con los elementos del transformador, obteniendo así un modelo de parámetros concentrados. El THNM resuelve un menor número de ecuaciones y genera un gasto computacional menor, pero, por otro lado, con él se pierde cierta precisión en los resultados obtenidos. Por ello, la técnica que emplearemos en el estudio será el CFD, consiguiendo una mayor precisión en los resultados a obtener a pesar del mayor gasto computacional.

Esta geometría se simulará con un software de elementos finitos: COMSOL Multiphysics. Con él, trataremos de comprobar que los resultados obtenidos en las simulaciones se asemejen a los obtenidos en la plataforma experimental, validando así este modelo numérico.

2. ESTADO DEL ARTE

Durante este punto se procederá a comentar los estudios y los artículos científicos previos en los cuales este trabajo se apoya. Esos estudios serán útiles tanto para la parte dedicada al desarrollo del modelo termo-hidráulico para la refrigeración del transformador como para el estudio del modo en que afecta envejecimiento del aceite refrigerante utilizado en el transformador en su capacidad para evacuar el calor del mismo.

La publicación que tendrá una mayor influencia en este trabajo será la publicada en el año 2011 por Jon Gastelurrutia, un artículo sobre el desarrollo de un modelo matemático-numérico de un transformador trifásico de distribución cuya refrigeración será tipo ONAN, para realizar un estudio sobre la convección natural que se genera en el aceite refrigerante dentro de la máquina. Esto estará basado en una descripción diferencial del flujo y en la transferencia de calor que ocurre en su interior. Así, se obtienen tanto el movimiento como la distribución de temperaturas del aceite a partir de un software comercial para el estudio de los métodos de elementos finitos o CFD -ANSYS FLUENT-. Con la utilización de un modelo en 2D utilizando la simetría de la geometría para reducir el volumen a estudiar del transformador a un corte en 2D además de tomar ciertas simplificaciones geométricas. Para tomar la simetría se seleccionan dos planos de corte ortogonales que coinciden con los planos de simetría del transformador, consiguiendo así una sección que contiene las partes activas fundamentales del transformador como son el tanque y una de las aletas huecas de ese tanque que favorecen la refrigeración del transformador. Los resultados que se obtienen en ese modelo 2D se comparan con un modelo 3D completo para asegurar que la distribución de temperaturas y el flujo de aceite del modelo 2D se adecua al del 3D. Así, se puede realizar la validación del modelo mediante la comparación de los valores de temperatura obtenidos en el modelo con el valor de esas mismas temperaturas medidas mediante sondas en una plataforma de ensayo donde se realizarán experimentos en un transformador para obtener las mediciones de esas temperaturas.

Se estudiarán varios regímenes en el flujo fluido, centrándose en la influencia que generan los diferentes modelos de turbulencia sobre los resultados obtenidos después de comprobar la existencia del régimen turbulento en la parte

alta de la geometría del transformador mediante estimaciones analíticas a partir del número de Rayleigh. Además, se realiza un estudio de las condiciones de contorno térmicas requeridas por el modelo, no usando así valores medios provistos por la bibliografía. Este artículo llega a conclusiones que avalan la eficiencia del modelo simplificado para evaluar el comportamiento termo-hidráulico del transformador. El patrón que sigue el aceite se describe mediante la estratificación del aceite en la cuba, además de varios factores más como la existencia de succiones de aceite provocadas por los flujos de aceite que sale de los conductos de refrigeración internos que presentan los devanados. Además, la influencia de la turbulencia es validada, además de la independencia del modelo respecto al nivel de mallado obtenido y las condiciones de contorno que dependen de la posición [1].

En el año 2011 se publicó un artículo por los autores Sifeddine Abdi, Ahmed Boubakeur, Abderrahmane Haddad y Noureddine Harid tratando la influencia del envejecimiento acelerado del aceite de un transformador. En ese artículo se parte de los datos experimentales obtenidos mediante el ensayo bajo varias temperaturas para un aceite mineral que previamente ha sido envejecido de forma artificial. La forma de observar el efecto del mismo sobre las propiedades físico-químicas y eléctricas del fluido refrigerante. Esas pruebas constan del envejecimiento acelerado por un tiempo definido y a diferentes temperaturas. En este caso el envejecimiento se realizará durante 5000 horas con un calentamiento a cuatro temperaturas distintas, las cuales variarán entre los 80°C y los 140°C en intervalos de 20°C. Durante la realización de esa prueba se toman distintas medidas de esas propiedades eléctricas de las que se busca ver posteriormente su variación, en intervalos de 500 horas de envejecimiento. Posteriormente se procede al estudio de las propiedades físico-químicas para conocer las modificaciones que se producen en los valores de las mismas a medida que el envejecimiento del aceite aumenta. En esta investigación experimental los resultados desvelaron que, después de someter al aceite mineral al envejecimiento térmico acelerado, el mismo sufría una degradación apreciable de sus propiedades. Especialmente se afectaba al grado de acidez, tensión de ruptura, factor de disipación y humedad, afectándose más a medida que la temperatura a la que se realizaba el envejecimiento es mayor. Así, estos

autores demuestran que el incremento de la temperatura del ensayo crea productos ácidos y al aumento de la humedad en ese aceite. Por lo tanto, estas son las causas principales de la degradación de las propiedades aislantes del aceite. Además, se obtiene otra conclusión: cuando el aceite se envejece a temperaturas por debajo de los 100°C, presenta un envejecimiento térmico aceptable en el cuál sus propiedades no se ven afectadas de manera significativa pudiendo suponerse su valor constante debido a la poca degradación sufrida por el aceite. Por otro lado, cuando las temperaturas a las que se produce el envejecimiento alcanzan los 120°C, se producía una degradación muy notable en un tiempo relativamente corto [2].

En el año 2015, un estudio realizado por K. S. Kassi, M. I. Farinas, I. Fofana y C. Volat titulado “Analysis of Aged Oil on the Cooling of Power Transformers from Computational Fluid Dynamics and Experimental Measurements”, se realizaron investigaciones tanto numéricas como experimentales para estudiar cual es el impacto del envejecimiento de la capacidad refrigerante del aceite mineral. Esto se realiza con tres objetivos distintos:

- Estudiar el impacto del envejecimiento del aceite sobre sus propiedades físico-químicas
- Estudio del impacto del envejecimiento del aceite sobre su viscosidad
- Desarrollo de ecuaciones empíricas representando los cambios de viscosidad del aceite

El modelo utilizado consiste en un modelo 2D axisimétrico. Los resultados de este estudio muestran que la viscosidad del aceite aumenta con el envejecimiento y da una correlación entre la viscosidad y los indicadores de envejecimiento.

Los test de envejecimiento térmico acelerado sobre muestras de aceite mineral se llevaron a cabo bajo condiciones de laboratorio. Consiste en la colocación en un horno de convección a 115°C de vasos de precipitado con aceite y cobre como catalizador. Las muestras se retiran en el momento preciso para cada uno de los tres niveles de envejecimiento que se van a estudiar: 0, 500 y 1500 horas. Para cada una de las muestras se realizan test para algún indicador de envejecimiento como la viscosidad. Las medidas se realizan para 20°C y 80°C.

Así, se demuestra que la viscosidad cinemática aumenta de forma considerable con el envejecimiento -18% mayor para un envejecimiento de 1500 horas-. Esto demuestra que la degradación afecta a la viscosidad, aumentándola.

Una vez estudiados esos tres distintos modelos -uno para cada nivel de envejecimiento-, se obtienen valores de temperatura en el punto caliente en función de ese desgaste.

Envejecimiento	Temperatura (°C)	Incremento (%)
0	53.5	0
500	53.5	0
1500	75.6	41.3

Tabla 2.1. Temperaturas e incrementos en el punto caliente en función de la duración del envejecimiento

Así, los resultados muestran que la viscosidad del aceite aumenta con el envejecimiento y proporciona una correlación entre la viscosidad y los indicadores de envejecimiento [3].

Durante el 2015, Juan Carcedo Haya publicó su tesis doctoral en la que se estudia la degradación temporal de un sistema dieléctrico en un transformador desde dos prismas: el estudio post-mortem de la degradación producida en el aislamiento sólido en un transformador de distribución fuera de servicio y los efectos de una degradación térmica acelerada sobre el papel Kraft con aceites dieléctricos de distinta índole. En la primera parte de esta tesis, se estudió la degradación del papel en términos físico-químicos y de resistencia mecánica. Por otro lado, en la segunda parte del estudio se sometió a un envejecimiento térmico acelerado a tres temperaturas -110°C, 130°C y 150°C- a tres tipos distintos de aceites, una muestra de aceite mineral y dos de aceite vegetal junto con muestras de papel Kraft. Para comprobar el envejecimiento del aceite, se estudian ciertas propiedades del mismo. Las conclusiones obtenidas para este estudio corroboran que el aceite mineral es la muestra cuyas propiedades se ven menos afectadas después del proceso. Sin embargo, los resultados muestran que los aceites vegetales impregnando el papel Kraft le confieren una mayor capacidad de resistencia ante el envejecimiento [4].

Por último, en el año 2016, Inmaculada Fernández junto con otros profesores del departamento de ingeniería eléctrica, elaboró un artículo sobre la degradación térmica del papel Kraft en los transformadores de potencia cuyo refrigerante es el éster natural. El papel Kraft junto con el aceite dieléctrico el sistema de aislamiento más común en los transformadores de potencia, y debido a la creciente aparición de ésteres naturales para la sustitución del aceite mineral como aceite refrigerante, se requieren de nuevos estudios para comprender las características y el comportamiento de estos nuevos líquidos dieléctricos para evaluar el desgaste que sufren los componentes aislantes, ya que son estos los que comprometen la esperanza de vida de los transformadores. Así, se realiza un estudio de distintas propiedades del papel, siendo la más importante el grado de polimerización o DP. Ese valor mide la longitud de las cadenas de polímeros de la celulosa del papel aislante, las cuales se van acortando a medida que aumenta la degradación del papel. En el momento en que este valor disminuye de 200, se considera que el papel ha sufrido una degradación tal, que su vida útil ha llegado a su fin, volviéndose muy quebradizo [5].

3. EL TRANSFORMADOR

3.1 DEFINICIÓN

El transformador es una máquina eléctrica, estática, destinada a funcionar por medio de corriente alterna, constituida por dos arrollamientos que reciben el nombre de devanados primario y secundario que, a través de la inducción electromagnética, permiten transformar energía eléctrica de un sistema de tensión-corriente en otro sistema de igual frecuencia, pero de distinta magnitud sin necesidad de un contacto eléctrico directo entre ambos dos. Los transformadores han permitido a lo largo de los años el desarrollo en la utilización del transporte de energía a grandes distancias, por lo que permiten reducir la sección de los conductores para su transporte al elevar la tensión y acercarse a rendimientos cercanos a la unidad.

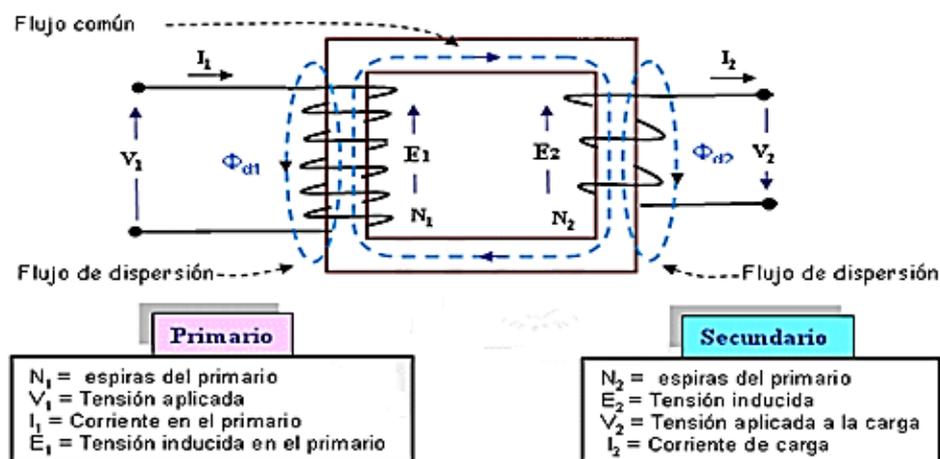


Figura 3.1. Transformador monofásico

3.2 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS

Un transformador básico está compuesto de dos conductores arrollados sobre un núcleo ferromagnético. Cada uno de estos arrollamientos supone la entrada y la salida del transformador, y son conocidos como devanados. Las partes principales que conforman un transformador son: núcleo, devanados, sistema de refrigeración y aisladores pasantes de salida.

El núcleo forma el circuito magnético del transformador. Está construido a base de unas chapas de acero al silicio sometidas a un tratamiento químico determinado, conocido como carlite, que recubre cada una de las chapas de una

capa aislante muy delgada para evitar las pérdidas en el hierro, disminuyendo las corrientes parásitas. El circuito magnético está formado por columnas, aquellas partes sobre las que van montados los devanados, y las culatas, que son las partes que realizan la unión entre las columnas. Los espacios que aparecen entre las columnas y las culatas, por los cuales pasan los devanados, se denominan ventanas de núcleo.

Según la posición relativa entre el núcleo y los devanados, los transformadores se clasifican en distintos tipos: acorazados, en los que el núcleo abraza a los devanados, y de columnas, en los que son los devanados los que se encargan de rodear casi totalmente el núcleo magnético.

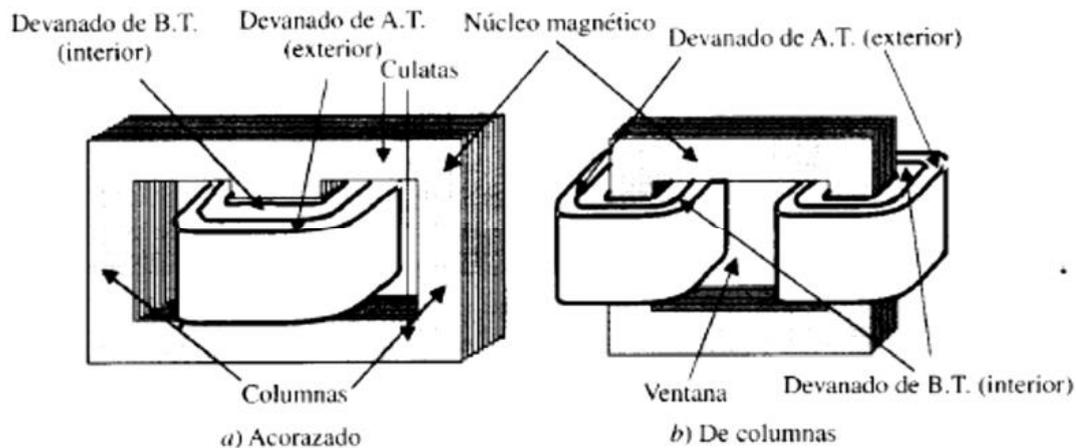


Figura 3.2. Tipos de transformador. Acorazado (izq.) y de columnas (der.)

Otro aspecto característico de esos núcleos es la sección transversal de las columnas de ese transformador. En transformadores pequeños las columnas tienen una sección cuadrada o rectangular mientras que cuando hablamos de transformadores de una potencia mayor, la sección transversal tiene una forma poligonal escalonada para conseguir un mejor aprovechamiento del espacio, siendo el número de escalones mayor cuando la potencia del transformador es mayor, denominándose sección de tipo cruciforme.

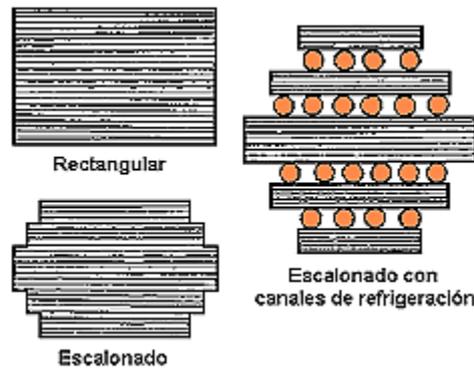


Figura 3.3. Sección transversal de los núcleos

Los devanados constituyen el circuito eléctrico del transformador. Se realizan con conductores de cobre, en forma de hilos redondos con diámetros pequeños o sección rectangular -pletinas- para secciones mayores. Estos conductores se encuentran recubiertos por una capa aislante que puede ser barniz para pequeños transformadores y cuando está compuesto por pletinas pueden ser una o varias capas de fibra de algodón o cinta de papel.

Dependiendo de la disposición relativa que existe entre los arrollamientos de alta y baja tensión, los devanados pueden ser de dos tipos, concéntricos o alternados. En los devanados concéntricos, los arrollamientos tienen forma de cilindros coaxiales, colocando el devanado de baja tensión interiormente respecto al devanado de alta tensión, ya que es más fácil de aislar respecto del núcleo que el de alta tensión y entre ellos se intercala un cilindro aislante que puede ser de cartón o de papel baquelizado.

En los devanados alternados, los arrollamientos se subdividen en distintas secciones de forma que las partes de los devanados de alta y baja tensión se suceden de forma alternativa a lo largo de la columna del núcleo. Para disminuir el flujo de dispersión, es habitual que en cada extremo se coloque media bobina que por razones de aislamiento pertenecen al devanado de baja tensión.

Tanto el núcleo como los devanados son introducidos en una cuba sumergidos en un líquido refrigerante, que habitualmente es un aceite que puede ser de distintos tipos -aceite mineral, éster natural, aceites de silicona, etc...- y tiene como objetivo refrigerar y aislar el transformador, que se tratará en capítulos posteriores.

La cuba debe tener unas condiciones específicas de diseño tales como cerrar de forma hermética, soportar el vacío absoluto sin deformarse, proteger, ofrecer puntos de apoyo útiles para el transporte y la carga del conjunto, soportar los enfriadores, ventiladores, bombas de aceite y demás accesorios necesarios.

Los bornes de los transformadores son extraídos de la cuba por medio de pasantes de porcelana, rellenos de aire o aceite. Cuando se utilizan altas tensiones, se produce un fuerte campo eléctrico entre el conductor terminal y el borde del orificio en la tapa superior de la cuba. Para evitar perforaciones se realiza una serie de cilindros que rodean el borne metálico dentro del espacio cerrado que contiene el aceite. Se pueden distinguir si los pasantes corresponden a las tomas de alta o baja tensión por su altura, siendo los más altos los requeridos para conseguir el aislamiento necesario para la alta tensión.

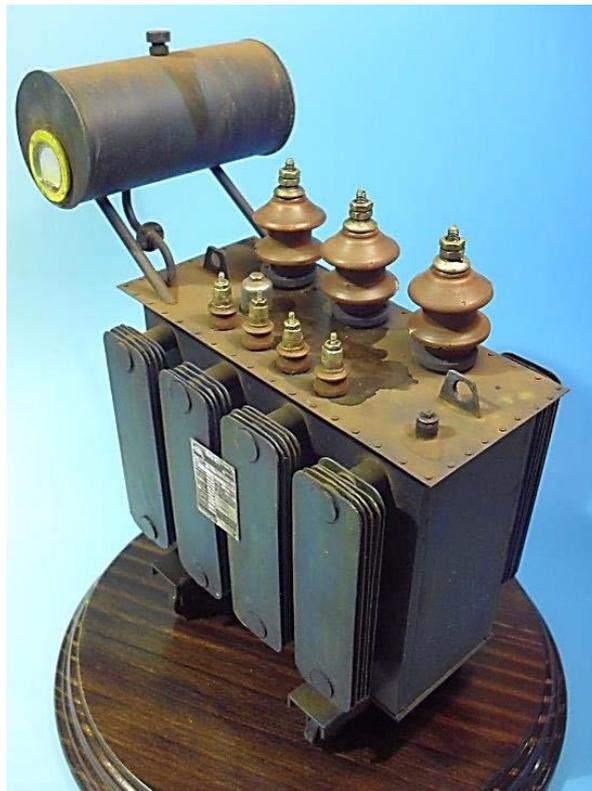


Figura 3.4. Aisladores de un transformador

3.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El funcionamiento de un transformador se basa en las leyes de inducción electromagnética. Al aplicar una tensión alterna al devanado primario, circulará por el mismo una corriente alterna que producirá un flujo alterno en el núcleo. Debido a la variación periódica del flujo se crean fuerzas electromotrices inducidas en los devanados siguiendo la ley de Faraday y oponiéndose al cambio del flujo siguiendo la ley de Lenz. Esa fuerza electromotriz es proporcional a la variación instantánea del flujo y al número de vueltas que tiene el devanado, dando lugar a dos fuerzas electromotrices, que son distintas en el primario y el secundario, cuya relación es igual a la relación del número de vueltas de cada uno de los devanados, dado que el flujo en los devanados es el mismo.

Si se conecta una carga al secundario del transformador, aparecerá una corriente que atraviesa el secundario que generará una fuerza magnetomotriz que tratará de cambiar el flujo. Dado que la tensión del transformador se mantiene invariante mientras la fuente se mantenga constante, el flujo no debiera cambiar, por lo que debe aparecer una nueva fuerza magnetomotriz, igual y opuesta a la producida en el devanado secundario, en el primario. Si se establece una relación entre las tensiones y corrientes del primario y secundario, se obtiene la relación de transformación.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (1)$$

Si se analiza la potencia en cada uno de los devanados se observa que el producto de la tensión y la corriente es constante, con lo que se deduce que, de forma ideal, el transformador no consume potencia alguna.

3.4 PÉRDIDAS EN UN TRANSFORMADOR

Un transformador, como el resto de máquinas eléctricas, experimenta ciertas pérdidas que pueden ser de distintos tipos. En los transformadores se tienen pérdidas en el cobre, pérdidas en el hierro y pérdidas parásitas producidas por corrientes inducidas en el tanque o cuba y en los soportes metálicos por flujos de dispersión en el primario y el secundario.

Las pérdidas en el cobre vienen dadas por el efecto de la resistividad del mismo (efecto Joule) y son proporcionales a la resistencia del conductor y al cuadrado de la intensidad que transportas.

Las pérdidas en el hierro se dividen en pérdidas por corrientes de Foucault y por corrientes parásitas y pérdidas por histéresis. Las pérdidas por corrientes parásitas se deben a la inducción de corriente eléctrica en el núcleo donde se disipa en calor. Para reducir este efecto, el núcleo del transformador se construye mediante láminas de pequeño espesor, aisladas eléctricamente entre ellas, de forma que así se disminuya la corriente inducida en el núcleo y las pérdidas por este efecto. Las pérdidas por histéresis se producen motivadas por la histéresis que presentan los núcleos ferromagnéticos y estas dependen del material, la frecuencia y la inducción máxima a la que son sometidos.

Las pérdidas por corrientes inducidas son de la misma naturaleza que las pérdidas producidas por las corrientes parásitas, pero su valor es mucho menor que estas.

Además, si el transformador tiene elementos auxiliares en funcionamiento - ventiladores o bombas- esas máquinas tendrán pérdidas que deberán ser consideradas.

3.4.1 Rendimiento de un transformador

Como en cualquier máquina eléctrica, el rendimiento es el cociente entre la potencia en el secundario o la potencia útil y la potencia en el primario o potencia total, aunque también se puede expresar en función de la potencia perdida siendo esta el cociente entre la potencia del secundario y la suma de la potencia en el secundario sumando la potencia perdida.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_p} \quad (2)$$

Pese a la existencia de estas pérdidas eléctricas, los transformadores de potencia son dispositivos con una eficiencia envidiable, con rendimientos superiores al 99%, con lo que las pérdidas expuestas suponen aproximadamente un valor que corresponde al 0.5% de la potencia aparente nominal.

El rendimiento de un transformador es prácticamente constante, pero disminuye de forma ligera al aumentar la carga, ya que las pérdidas eléctricas aumentan mientras que las pérdidas magnéticas se mantienen constantes en el tiempo.



Figura 3.5. Eficiencia de un transformador

3.5 CALENTAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

Las pérdidas que se generan en el transformador se disipan en forma de calor y producen un incremento en las temperaturas y una disminución de la eficiencia de la máquina. El calor se produce en los devanados y en el núcleo, y se va disipando hacia el exterior mediante mecanismos de convección y radiación.

Tras la conexión de la máquina a una tensión dada, se produce un incremento progresivo de las temperaturas y generación de calor hasta que el transformador alcanza sus condiciones de servicio, en las cuales la temperatura se hará constante. Esa temperatura constante determinará el diseño de la máquina, así como la selección de los materiales aislantes para conseguir unas condiciones de funcionamiento más óptimas. El aislamiento utilizando de forma más habitual consiste en un material poroso de celulosa impregnado con un líquido aislante.

El incremento de la temperatura por encima de las condiciones de servicio del transformador da lugar a una aceleración de la degradación de los materiales

aislantes y, por lo tanto, se produce un acortamiento de la vida útil de esos materiales. De forma orientativa, la vida de los aislantes se acorta a la mitad o se alarga al doble al producirse una variación de 10°C por encima o por debajo de esa temperatura de servicio respectivamente.

Además, el calor producido por esas pérdidas marca la capacidad de la máquina eléctrica. Por una parte, las pérdidas magnéticas del transformador dependen de la tensión aplicada. Por otro lado, las pérdidas en el cobre dependen de la corriente que los atraviesa. Por tanto, para mantener la temperatura del transformador dentro de unos límites aceptables se han de establecer límites tanto de tensión como de corriente. Esos valores serán denominados tensión y corriente nominal respectivamente. La capacidad de potencia del transformador viene dada por el producto de la tensión nominal con la corriente nominal, estando la potencia nominal expresada en términos de potencia aparente.

Debido a esto, y a modo de conclusión, se considera que la refrigeración es un punto fundamental del diseño de los transformadores. La eficiencia y calidad de la refrigeración conseguida determinará de forma directa la vida útil del transformador, el rendimiento y las posibles pérdidas del mismo, así como los peligros en su uso.

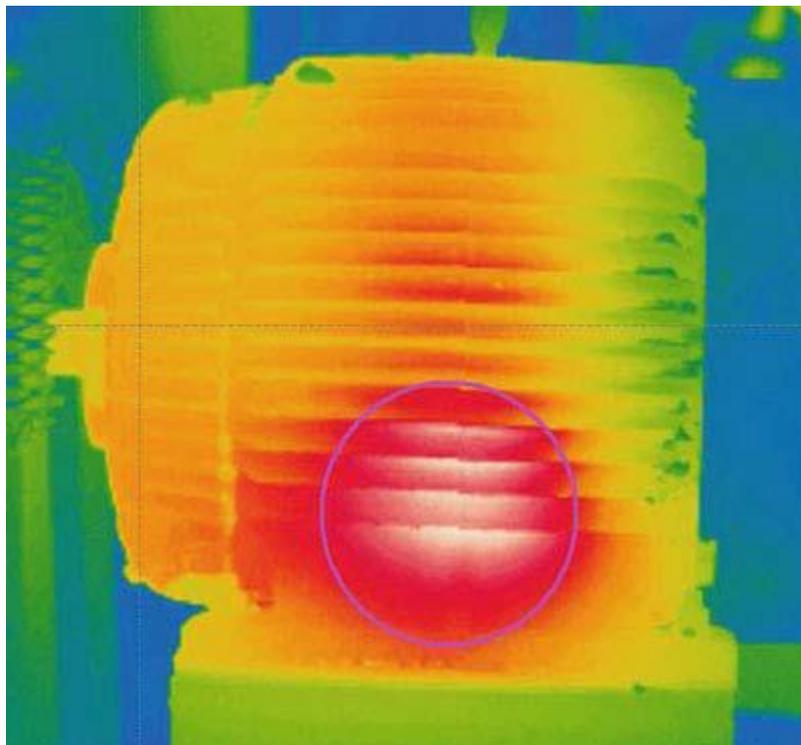


Figura 3.6. Sobrecalentamiento de un transformador

4. REFRIGERACIÓN DE UN TRANSFORMADOR

4.1 INTRODUCCIÓN

Los transformadores acostumbran a disponer de algún sistema o método de refrigeración para así respetar las condiciones óptimas de funcionamiento.

4.2 DISTINTOS MÉTODOS DE REFRIGERACIÓN

Dado que, como todos los transformadores no funcionan de igual manera, tampoco todos tienen las mismas necesidades en lo referente a cantidad de refrigeración. Así es, que existen diferentes métodos de refrigeración para los transformadores, los cuales aumentan su eficacia, pero también su complejidad y su coste a medida que aumenta la potencia nominal de los mismos.

Así, los transformadores podrán estar refrigerados de distintas maneras: por aire, en la denominada refrigeración en seco, o por aceite, siendo esta conocida como refrigeración por baño en aceite. El sistema elegido para la refrigeración de cada transformador debe garantizar que la temperatura de operación alcanzada por la máquina sea la adecuada para así conseguir que los componentes que forman el transformador, en particular los aislantes, tengan una vida útil óptima.

Cuando nos referimos a máquinas cuyas potencias nominales son pequeñas, la superficie externa del transformador tiene un área lo suficientemente extensa para conseguir evacuar el calor necesario del interior del mismo, siendo este un transformador en seco. Este tipo de transformadores disponen en la cuba de una rejilla de ventilación en la que están protegidos para que fluyan corrientes de convección sobre las superficies de los devanados y el núcleo. Cuando los transformadores comienzan a tener valores de potencia de cierta envergadura, estos mismos ventiladores requerirán de un sistema que genere una circulación de aire forzada para mejorar la refrigeración de los componentes de la máquina. Este tipo de ventiladores son utilizados en interiores, protegidos de zonas hostiles donde puedan llegar a estropearse.



Figura 4.1. Transformación con refrigeración tipo seco

Los transformadores de distribución de pequeña potencia, se encuentran en mayor parte sumergidos en aceite, normalmente aceite mineral, encerrados en un tanque de acero conocido como cuba. El aceite absorbe el calor de las partes calientes del transformador -devanados y núcleo- y lo disipa por medio de la radiación y la convección al aire exterior. Debido a la mejor capacidad de aislamiento del aceite respecto de la del aire, este se utiliza para transformadores de alta tensión para así conseguir una mayor seguridad. Conforme aumenta la potencia nominal del transformador, se agregan elementos para favorecer la disipación del calor, como son radiadores o aletas externas cuya función es aumentar la superficie de contacto de la cuba llena de aceite con el exterior. El aceite, que debido a los flujos de convección circula entre las partes del transformador recogiendo el calor que estos elementos calientes producen y pasa a través de los radiadores, lugar donde el calor es transferido al aire que rodea la cuba. Para mayores potencias se utilizan ventiladores que soplan aire sobre los radiadores, aumentando así el gradiente de temperaturas entre el aire circundante y el aceite que está en los radiadores.



Figura 4.2. Transformador con refrigeración tipo bañado en aceite

Algunos transformadores refrigerados por aceite tienen un depósito de expansión asociado a su cuba. Es un dispositivo de seguridad que se utiliza en casos en los cuales el calor puede provocar un significativo aumento del volumen de aceite, lo que, en caso de la no existencia de este depósito provocaría una sobrepresión dentro del propio transformador que podría dar lugar a ciertas deformaciones o roturas de la cuba contendor, con los consecuentes incidentes eléctricos y medioambientales, este último muy acentuado cuando el aceite del transformador es aceite mineral, ya que el mismo tiene unas características muy nocivas para el medio ambiente.

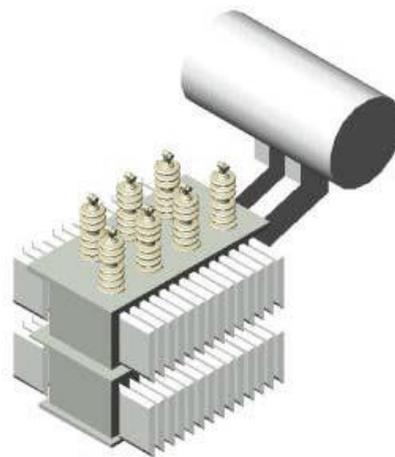


Figura 4.3. Transformador con refrigeración tipo bañado en aceite con depósito de expansión

Cuando se habla de transformadores de alta potencia, el intercambio entre aceite y aire no es suficiente para conseguir la disipación de calor necesaria para mantener la temperatura. Debido a esto, se produce un sobrecalentamiento del aceite, líquido inflamable. Por lo tanto, el intercambio de calor se realiza mediante un intercambiador aceite-agua. El aceite caliente se bombea desde la cuba hacia un intercambiador de calor, donde es refrigerado con el contacto con agua fría. Un intercambiador es una manera muy efectiva de conseguir una refrigeración, pero también es la más costosa al tener que refrigerar el agua por lo que solo se utiliza en casos de imperiosa necesidad.

4.3 NOMENCLATURA DE LOS TIPOS DE REFRIGERACIÓN

Un transformador viene definido por una serie de datos que se reflejan en la placa de características que vienen colocadas en los transformadores. Primeramente, se indica el valor de su capacidad nominal, en segundo lugar, se muestra las tensiones nominales de los devanados y junto con estos datos, se muestran unos caracteres alfabéticos que indican el sistema de refrigeración utilizado por el transformador. Esta serie que rige el sistema de refrigeración viene dada por la norma IEC 60076-2.

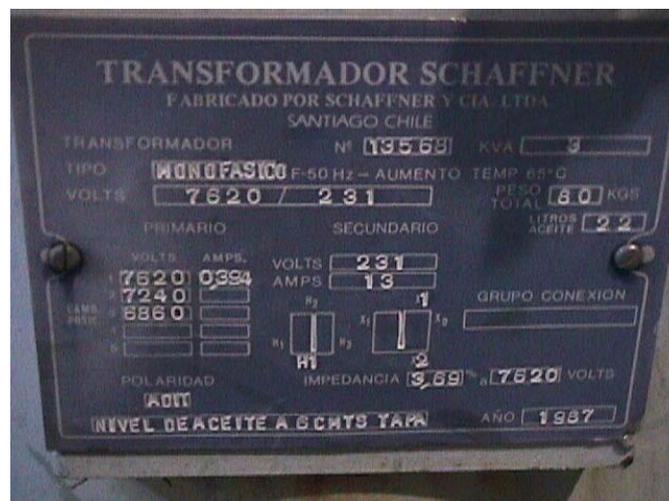


Figura 4.4. Placa de valores de un transformador

Esta norma indica que los transformadores bañados en aceite tienen su propio método de refrigeración. Ese método vendrá indicado por un código de cuatro letras que describirá la forma en la que cada transformador, dependiendo de las características comentadas anteriormente, será identificado.

LETRA	SIGNIFICADO
O	Líquido aislante mineral o sintético con punto de inflamación $\leq 300^{\circ}\text{C}$
K	Líquido aislante con punto de inflamación $> 300^{\circ}\text{C}$
L	Líquido aislante con punto de inflamación no medible

Tabla 4.1. Significado de la primera letra en el código de refrigeración

La segunda letra indica el mecanismo de circulación del fluido refrigerante interno.

LETRA	SIGNIFICADO
N	Circulación natural a través de los sistemas de refrigeración y en los arrollamientos por termosifón
F	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, flujo de termosifón en bobinas
D	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, bajo la dirección de los equipos de refrigeración en al menos los devanados principales

Tabla 4.2. Significado de la segunda letra en el código de refrigeración

La tercera letra indica el medio de refrigeración externo.

LETRA	SIGNIFICADO
A	Aire
W	Agua

Tabla 4.3. Significado de la tercera letra en el código de refrigeración

La cuarta letra indica el tipo de circulación del medio refrigerante externo.

LETRA	SIGNIFICADO
N	Convección natural
F	Convección forzada (bombas, ventiladores, ...)

Tabla 4.4. Significado de la cuarta letra en el código de refrigeración

Por lo tanto, se puede definir el sistema de refrigeración a usar en el estudio con el código ONAN para los ensayos en los que se utilizará aceite mineral y KNAN cuando el líquido refrigerante sea el éster natural, lo que quiere decir que la refrigeración interna del mismo es realizada por aceite mineral con circulación natural, con medio de refrigeración externo siendo aire con convección natural

en el primero de los casos mientras que en el segundo caso se tendrá éster natural con circulación natural con un medio de refrigeración externo que será aire con convección natural.

4.4 CONSERVACIÓN DEL ACEITE EN EL TRANSFORMADOR

En transformadores de grandes y medianas potencias, la generación de calor es importante por lo que para la disipación del calor generalmente se utiliza un líquido dieléctrico. El mantenimiento de las propiedades de esos fluidos que se utilizan como líquidos refrigerantes es un factor determinante en la vida del transformador, para así evitar posibles errores, accidentes y un mal funcionamiento, producto de la pérdida de las funciones o propiedades del líquido debido a su deterioro.

Los transformadores de potencia exigen el uso de un gran volumen de líquido refrigerante, por lo que, si se produce un deterioro prematuro, una sustitución del mismo o una parada del transformador, se producirán un elevado coste de mantenimiento que se busca evitar. Como además el aceite mineral es un producto nocivo para el medio ambiente, su eliminación debe regirse por las leyes medioambientales y deberán respetarlas. Así pues, debe tenerse en cuenta su eliminación cuando sea necesaria la renovación del líquido del transformador por uno nuevo. Además, debemos tener en cuenta que una degradación del líquido y su consiguiente mal funcionamiento es una causa de potenciales accidentes y averías como son los incendios producidos en los mismos y explosiones en el transformador, algo grave tratándose de un gran volumen de líquido en los casos mencionados.



Figura 4.5. Avería de un transformador

Los líquidos refrigerantes experimentan con el tiempo un envejecimiento y un deterioro de sus propiedades. En todos ellos, la elevación de temperatura, el contacto con el aire, la presencia de humedad y de oxígeno, causantes de la oxidación y de la formación de lodos, barro y otros subproductos que pueden alterar la composición original del aceite, causando eso una disminución de las propiedades aislantes y refrigerantes del aceite. Tenemos la posibilidad de utilizar varios métodos para preservar las propiedades de líquido refrigerante del transformador y las estructuras aislantes por las que fluye. El más extendido de los métodos consiste en un diseño óptimo de la cuba, aunque existen otros métodos como el Relé Buchholz.

4.4.1 Diseño de la cuba

El método de diseño para la realización de la cuba es el más extendido en lo referente a la conservación del líquido refrigerante de los transformadores. Los diseños que más se ponen en práctica son los siguientes:

- Sistema de presión positiva: Este tipo de diseño de cuba conlleva el uso de unos gases inertes que mantienen dentro del transformador una presión positiva en el espacio de gas que queda dentro del transformador. El gas inerte que se utiliza de forma habitual es nitrógeno comprimido, el cual es inyectado de forma progresiva en el lugar del gas cuando la presión interna se reduce y cae fuera de rango.

- **Sistemas de tanque sellado:** Este tipo de sistemas tiene un tanque interior completamente aislado y separado de la atmósfera exterior de forma hermética, y mantienen un espacio o una capa de gas que se asienta sobre el refrigerante. El volumen total, consistente de la suma de líquido y gas es constante. En este tipo de cubas, se puede disponer de presiones internas negativas en cargas bajas o temperaturas y presiones positivas con carga e incrementos de temperaturas.
- **Sistemas con depósitos de expansión:** En estos casos, se dispone de un depósito auxiliar situado en la parte superior del transformador. Estos depósitos se usan tanto con o sin bolsa de aire. Si poseen esa bolsa de aire, proporcionan mayor separación de la atmósfera exterior. El tanque principal del transformador tiene todo su volumen ocupado con líquido refrigerante mientras que el tanque auxiliar solamente tiene ese líquido en su interior de forma parcial. Así pues, esto puede cambiar, aumentando o disminuyendo ese volumen de forma directamente proporcional a las expansiones y contracciones que puede sufrir el líquido al modificarse sus propiedades.

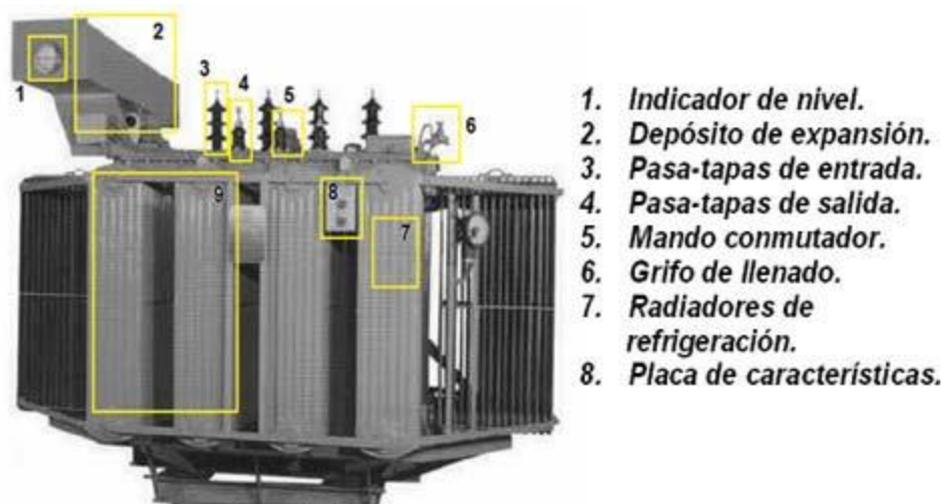


Figura 4.6. Partes de la cuba de un transformador de potencia

4.4.2 Relé de Buchholz

El relé de Buchholz es un dispositivo que forma parte de la protección primaria y principal en los transformadores en los que está dispuesto. Actúa detectando gases acumulados en su cámara, debido a una falta de aceite en la cuba del transformado o por el flujo de aceite provocado por descargas eléctricas internas

o cortocircuitos que puedan ocurrir dentro de un transformador. La protección de Buchholz protege la máquina contra los efectos que se pueden producir en el interior de la cuba. Este método se encuentra basado en que las irregularidades en el funcionamiento de los transformadores generan en los calentamientos locales localizados en los arrollamientos, lo que a su vez provoca la aparición de gases dentro del aceite.

Esos gases que se producen en el aceite, ascienden por un conducto donde está instalado el relé de Buchholz. La caja en la que se encuentra colocado el mismo está llena de aceite sobre el cuál flotan dos flotadores móviles. En el momento que, por algún defecto que se produzca dentro del transformador, se producen burbujas de gas que se elevan hasta el tanque de expansión y son captadas por este dispositivo, se almacenan en la caja, por lo que el nivel de aceite baja de manera progresiva. Cuando la cantidad de gases acumulados llega a un cierto nivel, el flotador de la parte superior sufre una inclinación, provocando el cierre del contacto de un circuito de alarma. En el caso de ignorarse esta alarma, o debido a que se cause un defecto grave, el gas se sigue acumulando hasta superar el nivel en el cual el flotador interior se inclina tanto que produce el cierre de un contacto que provoca la desconexión automática del transformador.

En el caso de producirse un deterioro de suficiente magnitud para que se produzca un arco eléctrico en el interior de la cuba, el flujo de aceite es tan violento que se provoca el cierre automático de un contacto que provoca la desconexión instantánea del transformador, evitando así que se produzca una avería por sobrecarga. El relé detecta cortocircuitos tanto entre espiras como sobre arrollamientos y núcleo y entre los propios arrollamientos, interrupción de una fase, sobrecargas excesivas, pérdidas de aceite y demás averías. La ventaja importante que proporciona este elemento de seguridad es su elevada sensibilidad para advertir deterioros o fallos que se pueden producir de inmediato, cuando los sistemas de detección y protección tradicionales más sensibles serían incapaces de detectarlos.

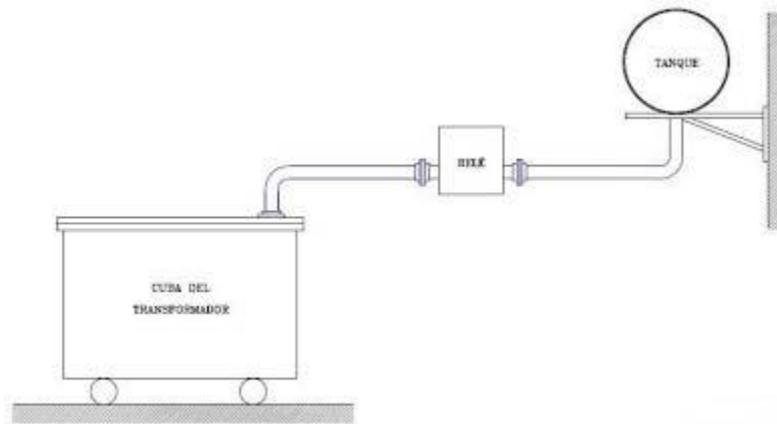


Figura 4.7. Posición de un relé Buchholz en un transformador

5. EL ACEITE MINERAL

5.1 INTRODUCCIÓN

El aceite mineral de un transformador se compone de forma principal de carbono e hidrógeno en moléculas que presentan diferentes estructuras.

Los aceites parafínicos están formados por moléculas que pueden ser tanto de cadena lineal como ramificada. Los alcanos normales de tipo cadena lineal se conocen como parafinas, pero si son enfriados se impide su libre flujo y se deben tomar las precauciones necesarias para utilizarlos en un clima donde las temperaturas sean bajas, debido al aumento de la viscosidad del aceite.

Los aceites nafténicos también son conocidos como aceites cicloalcanos. Están formados por moléculas con una estructura anular, que presentan excelentes características a bajas temperaturas.

Todos los aceites de transformador contienen moléculas aromáticas con una estructura molecular totalmente distinta de las moléculas parafínicas y nafténicas, tanto física como químicamente.

Dentro de los transformadores se puede producir una oxidación del aceite que se encuentra en la cuba del mismo. La oxidación del aceite se ve influenciada por dos de sus parámetros principales: oxígeno y temperatura. Es de notar que los aceites contienen una pequeña cantidad de aire, incluso después de la degasificación -entre un 0.05 y un 0.25% de oxígeno por volumen-. Además, el calor provoca una aceleración en este deterioro. Los procesos de oxidación se producen por una actividad de descargas parciales en micro burbujas, las que generan ozono, elemento especialmente activo en los procesos de oxidación. El proceso de oxidación se inhibe con aditivos denominados antioxidantes. Existen dos tipos de aceites en el mercado, inhibidos y no inhibidos. De hecho, todos los aceites son inhibidos, los inhibidos por la adición de fenol retardado (destrucción radical), y los no inhibidos con inhibidores naturales (destrucción por peróxido). La actividad de los antioxidantes dura un tiempo definido, llamado período de inducción, durante el cual previenen la formación de peróxidos con radicales libres.

5.2 HISTORIA DE LOS LÍQUIDOS REFRIGERANTES

Los primeros transformadores que se construyeron eran de pequeña potencia y la refrigeración que necesitaban era simplemente el aire ambiental. A medida que la capacidad de potencia de los transformadores construidos aumentaba, requerían de unas nuevas soluciones. La primera de las soluciones para conseguir mejorar la refrigeración, desde un principio, fue la utilización del aceite mineral obtenido a partir de la destilación del petróleo. A pesar de su gran servicio como disipador del calor, rápidamente se encontraron problemas en el uso de este líquido por su potencial peligro de ignición y explosión, debido a que inicialmente no existían consideraciones sobre la dificultad de la eliminación del mismo desde un punto de vista medioambiental [6].

5.3 MANIPULACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL ACEITE

Es esencial destacar que, durante el almacenamiento y manipulación pueden verse modificadas ciertas propiedades cruciales para las prestaciones del aceite. Debido a la facilidad en su contaminación, es necesario evitar riesgos tomando precauciones en lo relativo al proceso de manipulación, para lo cual el personal que procede con el aceite debe estar debidamente capacitado.

El contaminante más usual en los aceites de un transformador es el agua que puede entrar en el mismo durante la manipulación y almacenamiento por parte de los operarios. El aceite interactúa con el agua, reduciendo su tensión de ruptura eléctrica. Para ser extraídas, deben ser filtradas a través de filtros de partículas, los cuales forman parte de los filtros de desgasificación.

Cuando se cargan aceites de transformador para el suministro, se deben utilizar filtros especializados de un tamaño máximo de 5 micrómetros, para que el mismo esté lo más puro y limpio posible. Además, durante el transporte, la manipulación o el llenado de transformador se puede provocar la introducción en el aceite de cantidades pequeñas de contaminantes químicos provenientes de otros productos diferentes, utilizados anteriormente en el equipo usado para el nuevo transformador o por un error humano de los operarios.

Debido a que el coste de un transformador es excesivamente elevado, la supervisión de su funcionamiento a través del aceite resulta económica en

comparación con los costes que ocasionaría una avería. La avería causaría la interrupción del suministro eléctrico, la reparación oportuna y en caso de ser necesaria, el vaciado y reemplazamiento de todo el líquido refrigerante del transformador.

Por ello, para la elección de un aceite se debe asegurar una vida útil de servicio del mismo lo suficientemente larga para amortizar la inversión, preservando las propiedades requeridas del aceite por el equipo, teniendo en cuenta la tensión de servicio, el tipo de carga, las condiciones climáticas a las que está expuesto el transformador, etc....

Se debe destacar que el aceite refrigerante es un generador de información acerca del estado en el que se encuentra el transformador en el que opera ya que, con los análisis y controles pertinentes del mismo, se pueden obtener distintas indicaciones del estado de degradación del papel, presencia de puntos calientes, fallos eléctricos y demás potenciales peligros para el funcionamiento del equipo eléctrico.

Este muestreo debe ser realizado bajo unas estrictas recomendaciones, ya que de lo contrario los resultados de los análisis podrían llevar a conclusiones erróneas acerca del estado del equipo, por lo que es importante que en la toma de muestras se utilicen equipos secos, limpios y adecuados, tomando las recomendaciones de las normas existentes para su realización.

5.4 ENSAYOS REALIZADOS EN EL CONTROL DEL ACEITE

5.4.1 Revisión inicial

El color y la apariencia externa del aceite, además del propio olor del mismo, proporcionan una información rápida y valiosa in situ de posibles problemas en el interior del transformador.

5.4.2 Tensión de ruptura con corrientes alternas

El método para comprobar la tensión de ruptura nos permite evaluar la capacidad de un aceite de resistir el estrés eléctrico al que se puede ver sometido al producirse un fallo en el aislamiento de los devanados de un transformador.

Esta característica depende principalmente del contenido de agua y partículas encontradas en el aceite. Es una parte esencial en el cuidado del equipo, como el control de la tensión de ruptura antes de poner en servicio un transformador nuevo, como así también para controlar el envejecimiento del aceite y el aislante de papel, debido a que durante este proceso se genera tanto agua como partículas provenientes de la degradación del papel aislante que recubre el devanado.

La norma IEC 156 es la encargada de especificar ese ensayo, donde son utilizados electrodos tanto esféricos como semiesféricos a una distancia de 2.5 mm del aceite y, además, la modalidad de realización de la prueba, que consiste en incrementar la tensión de ensayo en pasos de 2 kV/s hasta que se produzca la descarga. Debido a que existe una imposibilidad de repetir la prueba, el resultado estimado que se tomará finalmente como resultado del ensayo estará formado por la media de seis pruebas similares.

5.4.3 Valor de neutralización

A través de este ensayo es posible indicar si en el aceite existe algún tipo de material ácido, debido a que un valor alto o un incremento de los mismos indica el comienzo de la oxidación del líquido refrigerante. Un valor alto de ácido provoca una corrosión y la formación de jabones o saponificación, proceso que causa una degradación sensible de sus propiedades eléctricas.

5.4.4 Factor de pérdidas dieléctricas y/o resistividad en cortocircuito

Estas características son muy sensibles tanto a los productos contaminantes como al envejecimiento del propio aceite.

5.4.5 Tensión superficial

Este es un análisis extremadamente sensible y capaz de ofrecer, combinado con la medición de la tangente de δ , una rápida señal de alarma al iniciarse el deterioro del aceite. El aceite que se encuentra en servicio y está fuertemente deteriorado puede contar con valores de tensión superficial inferiores a 18 mN/m.

Los límites que vienen recomendados por la norma IEC 422 sobre ajuste de los valores que han de presentar los aceites minerales ya cargados en transformadores nuevos se mostrarán en la siguiente tabla y se comparan con los requisitos de la IEC 296 que se refiere a aceites previos a ser cargados.

PROPIEDADES	GAMA DEL TRANSFORMADOR			REQUISITOS
	<72.5 kV	72.5-170 kV	>170 kV	IEC 296
Contenido de agua (mg/kg o ppm)	-	15 máx.	10 máx.	30 máx. a granel
Tensión superficial (mN/m)	35 min.	35 min.	35 min.	44 para el aceite nuevo
Tan δ a 90°C	0.015 máx.	0.015 máx.	0.01 máx.	0.005 máx.
Resistividad a 90°C	60 min.	60 min.	60 min.	-
Tensión de ruptura (kV)	40 min.	50 min.	60 min.	30 min. antes del tratamiento. 50 min. después del tratamiento

Tabla 5.1. Límites marcados por la norma IEC 422 en los valores del aceite mineral

Es ciertamente complicado que los aceites refrigerantes cumplan los requisitos de la tabla si no han sido desgasificados y filtrados. La técnica necesaria para ello consiste en calentar y tratar los aceites al vacío para originar la evaporación del agua y filtrar el mismo a través de un filtro de partículas. Las partículas interactúan con el agua, reduciendo la tensión de ruptura eléctrica.

5.4.6 Análisis de gases en el aceite y contenido de furfuraldehído.

Los eventos relacionados con el envejecimiento se van registrando en el aceite en forma de gases disueltos. Esa actividad de descargas parciales produce en su mayoría una cantidad de metano e hidrógeno. Los arcos de mayor energía producen importantes cantidades de acetileno.

Estas pruebas, realizadas para evaluar el estado físico del transformador con respecto a factores como la producción de arcos, puntos calientes y deterioro de papel, utilizando para ello equipos de análisis de cromatografía de líquidos y de gases.

La IEC 567 es una guía que incluye los métodos que conllevan una mayor eficacia y la IEC 599 es una guía para la interpretación de los análisis de los gases.

Los niveles de monóxido y dióxido de carbono en los análisis de gases en el aceite aportan una indicación del grado de deterioro que se genera sobre el papel, pero se obtiene una señal más precisa y temprana sobre el estado del papel, midiendo el contenido de furfuraldehidos del aceite.

Esto se realiza según la IEC 1198, en el que el umbral de detección de los furfuraldehidos es deliberadamente bajo [7].

5.5 FRECUENCIAS DE LAS PRUEBAS DEL ACEITE

Es muy complicado emitir ciertas recomendaciones de tipo general referidas a la frecuencia con la que un aceite refrigerante de un transformador en servicio, y el grado de deterioro permisible en el mismo antes de optar por una sustitución del mismo. Probablemente, en equipos de cierta entidad de energía eléctrica el aceite es examinado con mayor regularidad, mientras que, para pequeños transformadores de distribución, mucho más baratos, se asumen mayores riesgos realizando menos controles y menos exhaustivos que en los primeros.

La valoración del riesgo tomado no está basada de forma única en el tamaño del transformador, sino que principalmente se basa en el efecto que una avería en él puede ocasionar, generando sobre todo pérdidas económicas.

En la IEC 422 se agrupan ocho clases totalmente diferenciadas en función de la tensión de servicio y de la carga a la que funcionan, con distintas recomendaciones sobre la frecuencia de seguimiento.

Es importante realizar un análisis de tendencia, de la misma forma que reunir experiencia acumulada con todo tipo de equipos bajo distintas condiciones de trabajo.

5.6 NORMATIVA INTERNACIONAL APLICABLE AL ACEITE MINERAL

En el último lugar de este capítulo, se muestra una revisión sobre la normativa internacional que afecta a los líquidos dieléctricos: clasificación, mantenimiento, pruebas de monitorización, etc. según los organismos IEC, IEEE y ASTM. En la tabla posterior se muestran las normativas a seguir.

NORMAS	ACEITE MINERAL
IEC	61039 ed2.0 (2008) - "Classification of insulating liquids".
	60296 ed3.0 (2003) – "Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear".
	60422 ed3.0 (2005) – "Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance".
	60599 ed2.1 Consol. With am1 (2007) – "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis".
	61181 ed2.0 (2007) – "Mineral oil-filled electrical equipment – Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory test on electrical equipment".
IEEE	C 57.106 (2006) – "Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment".

	C 57.104 (2008) – “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”.
	C 57.140 (2006) – “Guide for Evaluation and reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers”
ASTM	D 3487 – 09 – “Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus”.
	D 117- 10 – “Standard Guide for Sampling, Test Methods, and Specifications for Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin”.
	D 3455 – 11 – “Standard Test Methods for Compatibility of Construction Material with Electrical Insulating Oil of Petroleum Origin”.
	D 3612 – 02 (2009) – “Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography”.

Tabla 5.2. Normativa aplicable al aceite mineral

Es necesario remarcar que los métodos analíticos y las normas que los contienen están siendo continuamente modificados y actualizados. En consecuencia, los test vigentes se deben localizar en la última versión de la norma correspondiente, así como los límites de los ensayos y su aplicabilidad en un determinado equipo [8].

6. LÍQUIDOS ALTERNATIVOS UTILIZADOS PARA SUSTITUIR AL ACEITE MINERAL

6.1 LOS LÍQUIDOS ALTERNATIVOS EN TRANSFORMADORES

En los últimos tiempos ha aumentado la conciencia ambiental y es cada vez más usual pensar que los líquidos dieléctricos, además de proporcionar un balance funcional en el rendimiento del transformador, deben de buscar tener el menor impacto posible sobre el medio ambiente. Buscando esto, se han desarrollado varios fluidos alternativos al aceite mineral que hasta ahora se usaban siempre como líquidos refrigerantes en los transformadores. Los ésteres naturales, de igual forma que el aceite mineral, se probaron como fluidos dieléctricos desde la invención y aplicación de los transformadores inmersos en líquido. En un primer momento, estos líquidos dieléctricos de éster natural no se tomaron como aptos para el uso en equipos eléctricos, sobre todo en aquellos transformadores que no contaban con un sellado hermético, ya que su composición química -inferior estabilidad al oxígeno y un mayor punto tanto de fluidez como de viscosidad-. Sin embargo, en estos días, este tipo de aceites desechados previamente vuelven a ser considerados como válidos para las empresas del sector, convirtiéndose en una alternativa válida para el reemplazo de los aceites minerales utilizados de forma tradicional.

El resurgimiento de estos ésteres naturales aparece en 1991, comenzando a evaluarse ciertos tipos distintos de aceites vegetales y mezclas, realizando pruebas a escala para comprobar su comportamiento. Bajo un procedimiento en prueba, en 1995 se iniciaron experimentos provocando un envejecimiento acelerado a gran escala. Posteriormente, se fabricaron los primeros prototipos y se iniciaron las primeras pruebas de campo [9].

Con el objetivo de estandarizar los criterios de aceptación de los nuevos fluidos, se desarrollaron dos guías -Transformers Committee IEEE (2008) y ASTM International (2008)- con las especificaciones y condiciones para la aceptación y el mantenimiento de los ésteres naturales dentro de los transformadores y equipos eléctricos.

En estas guías se enuncian los requerimientos mínimos con los que deben contar los aceites vegetales nuevos, las normativas asociadas a la comprobación de dichos requerimientos y los cuidados necesarios, dadas las particularidades de estos líquidos.

En el mundo se ha iniciado la proliferación de transformadores cuyo líquido refrigerante es el aceite vegetal. El cambio se ha producido a partir de múltiples investigaciones realizadas en torno a la temática de los mismos desde la óptica productiva. Estas investigaciones realizadas convergen en que para que este tipo de fluidos tengan una aceptación total y su uso pueda darse en transformadores de cualquier capacidad de potencia, deben demostrar una seguridad comparable a la de sus predecesores, deben ser económicos en contraste con las demás alternativas del mercado y ofrecer un rendimiento tanto térmico como eléctrico al nivel de esas alternativas durante su vida de trabajo [10].

En los próximos apartados de este capítulo se tratarán las características inherentes a estos aceites. Como podría esperarse en cualquier material, se dilucidan ventajas y desventajas al ser usados en transformadores.

6.2 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS

De forma estructural, los ésteres naturales son diferentes a los aceites minerales. Los aceites son derivados del petróleo mientras que los ésteres naturales provienen de productos agrícolas y provienen de fuentes renovables. Los productos derivados del petróleo son productos utilizados en todos los ámbitos. El problema radica en que estos recursos son no renovables, se agotarán de forma eventual y podría escasear seriamente en un futuro no muy lejano. Mientras tanto, los ésteres naturales son productos disponibles principalmente en semillas y usados comúnmente para propósitos comestibles. En los últimos años se ha incrementado el uso del mismo en aplicaciones industriales.

Dada su naturaleza, los ésteres naturales pueden ser reciclados y son completamente biodegradables. Respecto a su disposición final, los ésteres naturales pueden convertirse con relativa facilidad en biodiésel, jabón o aceite endurecido. El hecho de que sea biodegradable facilita de algún modo su

manipulación y evita grandes catástrofes ambientales al ocurrir un derrame inesperado. Según lo anterior, no es necesario tener en cuenta tantas medidas para las instalaciones y en ciertos casos pueden omitirse ciertas obras -fosas recolectoras de aceite-. A pesar de ello, es recomendable realizar una disposición adecuada de esta clase de fluidos. La susceptibilidad a la oxidación de los ésteres naturales es el obstáculo primario para la utilización como un líquido dieléctrico ya que el oxígeno es el factor más sensible en el deterioro del aceite. Hoy en día, el aspecto ha sido mejorado gracias a la combinación del fluido con aditivos y a los sistemas de llenado y hermeticidad desarrollados e implementados.

6.3 PROPIEDADES FÍSICAS

En general, las propiedades para cualquier tipo de aceite para transformadores incluyen las características de color, apariencia, viscosidad, punto de fluidez, punto de combustión, punto de inflamación y densidad relativa. Los límites de especificación vienen definidos por las normatividades de ASTM (2008) e IEEE (2008). En la tabla siguiente se muestra una comparativa entre el aceite mineral y el éster vegetal con valores típicos de los fluidos. Algunos de estos valores fueron verificados por posteriores investigaciones y se obtuvieron resultados muy similares.

PROPIEDAD		ACEITE MINERAL	ÉSTER NATURAL
Color		Incoloro	Amarillo, Verde
Apariencia		Clara y limpia	Clara y limpia
Viscosidad	40°C	9.2	33
	100°C	2.3	7.9
Punto de fluidez		-50	-21
Punto de combustión (°C)		165	357
Punto de inflamación (°C)		147	328
Densidad relativa (°C)		0.87	0.92
Conductividad térmica (W/m-K) 25°C		2.4	3.3

Tabla 6.1. Comparación del aceite mineral con el éster natural

La tabla 6.1 refleja las diferencias existentes entre los valores propios de cada uno de los fluidos. Uno de los aspectos importantes a considerar son los valores elevados de viscosidad y conductividad térmica de los ésteres naturales. Esto puede limitar el comportamiento térmico del transformador. A menor viscosidad, el aceite se desplaza de forma sencilla entre las distintas partes del transformador, lo que favorece la función de refrigeración. De igual forma, una conductividad térmica mayor permite que el calor generado por las partes activas del transformador se transfiera a mayor velocidad hacia el aceite, y del aceite a la cuba, para posteriormente disiparse con el ambiente exterior.

Como se observa, los ésteres naturales tienen viscosidades que son tres veces mayores que las de los aceites de origen mineral. Esta condición genera un límite en el desempeño de la función refrigerante del líquido de origen vegetal. Sin embargo, los fabricantes de este tipo de aceites compensan esta desventaja con una conductividad térmica mayor que los aceites minerales. Así, recientes investigaciones demuestran que los ésteres naturales para el mismo diseño de transformador -diseño convencional para aceite mineral- están sometidos a un esfuerzo eléctrico menor, ya que la relación más cercana entre los valores de las constantes dieléctricas de los materiales -el esfuerzo de tensión en el aislamiento, papel/conductor, por lo que se incrementa-.

Otras investigaciones muestran que, para un mismo diseño de transformador, elevaciones de temperatura más altas en el aceite y en el promedio del devanado para los transformadores bañados en aceite vegetal. Los valores alcanzados no superan los límites establecidos por las normativas de capacidad de carga de transformadores. Todo esto muestra que los ésteres naturales pueden emplearse en transformadores con los mismos diseños de los inmersos en aceite mineral, sin exceder los límites térmicos. A pesar de ello, se deben tener en cuenta ciertas consideraciones particulares de cada caso. Para transformadores de distribución puede ser suficiente con una pequeña refrigeración adicional para mantener las elevaciones de temperatura por debajo de las nominales. En el caso de los transformadores de potencia, las características de diseño de los transformadores bañados en éster natural pueden ser diferentes de las comúnmente usadas para aceite mineral. Gracias a sus propiedades de puntos de combustión e inflamación, los ésteres naturales han sido certificados como

líquidos menos inflamables para el uso en los transformadores, lo que significa que los ésteres naturales ofrecen una mayor seguridad ante incendios al tener una elevada resistencia al fuego. Esto es un factor muy positivo, puesto que posibilita el empleo de transformadores bañados por aceite en lugares donde se exige una elevada seguridad contra el fuego. Incluso podrían llegar a omitirse sistemas de protección contra el fuego.

6.4 PROPIEDADES ELÉCTRICAS

Se han realizado ciertos estudios de tensión de ruptura, factor de disipación y resistividad mediante trabajos experimentales basados en ciertas normas estándares. Los resultados muestran que el líquido dieléctrico cumple con las propiedades requeridas para ser empleado como sustituto del aceite mineral y que posee una mayor resistividad y rigidez eléctrica. Sin embargo, indican que a pesar de que los ésteres naturales tienen esa capacidad de ser utilizados como líquidos dieléctricos refrigerantes en transformadores de distribución y potencia, las características de diseño que requieren estos tipos de equipos son distintas de las comúnmente utilizadas para el diseño de transformadores con aceite mineral. Para ello, se proponen ciertos diseños más compactos para transformadores de distribución.

6.5 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES TERMO-HIDRAÚLICAS DE LOS ACEITES POR MEDIO DE ENSAYOS

6.5.1 Viscosidad dinámica

La viscosidad dinámica se mide con un aparato llamado HAAKE Viscotester 550. El HAAKE Viscotester 550 es un viscosímetro rotacional Searle para aplicaciones de control de la calidad. Su diseño tiene una rotación preestablecida y mide la resistencia de flujo de una muestra. Por lo tanto, el par de torsión que mantiene la velocidad establecida es proporcional a la viscosidad, de tal forma que toda la información final sobre viscosidad, esfuerzo y velocidad de cizalla se calcula a partir del par de torsión, la velocidad establecida y los factores de geometría del sensor que se aplique. El viscosímetro está capacitado para generar resultados en un intervalo de temperatura de funcionamiento de 20 a 100°C, generando datos de viscosidad entre 1 y 100000 $mPa \times s$. Estas pruebas

requieren de únicamente 1 minuto para su realización. El sensor utilizado para el cálculo es un sensor de cilindro coaxial de acuerdo con las normas DIN 53018 e ISO 3219.

6.5.2 Densidad

La densidad de los aceites se mide con el DM 40, densímetro digital de cuatro dígitos, utilizado para medir tanto la densidad como la gravedad específica y otras medidas propias de ciertos elementos, como son el petróleo o el azúcar. Los densímetros DM detectan los errores automáticamente y presentan un amplio rango de temperaturas de medición, una gran rapidez de calentamiento y enfriamiento, y ciclos de medición muy cortos.

Este densímetro es capaz de medir con una tolerancia de $0.0001 [g/cm^3]$ dentro de un rango de temperaturas entre 0 y $91^{\circ}C$ con una muestra de 1 ml como mínimo, con una duración de 30 segundos por ensayo.

6.5.3 Conductividad térmica

Para medir la conductividad, se utiliza el aparato llamado K2D Pro. Es un aparato que mide la conductividad térmica y la resistividad, la capacidad calorífica específica volumétrica y la difusividad térmica. Para este estudio, el único valor que se utilizará es la conductividad térmica.

Las especificaciones de esta máquina indican que todos estos ensayos deben realizarse con un rango de temperaturas de 0 a $50^{\circ}C$, teniendo el aparato unos sensores capaces de medir entre $-50^{\circ}C$ a $150^{\circ}C$.

El sensor utilizado para calcular el el KS-1, que consta de una aguja que se introduce en el líquido a estudiar y es capaz de medir valores de conductividad térmica y resistividad térmica en un rango de 0.02 a $2.00 W/m \times K$ -conductividad térmica- y de 50 a $5000 ^{\circ}C \times cm/W$ -resistividad térmica-. La precisión del cálculo de la conductividad es de un $\pm 5\%$ cuando varía de 0.2 a $2 W/m \times K$ y de $\pm 0.01 W/m \times K$ cuando el valor de la conductividad varía entre 0.02 y $0.2 W/m \times K$.

6.5.4 Calor específico

Para esta propiedad, no se cuenta con los aparatos de medición necesarios. Por lo tanto, esta propiedad será tomada de las especificaciones que el fabricante del aceite facilita en la documentación adjunta.

7. EL PAPEL AISLANTE

7.1 INTRODUCCIÓN

El papel aislante dieléctrico es el aislamiento que se coloca interpuesto entre el aceite refrigerante y los devanados que forman parte del transformador. El motivo son las magníficas propiedades de la celulosa como material dieléctrico, con una constante dieléctrica mucho mayor que la unidad.

El papel se utiliza de forma habitual en transformadores llenos de aceite, en los cuales se requiere una estructura aislante sólida entre los conductores del devanado de cobre por el que circula la corriente.

El uso del papel como aislamiento eléctrico comenzó a principios del siglo XX. A partir de la necesidad de transformadores de potencia de alta tensión, se ha requerido un material aislante que tenga las propiedades para soportar las elevadas tensiones eléctricas y físicas que experimenta alrededor de un núcleo y los devanados. Para este fin se ha utilizado el "Pressboard", un cartón fabricado al comprimir capas de papel y secarlas. Este material ha sido utilizado con fines de instalación en muchas de las primeras máquinas eléctricas que se fabricaron. Sin embargo, con la evolución tecnológica que fueron sufriendo las mismas, aumentó la necesidad de obtener un material de mayor densidad, capaz de aislar transformadores de un voltaje mayor cada vez. Así, en 1920, se comenzó a desarrollar un tipo de cartón prensado para cumplir todos los requerimientos necesarios para aislar las nuevas máquinas eléctricas que iban apareciendo. Ese nuevo papel no se producía como hasta la fecha con papel usado o residuos de algodón, sino que se comenzó a fabricar con sulfato de celulosa de alta calidad, mejorando así sus capacidades de aislamiento eléctrico. Este nuevo producto fue conocido como Transformerboard.

7.2 EL PAPEL: PSP

El papel PSP es un material aislante, creado con una base de celulosa utilizada para el aislamiento de clase A -para temperaturas aproximadas de 105°C-. La estructura y el material del mismo quedan definidos por las normas DIN 7733 e

IEC 641 y el procedimiento de prueba queda establecido por las normas DIN 7734 e IEC 641.

Además de la alta resistencia dieléctrica, otra característica particular es el hecho de que el pressboard no tiene un punto de fusión, y es capaz de resistir un estrés térmico severo durante un corto periodo de tiempo -unos segundos a 350°C- sin un deterioro significativo en sus propiedades.

El papel PSP se puede usar a aproximadamente 190 °C durante cortos periodos de tiempo gracias a su buena capacidad de impregnación con el aceite del transformador -una mezcla dieléctrica ideal de aceite y celulosa-.

7.3 GRADO DE POLIMERIZACIÓN: EL DP

Los fallos de los transformadores de potencia pueden producir pérdidas económicas significantes relacionadas con su reparación o su reemplazo así como pérdidas financieras debido a compensaciones requeridas por los consumidores.

La esperanza de vida de los transformadores está determinada básicamente por las características fisicoquímicas, eléctricas y mecánicas de su sistema de aislamiento. Este sistema está formado básicamente por dos materiales, uno líquido y otro sólido. En los transformadores de potencia, el aislamiento sólido está basado de forma frecuente en productos derivados de la celulosa que son usados de formas distintas -papel o papel prensado-. El producto más común es el papel Kraft, pero en este caso, el papel que se usará será el papel PSP. El papel es el aislante principal para los conductores de los devanados. Como aislante, el papel dieléctrico es un material que evita el flujo de corriente eléctrica por los conductores. Este aislante queda impregnado con aceite dieléctrico que es el producto utilizado como refrigerante líquido.

Este sistema de aislamiento bajo condiciones de operación sufre un estrés tanto eléctrico como térmico, mecánico y químico debido a la presencia de trazas de aire y agua que empeoran las propiedades eléctricas del mismo.

El aceite puede ser fácilmente regenerado o sustituido pero lo que no se puede regenerar es el papel aislante para extender la vida de la celulosa e incluso es muy complicado sustituirlo. Por esta razón, la degradación de la celulosa

contenida en el papel determina la vida útil de un transformador de potencia. La celulosa se degrada de forma lenta, pero inevitablemente perdiendo sus propiedades mecánicas debido a la rotura de los enlaces intermonoméricos de glicosídicos en el polímero que reduce la longitud de la cadena. El fallo ocurre cuando la fuerza mecánica del papel disminuye hasta el punto de que se convierte en un material totalmente frágil y se puede romper debido a un pequeño esfuerzo mecánico.

Una información precisa para la observación del proceso de degradación de un aislante sólido se puede determinar a través de la evolución del grado de polimerización -DP en sus siglas en inglés- a través del tiempo. El DP de la celulosa es un método estandarizado para la cuantificación de la degradación de la misma, así que, cuanto menor sea el valor del indicador DP de una muestra, mayor será la degradación que ha padecido. El valor del DP indica la longitud media de la cadena de polímeros de las moléculas de celulosa. Este método es efectivo para la cuantificación de las medidas del envejecimiento térmico. Así, a través de este valor, es posible realizar un cálculo del momento en el que ocurrirá el fallo en el aislamiento del transformador para así anticiparse al mismo [5].

A pesar de ello, en condiciones prácticas, la utilización de este método es ciertamente complicada debido a que para la medición del grado de degradación se requiere del desmantelamiento del transformador para obtener unas muestras del papel y así poder realizar las distintas pruebas para la obtención del DP del mismo. Pero, en el caso de este estudio ese problema no se encuentra, ya que el papel al que se le realizan las pruebas para comprobar su degradación es papel que se ha incluido en las muestras de aceite por lo que no es papel perteneciente a ningún transformador y es totalmente accesible.

8. ENSAYOS EN UN TRANSFORMADOR

8.1 INTRODUCCIÓN

Con la intención de verificar cual es el comportamiento de una máquina determinada, se requiere la realización de una serie de ensayos sobre la misma. En la práctica, resulta complicado la realización de distintos ensayos directos sobre los transformadores, principalmente por dos motivos: la gran cantidad de energía que se necesita disipar en estas pruebas y la disposición de cargas que son lo suficientemente grandes como para que un ensayo realizado en una situación real, sobre todo en grandes transformadores de potencia.

Sin embargo, sí que existe una manera de predecir cuál va a ser el comportamiento de una máquina independientemente de cuál sea la condición de trabajo si se es capaz de conocer todos los parámetros del circuito equivalente del transformador. Pese a que estos valores no pueden ser obtenidos de una forma fiable a partir de los datos de diseño o de los datos proporcionados por el fabricante, todos estos elementos pueden ser determinados a partir de la realización de dos ensayos que tienen ciertas ventajas como son la poca energía que requieren para su realización, es más, únicamente requiere de la suficiente energía para suplir las pérdidas de la máquina al no tener ninguna carga real. Los dos ensayos son: ensayo de vacío y ensayo de cortocircuito.

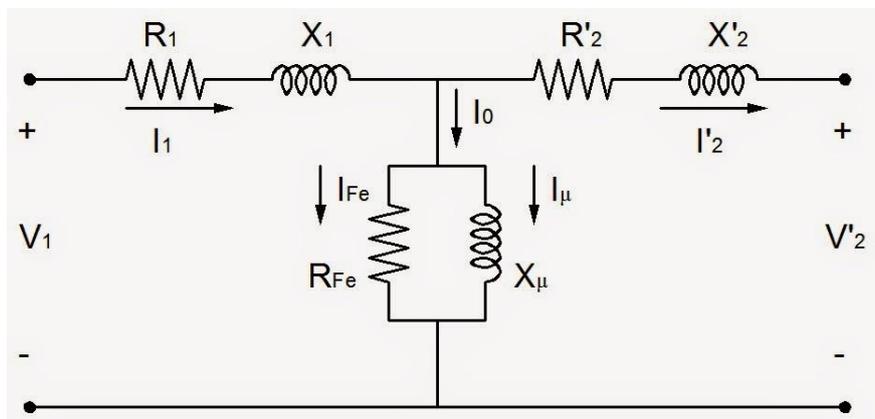
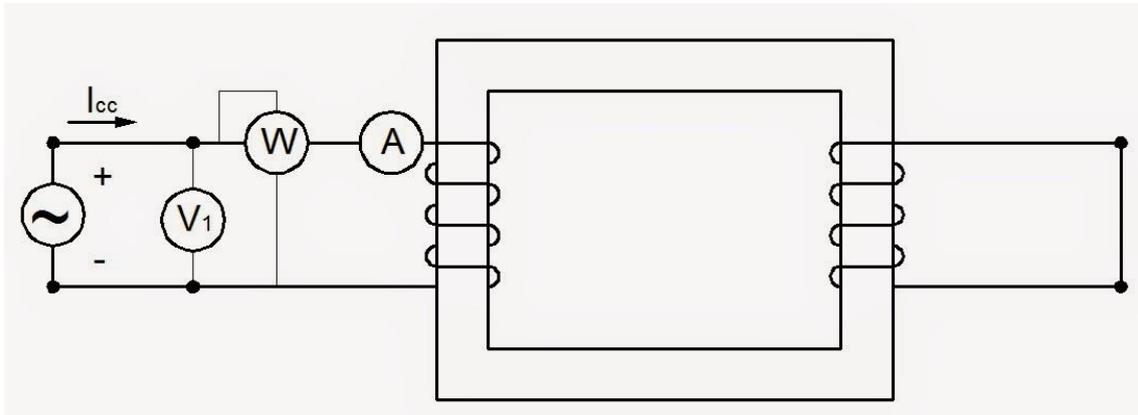


Figura 8.1. Circuito equivalente del transformador

8.2 ENSAYO EN CORTOCIRCUITO

Durante el ensayo en cortocircuito, se realiza el cortocircuito en uno de los devanados del transformador y se alimenta por el otro lado a una tensión mucho más reducida que la nominal del devanado, de forma que se haga funcionar la corriente nominal de plena carga. Al realizar el ensayo, se alimenta normalmente el transformador por el devanado de alta tensión, por ser la corriente a medir de un valor razonable para los aparatos de medida utilizados en estos ensayos. Durante la realización del ensayo, se miden tanto la tensión, la corriente y la



potencia del devanado por donde alimentamos la máquina. Así, se obtienen las

Figura 8.2. Ensayo en cortocircuito de un transformador

medidas de cada uno de los elementos de medida del ensayo. Con estos datos, se hace posible la obtención de los parámetros del circuito equivalente en la rama en serie del mismo.

La tensión que se aplica necesaria en esta prueba corresponde con un pequeño porcentaje de la tensión nominal del devanado en cuestión -varía entre el 3 y el 10%-, debiendo variar la tensión suministrada por la fuente hasta conseguir el valor asignado para la corriente del devanado. Para ello, se puede utilizar un autotransformador conectado a la red, modelo que será el utilizado en la plataforma experimental en la cual se realizarán los ensayos para obtener los resultados que se expondrán en este trabajo.

Al ser este ensayo realizado bajo una tensión reducida, el flujo circulante por el núcleo más pequeño, comparado en el ensayo de vacío expuesto previamente, con lo que las pérdidas en el hierro serán despreciables respecto de las de ese ensayo. Así pues, durante el ensayo de cortocircuito la potencia que se introduce

al devanado de alimentación coincide con las pérdidas en el cobre, reduciendo así el circuito equivalente del transformador pudiendo despreciar ciertos elementos del mismo dado que su efecto en estos ensayos es ínfimo. En la Figura 8.5 (a) se mostrará este circuito equivalente.

También es conveniente dejar al transformador operar de esta forma durante un tiempo antes de realizar esas medidas, permitiendo al equipo alcanzar un valor estacionario de trabajo térmico, y los datos obtenidos no estarán afectados así por cualquier especificación térmica transitoria.

Si alimentamos a tensión el primario de un transformador, las medidas efectuadas permiten obtener el factor de potencia de cortocircuito:

$$P_{cc} = V_{1cc} I_{1n} \cos \varphi_{cc} \quad (7)$$

De la misma forma, si se aborda el diagrama fasorial asociado al circuito equivalente en cortocircuito, se deduce lo siguiente:

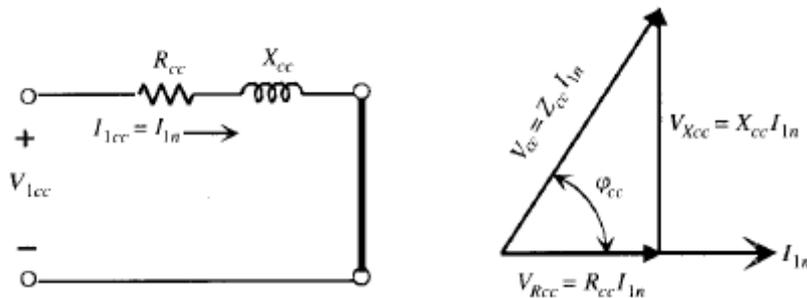


Figura 8.3. Circuito equivalente en cortocircuito (a) y diagrama fasorial asociado (b)

$$V_{R_{cc}} = R_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \cos \varphi_{cc} \rightarrow R_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \cos \varphi_{cc} \quad (8)$$

$$V_{X_{cc}} = X_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \sen \varphi_{cc} \rightarrow X_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \sen \varphi_{cc} \quad (9)$$

Como se comentó previamente, mediante este ensayo de cortocircuito se determinan los parámetros de la rama serie del circuito equivalente de la máquina. Para determinar los valores individuales de resistencia para los devanados se debe recurrir a la corriente continua con un correspondiente factor corrector para asemejarse a los efectos que se producen en la corriente alterna. Como solución práctica en el entorno de la ingeniería eléctrica, se asume un reparto equitativo de ambos parámetros en cada uno de los devanados.

Por último, otro aspecto especial a destacar del ensayo de cortocircuito es que la potencia absorbida coincide con las pérdidas en el cobre, asociadas a la corriente que fluye en la situación dada. En el caso de que el ensayo no fuera realizado a corriente nominal -característica no aceptada por distintas normas (UNE, DIN, ...)-, las pérdidas en el cobre no serán las nominales. Si se supone que los parámetros del circuito modifican sus propiedades de forma lineal, cosa no real ya que en la práctica muestran una cierta no linealidad, se demuestra que existe la posibilidad de determinar las pérdidas nominales en el cobre a partir de una potencia medida en un ensayo realizado a corriente no nominal.

9. ENSAYO EXPERIMENTAL A REALIZAR

9.1 INTRODUCCIÓN

Como ya se ha comentado previamente, este trabajo se divide en dos secciones distintas. Por un lado, tenemos la parte de simulación numérica, que se expondrá en apartados posteriores y, por otro, el ensayo experimental cuyos resultados se utilizarán para tratar de validar esos datos numéricos obtenidos en la simulación. Por ello, en este capítulo se realizará una descripción de la segunda parte, explicando cómo será el ensayo experimental.

9.2 PLANTEAMIENTO

Se utilizará una plataforma experimental del departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética de la ETSIT de la Universidad de Cantabria. Esa plataforma consta de un transformador de distribución de potencia mediana incluido en una cuba que contendrá el líquido dieléctrico y un ordenador para recoger las medidas. Esta plataforma tendrá algunos inconvenientes:

- Las características geométricas del transformador, al convertirse en un modelo geométrico para su posterior simulación, generan un modelo numérico que se escapa al alcance computacional de las estaciones de trabajo de las que se dispone.
- Para conseguir la cantidad de aceite suficiente, se requiere realizar un envejecimiento térmico acelerado de los litros necesarios de líquido -tanto éster natural como aceite mineral- refrigerante. El envejecimiento térmico debe ser acelerado porque el desgaste que sufre un líquido dieléctrico en funcionamiento en un transformador se produce en años de trabajo.

Debido a este motivo, el estudio se plantea como sigue:

- En el laboratorio se dispone de un transformador monofásico de pequeña potencia, y de tipo seco. Gracias a un tanque metálico, el transformador se sumergirá en un líquido dieléctrico, encerrando de forma hermética la máquina.

- Para el bañado del transformador se utilizarán dos productos, un aceite mineral y un éster natural, para realizar posteriormente la comparativa entre ambos resultados.
- Se ensayará el transformador mencionado en cortocircuito para tres niveles de potencia - $C=0.72$, $C=1$ y $C=1.3$ -, conectando el devanado de alta tensión a la corriente eléctrica a través de un autotransformador que permite regular la tensión de alimentación. Así, la fuente de calor a considerar será la proveniente de las pérdidas en el cobre, evitando de esta manera el uso de cargas con un gran consumo de potencia.

Por lo tanto, se obtiene una alternativa que resulta más práctica en el estudio a pequeña escala y sirve para comprobar la efectividad de la refrigeración de la máquina en estado estacionario para todos los casos a estudiar: éster natural, nuevo, envejecido y envejecido con papel y aceite mineral en esos mismos tres estados.

Así pues, el estudio se fundamenta en una comparativa en estado estacionario de dos tipos de aceite con tres niveles de envejecimiento y tres niveles de potencia. Esta comparativa se realiza de forma tanto experimental como de forma numérica en base a datos de temperatura obtenidos con sensores termopares que se encuentran localizados en distintos puntos dentro del conjunto de la plataforma experimental.

9.3 EQUIPO A UTILIZAR

Los elementos empleados para el montaje de la plataforma son los siguientes:

- Transformador monofásico de pequeña potencia y la cuba contenedora de acero inoxidable. Estos dos elementos serán nombrados durante este ensayo como plataforma experimental.
- Seis litros de aceite de cada una de las seis muestras -éster natural en los tres estados de ensayo: nuevo, envejecido y envejecido con papel y aceite mineral en los mismos tres estados de envejecimiento-.
- Autotransformador intermedio -230/0-230V-, que se encuentra conectado a la red y se utilizará en este ensayo para regular la tensión aplicada a la máquina, desde cero hasta el valor necesario para que por los devanados

del transformador circule la corriente requerida en cada uno de los tres niveles de carga que se utilizarán.

- Dos amperímetros conectados cada uno para controlar la corriente que circula por cada uno de los devanados -primario y secundario-. Un voltímetro para medir el valor de tensión aplicada en el devanado primario. Un vatímetro que mide la potencia consumida durante la realización del ensayo cuyo valor se corresponde con las pérdidas que se producen en el cobre.
- Cableado para realizar las conexiones pertinentes.
- Cinco termopares para realizar las mediciones de temperaturas. Cuatro de ellos estarán ubicados en distintos puntos del transformador y del líquido refrigerante y uno externo que servirá para realizar la medición de la temperatura ambiente.
- Sistema informático requerido para la recopilación de datos compuesto por un microcontrolador conocido como Arduino y un ejecutable que se encargará de realizar el registro de todos los datos recopilados por los termopares.
- Ocho tapones utilizados para bloquear los orificios -tanto de entrada como salida- de los radiadores que se encuentran a los laterales de la cuba, evitando la entrada del líquido refrigerante por ellos.

En la siguiente figura se ve cómo va a ser el montaje utilizado para realizar los ensayos:



Figura 9.1. Vista de los elementos que forman la plataforma experimental: transformador en el interior de la cuba, autotransformador, equipos eléctricos de medida y el sistema informático de captación de datos.

9.3.1 Descripción del conjunto formado por el transformador y la cuba

El transformador se trata de un transformador de red monofásico de tipo seco, cuya potencia nominal es de 800 VA y unas tensiones asignadas de 220/110 V -con relación de transformación de 2-. Se pueden observar sus características adicionales en la placa de características del transformador que se muestra en la siguiente figura:



Figura 9.2. Vista del transformador -izq.- y placa de características -der.-

En lo que se refiere a la geometría, se tienen las siguientes partes:

- El núcleo ferromagnético de tipo acorazado, compuesto por 130 chapas laminadas con un espesor de 0.5 mm. En este caso se encuentra dividido en dos partes diferenciadas soldadas entre sí: una parte superior o cabezal que contiene las culatas superiores y otra inferior o cuerpo formado por las columnas.
- Las clemas que contienen los bornes de la conexión al transformador.
- Las tapas de los devanados donde se encajan las clemas.
- La base del transformador.
- Los devanados de alta y baja tensión. Se desconoce el número de espiras de cada uno de ellos. Se encuentran de forma concéntrica en la columna central.
- Papeles aislantes, ubicados en los laterales de los devanados y en contacto con cada una de las columnas aledañas al núcleo.
- Elemento de puesta a tierra, existente en la zona superior lateral del núcleo.

Todas estas partes mencionadas en los puntos anteriores serán las que tendrán que incluirse en el modelo geométrico, medidas con precisión. El experimento requiere que el transformador se encuentre bañado por el aceite que realizará su refrigeración, es decir, precisamos de un medio para retener el aceite y poder sumergir el transformador sobre el mismo. Para tal fin, se dispone de una cuba de acero inoxidable de forma cúbica con unas medidas de 200x200x200 mm con unas pletinas superiores en forma de marco, sobre la que irá colocada y atornillada la tapa -mientras que el transformador se encuentra anclado a esa tapa-. Todo esto se observa en la Figura 9.3.



Figura 9.3. De izquierda a derecha: Vista de la cuba contenedora de aceite, vista de la tapa de la cuba y vista lateral del transformador anclado a la tapa.

La cuba dispone en sus laterales, como se aprecia en la Figura 9.4 -izq.-, de cuatro radiadores en forma de tubo cilíndrico con dos codos, los cuales se encuentran taponados por unos tapones colocados para evitar cualquier tipo de recirculación de fluido por ellos y limitar así la extracción de calor por convección natural pura en el interior de la cuba. Además, el propio tanque tiene dos pies en cada uno de sus laterales para conferirle una altura, de forma que se permite el flujo de calor convectivo de aire por su base. El transformador se encuentra anclado mediante unos vástagos que están ubicados en su pie y una tornillería a la tapa superior para ser un conjunto cerrado y hermético gracias a una junta adaptable. En la tapa se tiene un número de orificios y roscas cilíndricas para permitir el paso del cableado correspondiente al transformador y atornillar los vástagos para anclarlo a este último, mientras que las roscas se utilizan para ajustar con tuercas la tapa superior al resto del tanque.



Figura 9.4. A la izquierda, orificios taponados de los radiadores. A la derecha, conjunto de transformador y cuba en su forma final

9.3.2 Características eléctricas del transformador

Las características eléctricas básicas del transformador se encuentran mostradas en la siguiente tabla. Las corrientes indicadas están en valores nominales aproximados, valores tomados como nominales a pesar de no serlos de forma exacta, pero se decidió tomar esos valores para facilitar la realización de los ensayos. El transformador es de tipo seco. Sin embargo, para definir su refrigeración, se toma el conjunto tanque-transformador.

CARACTERÍSTICA	VALOR
TENSIÓN DEV. PRIMARIO	110 V
TENSIÓN DEV. SECUNDARIO	220 V
CORRIENTE DEV. PRIMARIO	7 A
CORRIENTE DEV. SECUNDARIO	3.5 A
POTENCIA NOMINAL	800 VA
TIPO DE REFRIGERACIÓN	KNAN

Tabla 9.1. Características eléctricas del transformador

9.4 METODOLOGÍA EN LA TOMA DE DATOS

9.4.1 Aclaraciones

Los datos se estructuran según cada tipo de ensayo, y corresponden al estado estacionario de la plataforma experimental para cada uno de los casos del estudio que se muestran en la tabla 9.2:

TIPO DE ACEITE	ENVEJECIMIENTO	ÍNDICE DE CARGA
Éster natural	Nuevo	Subcarga
		Carga nominal
		Sobrecarga
	Envejecimiento	Subcarga
		Carga nominal
		Sobrecarga
	Envejecimiento con papel	Subcarga
		Carga nominal
		Sobrecarga
Aceite mineral	Nuevo	Subcarga
		Carga nominal
		Sobrecarga
	Envejecimiento	Subcarga
		Carga nominal
		Sobrecarga
	Envejecimiento con papel	Subcarga
		Carga nominal
		Sobrecarga

Tabla 9.2. Ensayos experimentales realizados en la plataforma experimental

Así, para obtener una mayor variedad en cuanto a datos se refiere, y poder realizar una mejor comparativa para cada estado del aceite, se realizarán tres ensayos con índices de carga distintos. En este caso, esos índices de carga serán: subcarga, régimen nominal y sobrecarga. La definición de índice de carga es:

$$C = \frac{I_1}{I_{1n}} = \frac{I_2}{I_{2n}} \quad (10)$$

Por lo tanto, es una relación entre la intensidad de trabajo y su valor nominal. Se demuestra además que las pérdidas en el cobre se pueden calcular de la siguiente forma:

$$P_{cu} = C^2 \cdot P_{cc} \quad (11)$$

Donde P_{cc} corresponde con el valor de las pérdidas nominales del cobre, valor a obtener.

Los valores de corriente que se considerarán para cada uno de los índices de carga que se tienen se muestran en la tabla 9.3:

ÍNDICE DE CARGA (C)	CORRIENTE EN EL DEV. PRIMARIO
RÉGIMEN NOMINAL (1)	7 A
SOBRECARGA (1.3)	9.1 A
SUBCARGA (0.72)	5 A

Tabla 9.3. Índices de carga seleccionados para cada uno de los estados

En realidad, los valores de corriente nominales de la máquina son 3.63 A en el devanado primario y de 7.27 A en el devanado secundario. Sin embargo, estos valores son redondeados a 3.5 A y 7 A respectivamente por distintos motivos que se enumeran a continuación:

- La bobina amperimétrica del vatímetro, que se encuentra colocada en el devanado primario tiene medida hasta un máximo de 5 A. Cuando el ensayo se realiza en sobrecarga -para un valor de $C=1.3$ - la corriente en el devanado primario tiene un valor aproximado a los 5 A de límite. Para evitar que se produzca incertidumbre en las mediciones, se reduce el índice de sobrecarga o se redondea ligeramente la corriente nominal del transformador. En este estudio se opta por tomar la segunda opción. También este es el motivo por el cual se cortocircuita el devanado de baja tensión, ya que el vatímetro se debe instalar en el devanado de alta tensión -ya que por el pasa una menor corriente-.
- El utilizar los valores reales tanto de régimen nominal como de subcarga y sobrecarga es incómodo, debido al constante reajuste necesario de la tensión de entrada para mantener la corriente en el secundario -al disminuir la misma debido a las pérdidas producidas en la máquina eléctrica-. Por ello la utilización de los valores redondeados expuestos en la tabla anteriormente planteada

Por último, falta por definir el valor para el cual se tomarán las temperaturas medidas como valores que se encuentran en régimen estacionario. Los valores de esas temperaturas comienzan a incrementarse a partir de su conexión a red.

Los gradientes iniciales son muy grandes, pero a medida que avanza el ensayo, esos valores se van aproximando a su valor final y el gradiente comienza a disminuir. Por lo tanto, en este ensayo supondremos que el valor obtenido por los termopares se encuentra en régimen estacionario cuando la variación de los mismos es inferior a $0.5^{\circ}\text{C}/\text{hora}$. Es decir, si durante una hora, las 5 temperaturas medidas por las sondas no varían más de 0.5°C , se supondrá que el transformador opera en régimen estacionario.

9.4.2 Datos previos

En el trabajo previo presentado por [11] se realizaron siete ensayos. El primero de ellos es necesario para conocer el valor de las pérdidas nominales que se producen en el cobre del transformador. Para ello, se llevó a cabo un ensayo de cortocircuito con el transformador al aire. La corriente que se aplica a la máquina será la nominal.

Una vez recogidos los datos del ensayo, se lleva a cabo el llenado de la cuba y la preparación para proceder a realizar los ensayos pertinentes con el transformador refrigerado por los distintos tipos de aceite

9.5 PROCEDIMIENTO EN LA PREPARACIÓN DE LOS ENSAYOS

El procedimiento a seguir para la preparación de un ensayo es el siguiente:



Figura 9.3. Ensayo al aire en la plataforma experimental

1. Llenado de la cuba con el aceite correspondiente: Con el aceite requerido, se rellena el tanque del transformador con seis litros.

2. Introducción del transformador en la cuba: Se introduce el transformador dentro de la cuba y se fija por medio de vástagos a la tapa.
3. Puesta en marcha del ensayo: Una vez conectados todos los aparatos de medida, se conecta el transformador a red y, dependiendo del ensayo que se quiera realizar -subcarga, nominal o sobrecarga- se ajusta la tensión del autotransformador.
4. Encendido del Arduino para la toma de datos: Para obtener los datos de temperaturas de los cinco termopares, se inicia el ejecutable requerido para iniciar la recogida de datos. Así, se obtienen datos de cinco puntos particulares: temperatura del aceite en la zona superior del transformador, temperatura del aceite en la zona inferior del transformador, temperatura del devanado de cobre, temperatura del núcleo de hierro y temperatura exterior o ambiental.
5. Desconexión de la red: Una vez se alcanza el régimen estacionario no es necesario seguir recogiendo los datos de temperaturas. Por lo tanto, se cierra el programa Arduino y se desconecta la plataforma de la red. Es importante que antes de realizar un nuevo ensayo, se deje enfriar la plataforma hasta que todas las sondas vuelvan a medir una temperatura muy cercana a la temperatura ambiental.

10. MODELO GEOMÉTRICO DE LA PLATAFORMA EXPERIMENTAL

10.1 INTRODUCCIÓN

Durante los capítulos anteriores se habló de aspectos constructivos del transformador -sus componentes, el tipo de refrigeración, ensayos comúnmente realizados con el mismo, etc...-, del estado del arte que da pie a este estudio donde se abordan los artículos referentes a la información existente en torno a los fluidos alternativos que se utilizan para sustituir al aceite mineral en la refrigeración de las máquinas eléctricas y de una descripción del ensayo experimental realizado a fin de obtener todos los datos pertinentes.

Para realizar la simulación numérica en la que va a consistir parte de nuestro trabajo, se requiere la creación de un modelo del transformador que se utiliza en la plataforma experimental de la forma más exacta posible, a pesar de que después se puedan tomar ciertas simplificaciones de la geometría para disminuir el gasto computacional en un futuro cálculo numérico en una simulación. Para ello, se realiza cada una de las piezas mediante Autodesk Inventor para posteriormente pasar a crear un ensamblaje donde se conseguirá la plataforma experimental.

10.2 AUTODESK INVENTOR

Autodesk Inventor es un paquete de modelado paramétrico de sólidos 3D, producido por la empresa creadora de software Autodesk. Dentro de su entorno, compete contra otros productos del mercado de programas de diseño asistido por ordenador como son CATIA, Solid Edge, Pro/ENGINEER o Solid Works. Este programa se basa en técnicas de software CAD paramétrico. En él, los usuarios comienzan diseñando piezas que posteriormente se combinan en ensamblajes -característica que se utilizará en este estudio, como se refirió en el apartado previo-. Un modelador paramétrico permite modelar la geometría, dimensión y material de manera que, si se alteran las dimensiones, la geometría genera una actualización automática basándose en las nuevas dimensiones. Así, se permite que el diseñador integre sus conocimientos de cálculo dentro del propio modelo, a diferencia del modelado no paramétrico, más relacionado con un tablero de

bocetos digitales. Además, Inventor también posee ciertas herramientas de creación de piezas metálicas.

Los bloques de construcción cruciales en Inventor son las piezas. Las mismas se crean mediante la definición de las características, que a su vez están basadas en bocetos (dibujados en 2D). Este sistema de modelado tiene la ventaja de ser mucho más intuitivo que en ambientes antiguos de modelado, en los que el archivo entero debía ser suprimido y comenzar de nuevo a partir de cero para cambiar las dimensiones básicas del mismo.

Como parte final del proceso, cada una de las partes se conectan para hacer ensamblajes. Estos ensamblajes pueden consistir en distintas piezas u otros ensamblajes. Las piezas se ensamblan agregando restricciones entre cada una de las superficies, bordes, planos, puntos y ejes. Este método de modelado permite crear distintos ensamblajes muy grandes y complejos, especialmente porque los sistemas de piezas se pueden conjuntar antes de que se ensamblen en un ensamblaje principal; algunos proyectos pueden tener muchos ensamblajes parciales secundarios.

Inventor utiliza formatos que son específicos de archivos para las piezas -.ipt-, ensamblajes -.iam-, vista del dibujo, -.idw o .dwg- y presentaciones -.ipn. Además, el formato de archivo de AutoCAD -.dwg- puede ser importado o exportado como boceto.

Las últimas versiones de Inventor incluyen ciertas funcionalidades que poseen modeladores de mediano y alto nivel de 3D. Utiliza el gestor de formas (Shape Manager) como kernel de modelaje geométrico, que pertenece a Autodesk y se derivó del kernel de modelaje ACIS. Además, incluye en la versión profesional las herramientas necesarias para crear piezas de plástico mediante moldes de inyección. Cuenta también con análisis de tensiones por el método de elementos finitos y análisis dinámicos.

extrusión, agujeros, etc.- requieren de un boceto único para crear esa operación 3D mientras que otras operaciones requieren de varios bocetos -barrido-.

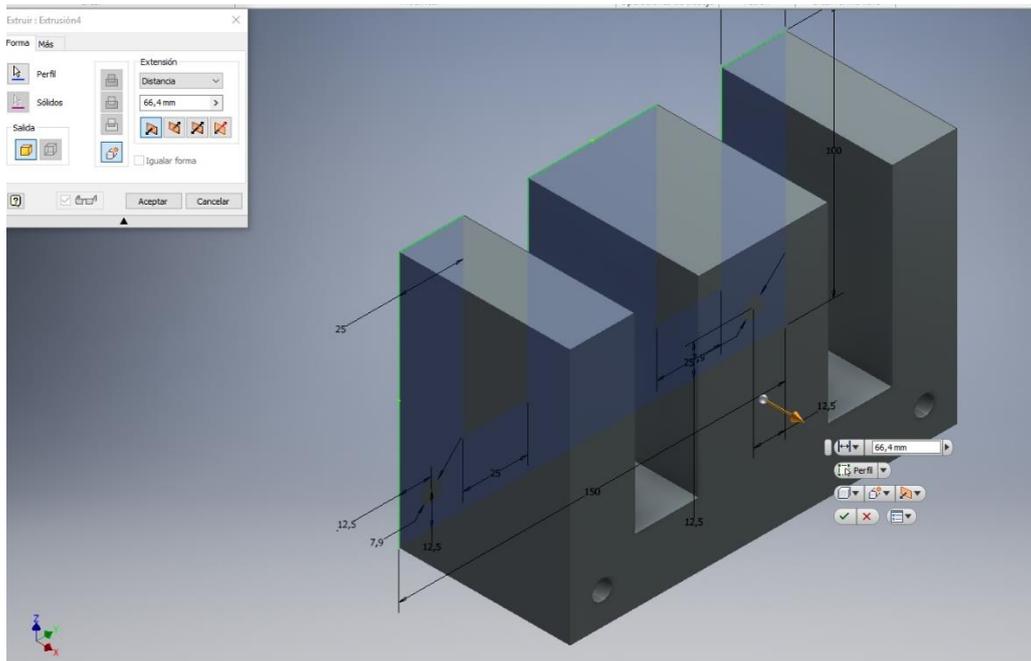


Figura 10.2. Operación de extrusión a partir del boceto de la Figura 10.1

10.3.2 Creación de ensamblajes

Cuando se realizan todas las piezas que forman parte del transformador, para dar forma a la plataforma experimental, objetivo último de este proceso, se conectan todas ellas mediante la herramienta de Inventor para realizar ensamblajes. Los ensamblajes son archivos independientes de las piezas y bocetos realizados previamente. En ellos se insertan todas las piezas que forman parte de la construcción. Estas piezas se unen entre si mediante ciertos tipos de restricciones que se aportan a las caras, aristas, ejes, etc. de cada una de los elementos que se han importado. Así, cualquier modificación que se haga en cualquiera de las piezas se verá reflejada de forma automática en el ensamblaje, proveyendo así al usuario de una rápida corrección de cualquier cambio. Además, en un mismo ensamblaje puede incrustarse varias veces la misma pieza sin la necesidad de realizar varias piezas iguales.

La creación de un ensamblaje requiere restricciones entre los componentes para especificar la forma en la que se posicionan relativamente unos de otros.

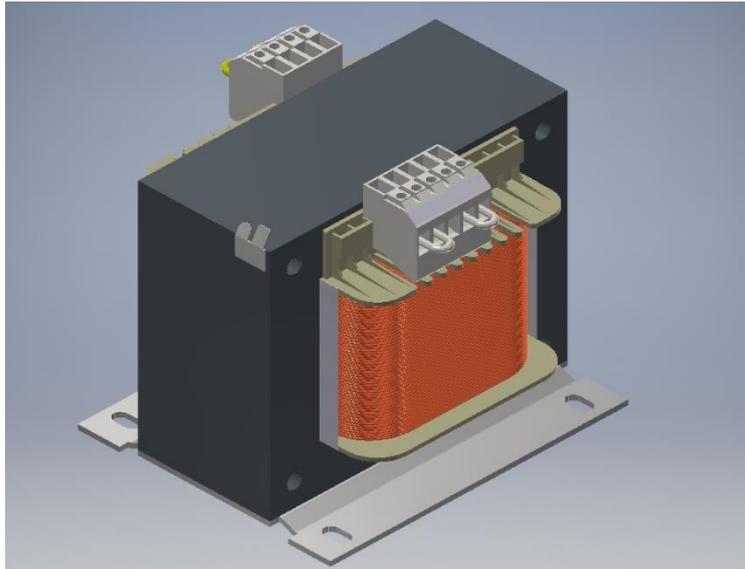


Figura 10.3. Ensamblaje del transformador

Por otro lado, Inventor permite la inserción de ensamblajes previos en otros ensamblajes. Así, se consiguen ensamblajes de cierto tamaño y complejidad de manera ciertamente sencilla. Para la creación de la plataforma experimental que se utilizará para la simulación posterior se realiza esto último, consiguiendo a partir de los ensamblajes del transformador y de la cuba un ensamblaje aún mayor.

11. COMSOL MULTIPHYSICS

11.1 INTRODUCCIÓN

Existe una gran complejidad para la obtención de soluciones con una precisión suficiente, y para conseguirlo se exige el uso de una potente herramienta de cálculo como es un software informático que sea capaz de realizar la ingente cantidad de cálculos requeridos para la resolución de las ecuaciones diferenciales que rigen los movimientos de las partículas y los cambios de temperatura que sufren las mismas.

Por ello, en este apartado se hará referencia de la técnica numérica basada en la resolución por elementos finitos -MEF, Método de Elementos Finitos), método sobre el cual se apoya la herramienta informática que se utiliza para la realización de las simulaciones de este estudio -COMSOL Multiphysics-. A continuación, se presentará el programa, el funcionamiento del mismo y la resolución del modelo llevado a cabo mediante explicaciones del interfaz gráfico.

11.2 MÉTODO DE LOS ELEMENTOS FINITOS (MEF)

El método de los elementos finitos -MEF- es un procedimiento que permite la obtención de soluciones aproximadas de ecuaciones diferenciales parciales y de ecuaciones integrales, mediante técnicas numéricas estándar, como son el método de Euler y el método de Runge-Kutta.

La idea general de este método es la división de un cuerpo continuo en un conjunto de elementos pequeños interconectados por una serie de puntos, conocidos como nodos. Las ecuaciones que rigen el comportamiento del cuerpo continuo regirán también el comportamiento de cada uno de los elementos que forman parte del todo.

Así, se consigue pasar de un sistema continuo, que contiene infinitos grados de libertad y está regido por una ecuación diferencial o por un sistema de ecuaciones diferenciales a un sistema con un número finito de grados de libertad cuyo comportamiento está modelado por un sistema de ecuaciones, las cuales pueden ser lineales o no. El número de ecuaciones que será necesario para

resolver mediante este método es proporcional al número de nodos en los que se divide el cuerpo.

En cualquier sistema a analizar se puede distinguir entre:

- Dominio: Espacio geométrico donde se va a analizar el sistema.
- Condiciones de contorno: Variables conocidas y que coincidan el cambio del sistema: desplazamientos, temperaturas, focos de calor, etc.
- Incógnitas: Variables del sistema que se desea conocer después de que las condiciones de contorno actúen sobre el dominio o sistema: temperaturas, velocidades, etc. A estas incógnitas, se les denomina como grados de libertad de cada uno de los nodos del modelo. Los grados de libertad de un nodo son aquellas variables que determinan el estado y/o posición del nodo.

El método de los elementos finitos, para solucionar los problemas, lleva a cabo la discretización del dominio en subdominios denominados elementos, que están formados a partir de la aplicación sobre la superficie total continua de un mallado de unas características concretas buscadas. Tras esa discretización del modelo, cada uno de los elementos se definen por un número discreto de puntos que quedan conectados entre ellos. Sobre estos nodos se materializan las incógnitas fundamentales del problema.

El MEF permite la realización de un modelo matemático del cálculo del sistema real de cierta precisión y más sencillo y económico de modificar que un prototipo. Sin embargo, no deja de ser un método aproximado, que alcanza soluciones que no son completamente exactas. Por lo tanto, los prototipos siguen siendo necesarios, pero en un menor número, ya que se puede aproximar un diseño previo mediante la simulación que se asemeje en gran medida al diseño óptimo.

A continuación, se presentará el programa de cálculo seleccionado, para llevar a cabo el análisis de este estudio.

11.3 EL PROGRAMA: COMSOL MULTIPHYSICS

Entre todo el catálogo de programas informáticos facilitados para la resolución de problemas por método de elementos finitos, el software seleccionado para el análisis es el programa COMSOL Multiphysics, en su versión 5.2a. Este

programa pertenece a la empresa COMSOL, la cual se fundó en 1986 en Estocolmo (Suecia) y desde su inicio se especializó en campos relacionados con la ingeniería, matemática aplicada y física. COMSOL también es el desarrollador de un complemento de MATLAB, llamado como PDE Toolbox. Este programa, al igual que otros ciertamente equivalentes como SolidWorks, Catia, Ansys, Cosmos, etc., es el utilizado tanto por científicos, como ingenieros y otros interesados en la realización de análisis previos de cierta profundidad con anterioridad a la decisión de llevar a cabo la fabricación de prototipos sobre los que realizar los análisis finales que verificarán la validez de lo diseñado y su posterior producción. Así se consigue de manera ágil la obtención de resultados que hayan tenido en cuenta tanto el nivel de detalle que el usuario elige como algunos de los varios procesos físico-químicos actuantes de forma instantánea, gracias a la disposición de COMSOL Multiphysics de la posibilidad de la implementación de varios módulos de principios para actuar simultáneamente.

En este programa es posible modelar a partir de la representación de una geometría en la que se fijan unas cantidades físicas que caracterizan al problema, o bien a través de la introducción de esas ecuaciones que modelen el problema, siendo también posible la combinación de ambas formas de modelado.

Como programa que está basado en el método de los elementos finitos, COMSOL trabaja mediante un sistema de Ecuaciones Diferenciales Parciales - PDEs- que se implementan en el programa, creando así una descripción matemática de varios fenómenos físicos basados en las leyes de la ciencia. Como características principales de este programa, se pueden citar:

- Una interfaz gráfica amigable e interactivo para todas las etapas del proceso de modelado -preproceso, proceso y postproceso-.
- Prestaciones de multifísica ilimitadas.
- Formulación general para un modelado rápido y sencillo de sistemas arbitrarios de PDEs.
- Multifísica multidimensional para el modelado simultáneo de sistemas tanto en 1D, 2D y 3D.

- Incorpora ciertas herramientas CAD utilizadas para el modelado sólido en 1D, 2D y 3D.
- Permite tanto importar como exportar la geometría de archivos CAD en formato DXF e IGES. En particular, se permite una cierta importación de archivos creados tanto en AutoCAD como CATIA.
- Generación automática y adaptativa de distintas mallas, con un control interactivo y explícito sobre su tamaño.
- Extensa biblioteca de modelos y propiedades de materiales.

Existen ciertos módulos de aplicación específicos para COMSOL Multiphysics, alguno de los cuales son los siguientes:

- Acústica, electromagnetismo, sistemas microelectromecánicos (MEMS), ingeniería de microondas, componentes de radiofrecuencia, dispositivos semiconductores y propagación de ondas.
- Reacciones químicas, dinámica de fluidos, difusión, fluidos en medios porosos, transferencia de calor y fenómenos de transporte.
- Mecánica de estructuras.
- Física, geofísica, fotónica, óptica y mecánica cuántica.
- Sistemas de control.
- Modelización de componentes.
- Matemática aplicada.

11.4 PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO

En este apartado se explica la metodología de cálculo usada de forma habitual por este programa. Esta metodología, de forma común a distintos programas que también se encuentran basados en el método de los elementos finitos o MEF, se puede ordenar en tres grandes etapas: el preproceso, el proceso y el postproceso.

11.4.1 El preproceso

La etapa de preproceso constituye todos los pasos iniciales que se deben dar de forma previa a la solución del problema, esto es, la selección del modelo, diseño de la geometría, introducción de todos los datos de entrada que se usarán en la

siguiente etapa de procesado del modelo. En esta etapa inicial de preproceso, en el caso de COMSOL Multiphysics, se lleva a cabo un proceso que será el siguiente. Al arrancar el programa, primero debe seleccionarse el tipo de modelo: 1D, 2D, 2D axisimétrico, 3D, etc. A continuación, COMSOL ofrece un listado de diferentes módulos, de cuya selección dependerán los principios físicos que se aplican al diseño que se desea tanto construir como analizar. Además, se deben seleccionar las dimensiones en las que estos distintos principios físicos deben actuar; esto es, el sistema de coordenadas y la variación -o no- del tiempo en el análisis.

Seleccionado y abierto el modelo, el segundo paso de esta etapa de preproceso es la representación de la geometría a estudiar. El programa dispone de ciertas herramientas de dibujo con formas lineales y poligonales predefinidas, las cuales pueden ser utilizadas de forma directa sobre pantalla o mediante la introducción de coordenadas precisas que generan la definición de las figuras y de las condiciones sobre su orientación. Cada figura o elemento tiene asignada una identificación, pudiendo esta actuar en cualquier momento sobre sus propiedades, como se hace en el paso siguiente al acabar la geometría.

El tercer paso es proporcionar al modelo los distintos valores y expresiones que se añaden a los procedimientos y valores predefinidos por defecto en el programa. Todos esos valores, constantes o variables pueden ponerse a disposición del modelo completo, o, de forma independiente, para determinadas figuras o partes del diseño. Estos valores y expresiones se denominan condiciones de contorno. Bajo los mismo, el programa realiza sus procedimientos matemáticos de cálculo.

A continuación, como última actividad de este preproceso, enteramente dependiente del diseñador, se indica que partes del modelo geométrico deben poseer los valores constantes y las distintas expresiones que se pusieron a disposición del programa previamente como condiciones de contorno. Estos valores citados se asocian a los distintos subdominios que se tienen de forma individualizada.

Es en este momento cuando el programa ya dispone de los fenómenos físicos a tener en cuenta en la resolución, la geometría sobre la que debe aplicarse y

todos los valores y expresiones asignados de forma concreta a cada uno de los elementos que forman parte de la geometría.

Como último paso, para finalizar la etapa de preprocesado, común a cualquier programa que trabaje por el método de elementos finitos, es necesaria la creación del mallado que, como se comentó de forma previa, consigue una discretización de la geometría continua. El programa COMSOL permite seleccionar las condiciones bajo las cuales este mallado debe llevarse a cabo, y el nivel de precisión que quiere conseguirse -que tendrá una relación directa con el tiempo y con los recursos necesarios para que el computador resuelva el modelo-. En este modelo, la etapa de preprocesado está acabada y puede pasarse a la etapa denominada proceso.

11.4.2 El procesado

Aquí, deben determinarse las condiciones en que debe obtenerse la solución del problema de acuerdo con el diseño del modelo completado en la etapa de preprocesado. En el caso de COMSOL Multiphysics, existen varias y distintas opciones para utilizar como solucionadores -o solvers- a disposición del diseñador. Se puede elegir que los mismos sean dependientes del tiempo, o también estacionarios, paramétricos, estacionarios segregados, etc. de cuya selección dependerá que las soluciones sean obtenidas y el modo en el que las mismas fueron obtenidas.

11.4.3 El postprocesado

Por último, se entra en la etapa de postproceso. El programa consigue llegar a una solución del problema y puede seleccionarse la presentación de cada uno de los distintos resultados basados en esta solución y en relación con las físicas que se seleccionaron para el modelo.

11.5 OBTENCIÓN DEL MODELO NUMÉRICO 2D

11.5.1 Geometría, parámetros y materiales

Una vez ejecutado el programa que se va a utilizar para el modelado y cálculo numérico, COMSOL Multiphysics, emerge una primera ventana en la que se debe seleccionar la dimensión del espacio para trabajar. Como en este caso

nuestro modelo será un modelo en 2D, se selecciona esa dimensión. Seguidamente, emerge una nueva ventana de esta correspondiente aún a la fase inicial. En ella, se selecciona la física que gobierna, que en nuestro caso corresponde con la transferencia de calor conjugado para flujo laminar -CHT-. Por último, se selecciona el tipo de estudio que se va a realizar referente a la interfaz física que se ha seleccionado de forma previa. En este caso la selección que hay que hacer es un estudio en estado estacionario. En la Figura 10.1 se ven estas tres ventanas comentadas.

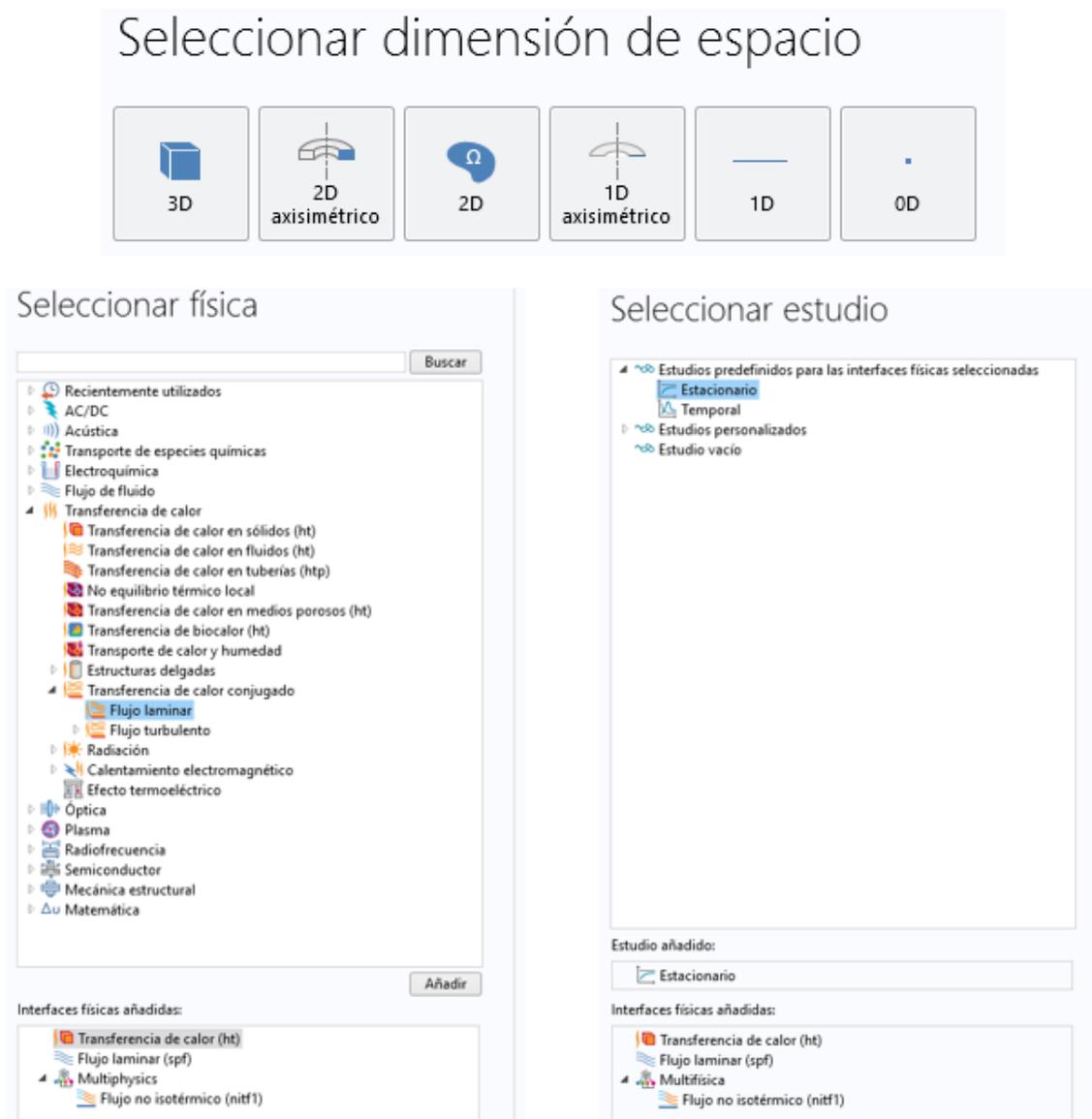


Figura 11.1. Ventanas de la interfaz inicial de COMSOL Multiphysics

Una vez se han seleccionado todos los elementos que acotan el espacio en el que se procederá a trabajar a futuro, el siguiente objetivo es construir la

geometría que dará el modelo a estudiar. Esto se hará mediante la herramienta CAD que provee el programa. El modelo es el resultante de la geometría que se comentó en los apartados anteriores con todas las simplificaciones que se han supuesto sobre el modelo geométrico real que se planteó en Autodesk Inventor. En la Figura 10.2 se muestra el modelo geométrico una vez simplificado integrado en COMSOL.

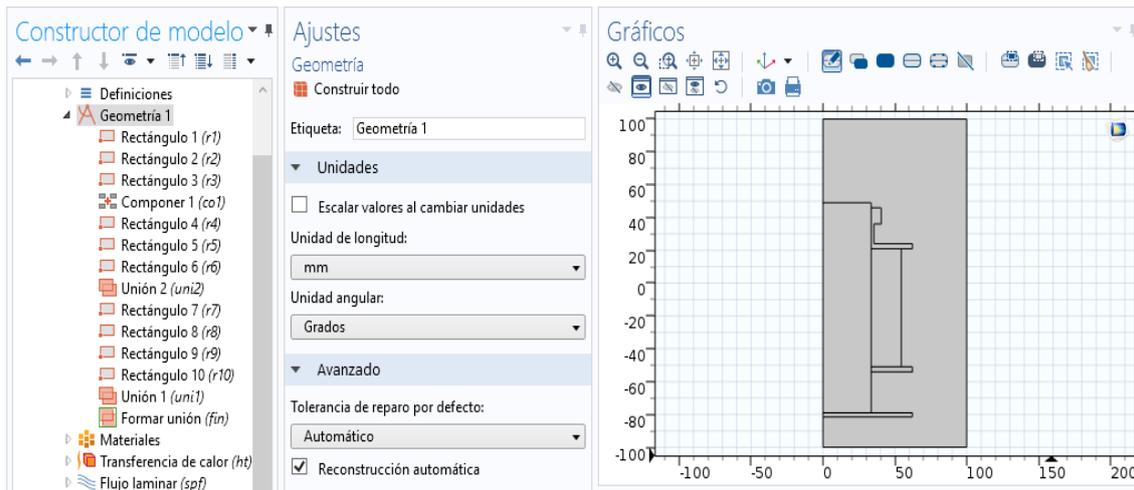


Figura 11.2. Modelo geométrico simplificado e integrado en COMSOL

En este momento, el programa comunica el número de dominios del que constará la geometría que tiene el mismo. En el caso de estudio y de la geometría que se tiene, la misma consta de 6 dominios diferentes, los cuales son:

- Fluido -éster natural o aceite mineral-
- Núcleo
- Devanados
- Tapa superior
- Tapa inferior
- Base del transformador

La siguiente operación consiste en realizar la definición de los parámetros constantes que se han considerado en nuestro modelo, como son los valores iniciales, el valor correspondiente a la temperatura ambiente, etc. Todos estos valores son introducidos en las definiciones globales, en la pestaña correspondiente a los Parámetros. En la Figura 11.3 se muestran los valores, que se introducen en la tabla perteneciente a la pestaña de parámetros.

Parámetros

Nombre	Expresión	Valor	Descripción
Perd_cobre	20 [W]	20 W	Pérdidas en el cobre nom...
T_init	50 [degC]	323.15 K	Temperatura inicial
T_aire	26 [degC]	299.15 K	Temperatura del aire exte...
V_half_wind	2*165000.0 [mm^3]	3.3E-4 m ³	Volumen de la mitad de l...
C	1	1	Índice de carga

Figura 11.3. Parámetros fijos y constantes durante la simulación

En la tabla de esta figura se muestran los valores correspondientes a la temperatura ambiental exterior a la cuba y el índice de carga, que dependen del régimen que estamos considerando y de la temperatura que se registre por medio de la sonda utilizada con ese objetivo. El resto de parámetros son conocidos o fijados por el usuario corresponden a las pérdidas en el cobre, las cuales son conocidas por medio del ensayo del transformador al aire, la temperatura inicial es el valor de temperatura de todos los dominios, valor para el cual comenzarán las iteraciones que realizará el resolvidor del programa, y el volumen de los devanados, correspondiente con la mitad del volumen de ambos devanados -suponiendo que ambos devanados tienen un volumen igual-.

El siguiente paso consiste en introducir las propiedades físicas que definirán el fluido. Las cuatro propiedades que se utilizarán en este proceso para definir el fluido son:

- Densidad
- Calor específico
- Conductividad térmica
- Viscosidad cinemática

Las tres primeras se introducirán como funciones analíticas mientras que la viscosidad cinemática será introducida como una tabla de datos que tendrá que ser interpolada. Además, se debe introducir una propiedad extra conocida como el coeficiente de expansión térmica. Estas propiedades son introducidas además al modelo como variables.

Variables			
Nombre	Expresión	Unidad	Descripción
rho_bio	rho_bioelec(T)	kg/m ³	
k_bio	k_bioelec(T)	W/(m·K)	
eta_bio	rho_bioelec(T)*nu_bioelec(T)	kg/(m·s)	
Cp_bio	Cp_bioelec(T)	J/(kg·K)	
beta_bio	beta_bioelec(T)	1/K	
nu_bio	nu_bioelec(T)	m ² /s	

Figura 11.4. Panel para introducir las propiedades en el modelo como variables

El siguiente objetivo sirve para agilizar el proceso de asignación de materiales y de condiciones de contorno a los dominios o contornos que tengan las mismas condiciones. Este paso es únicamente opcional en este caso y consiste en la asignación de etiquetas a ciertos dominios o conjunto de dominios que pertenecen ambos a un mismo material -como pueden ser las tapas de los devanados-. Para este tipo de asignación, se deben seleccionar los distintos dominios en la pestaña correspondiente a Definiciones de Componente y seleccionando Selección Explícita sobre la geometría se permite realizar una selección de todos los dominios o contornos que pertenecen al mismo y así renombrarlo según la parte del conjunto al que pertenezca del todo, que es el transformador-cuba.

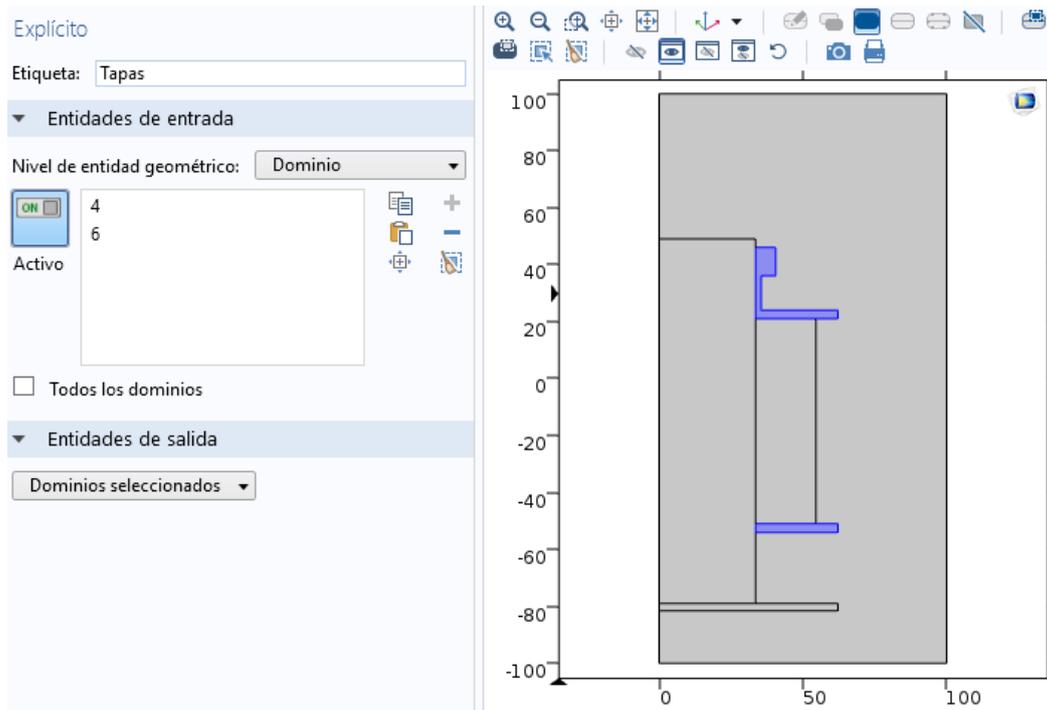


Figura 11.5. Agrupación de las tapas superior e inferior mediante una selección explícita

Como se puede apreciar en la figura 11.5, se ha seleccionado una parte del conjunto -tapas superior e inferior de los devanados- y se nombran bajo una etiqueta -en este caso será nombrada "Tapas"- . Así, en ciertas operaciones posteriores esta etiqueta servirá para la asignación del material del que se encuentran compuestas las tapas de forma conjunta. Esta operación se ha realizado de igual forma en el resto de dominios totales -fluido, devanados, núcleo y base- a pesar de la no necesidad de esa actuación ya que todos estos dominios no se encuentran constituidos por ningún subdominio. A pesar de ello, es recomendable este paso para facilitar próximas operaciones.

Una vez realizado este paso, se realiza la asignación de los materiales correspondientes a cada uno de los dominios pertenecientes a nuestro modelo. Así, para los materiales sólidos se hace uso de la biblioteca interna provista por COMSOL de materiales. Por otro lado, para el dominio fluido, es decir, para el aceite, debemos crear un nuevo material en el que introducir los datos definidos de forma previa como son la densidad, la conductividad térmica, el calor específico y la viscosidad dinámica. Así, se tienen dos materiales para el fluido según su estado, sea nuevo o envejecido.

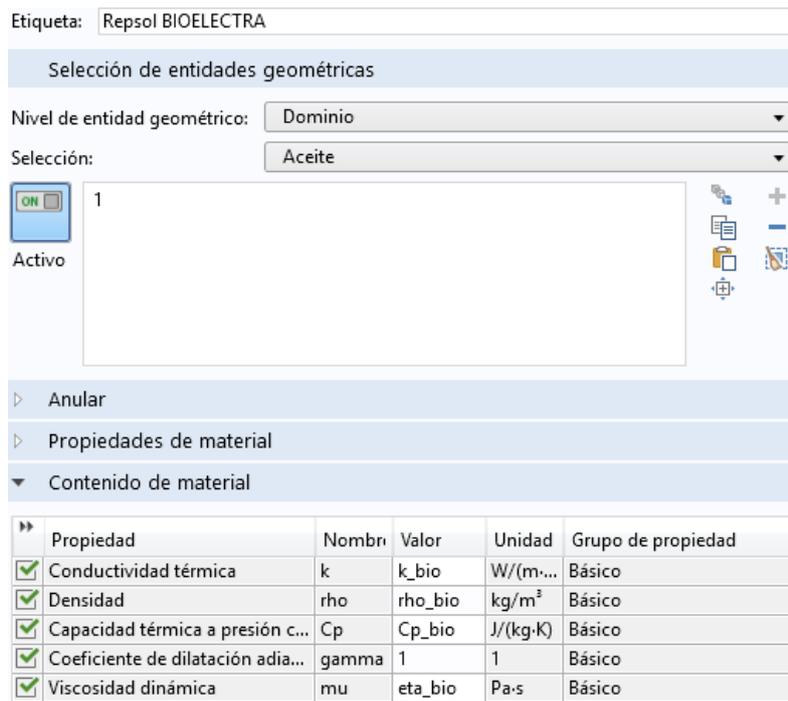


Figura 11.6. Introducción de las propiedades del éster natural nuevo como material

11.5.2 Condiciones de contorno

Para la finalización del modelo numérico se requiere de la introducción por parte del usuario de las condiciones de contorno que rigen en comportamiento del mismo. Así, estas condiciones se aplican en torno a la física que actúa en el dominio o contorno. Además, un mismo dominio puede estar bajo la afección de varias físicas a la vez. En este caso se deben añadir tantas condiciones de contorno como sean necesarias de tal forma que exista coherencia entre las físicas que intervienen.

En la simulación a llevar a cabo existe la intervención por parte de dos físicas distintas: la transferencia de calor y la mecánica de fluidos, unidas ambas dos por la temperatura. Si se selecciona dentro de la multifísica el apartado de “Flujo no isotérmico” esa unión se realizará de forma automática. Así pues, se definirán las condiciones de contorno especificadas anteriormente para cada uno.

Así, pulsando en “Física” y en función de si se quiere adherir esa condición a un dominio, contorno o punto se deberá seleccionar la opción correspondiente.

11.5.2.1 Transferencia de calor

La transferencia de calor se aplicará tanto en los dominios como en los contornos.

Para su aplicación en dominios es necesario diferenciar de forma clara los tipos de zonas de transferencia de calor que existen, ya que en las partes fluidas del transformador existe transferencia de calor por convección mientras que, en el caso de las partes sólidas, el fenómeno que predominará entre las mismas será el de conducción. Posteriormente, se indicará un valor inicial de temperatura para cada uno de los dominios que forman parte del transformador, para proporcionar un valor inicial al resolutor en el comienzo de las iteraciones. Así, esa temperatura se indicará como definida por el usuario, siendo ese valor T_{int} . Como última acción relacionada con los dominios, se introducirá la fuente de calor que actuará sobre el transformador -en nuestro caso, el calor estará proporcionado por los devanados del transformador-. En este caso, como la distribución eléctrica de la plataforma es la comentada de forma previa, las pérdidas en el núcleo serán despreciables y por tanto, no será considerada como fuente de calor en estos ensayos.

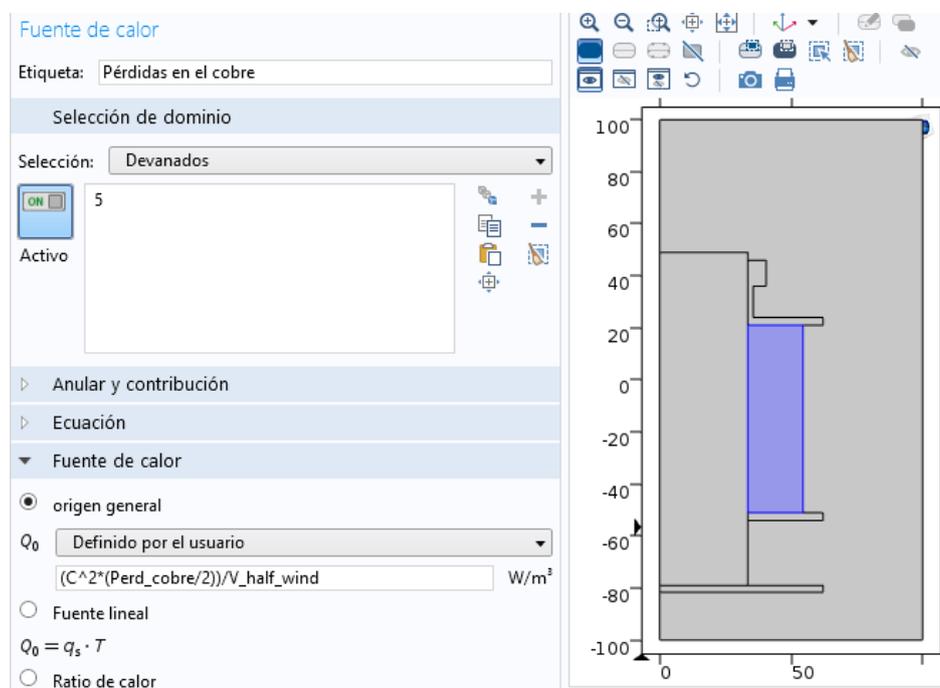


Figura 11.7. Selección del dominio que genera las pérdidas por calor

En el dominio sólido de los devanados se aplica la ecuación (11), referida a las pérdidas en el cobre.

Por otro lado, los contornos exteriores se encuentran ya definidos como adiabáticos por el propio programa, definición que se debe sustituir por la correcta de la plataforma en este caso. A los contornos inferior, superior y derecho se les asigna una condición de contorno que es “Flujo de calor”. Esto se encarga del intercambio de calor que existe entre la cuba y el aire exterior mediante un flujo convectivo definido por el usuario, al proponer el valor del coeficiente de convección h y la temperatura ambiental exterior T_{ext} .

Al definirse el contorno interior, se debe realizar en base a la relación entre el área y el perímetro. Así, el valor de la temperatura exterior corresponde con el valor del parámetro T_{aire} . El valor del coeficiente de película se realiza mediante estimaciones previas realizadas para el modelo y así ajustar un valor aproximado de $10 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ para los ensayos nominales y de subcarga mientras que para los ensayos de sobrecarga este valor debe aumentarse tanto en la pared vertical como en la superior.

Este aumento considera que la convección natural sobre la pared vertical viene dada por el número de Nusselt para esa geometría

$$Nu_L = 0.021 \cdot Ra_L^{2/5} \quad (12)$$

En esta ecuación, Ra_L es el número de Rayleigh. Este último se define como:

$$Ra_L = \frac{g\beta}{\nu\alpha} (T_s - T_{ext}) \cdot L^3 \quad (13)$$

en la cual g es el valor de la aceleración de la gravedad, β es el valor del coeficiente de expansión térmica, ν es la viscosidad cinemática, α se corresponde con el valor de la difusividad térmica, T_s hace referencia a la temperatura de la superficie de la pared, T_{ext} es el valor de la temperatura ambiente y L se refiere a la longitud característica de la pared a la que hace referencia.

En el momento que el transformador opera en sobrecarga el valor de T_s aumenta cuando la T_{ext} sigue siendo constante, así como la longitud característica y, como es obvio, la aceleración de la gravedad. Así, como se ha visto, la viscosidad

disminuye a medida que aumenta la temperatura y el coeficiente de expansión térmica aumenta a medida que la temperatura aumenta. Así, cuando tenemos sobrecarga, el número de Rayleigh es mayor y por lo tanto, cuando el número de Rayleigh aumenta, lo hará también el valor del número de Nusselt. Así, el número de Nusselt viene definido por la siguiente fórmula:

$$Nu_L = \frac{h \cdot L}{k} \quad (14)$$

donde h es el valor del coeficiente de película y k es la conductividad térmica del fluido.

En los ensayos que se realizarán en este estudio, dado el rango de temperaturas que se manejan, la conductividad térmica se puede suponer constante porque su variación es mínima. Así, se comprueba que el coeficiente de película será mayor cuando el transformador trabaja en sobrecarga.

Así, la última condición de contorno es la condición de simetría térmica en el contorno izquierdo, al estar trabajando con parte simétrica del transformador. Así, se debe definir esa zona como una frontera adiabática.

11.5.2.2 Flujo laminar

Debido a que el programa no es capaz de realizar el reconocimiento del dominio fluido, se debe asignar la condición de "Propiedades de fluidos" al dominio que sea fluido. Además, se deben de asignar tres aspectos de la física a los mismos, como son la compresibilidad del fluido, la discretización de los elementos del dominio y el modelo de turbulencia. Como el régimen del flujo que existe en la plataforma experimental es laminar y el fluido que contiene es aceite, esos tres aspectos a seleccionar serán "Flujo débilmente compresible", una discretización "P2+P1" y ningún modelo de turbulencia. El tipo de discretización comprende emplear una discretización de segundo orden para el campo de velocidades y una discretización de primer orden para el campo de presiones. Así, se consigue un aumento en las probabilidades de convergencia del modelo con a costa de un aumento solamente ligero del gasto computacional.

Posteriormente, se debe definir el valor de la fuerza volumétrica de flotabilidad en el fluido, condición que presenta una importancia alta en el modelado de la convección natural ya que determina el desplazamiento del fluido derivado de la variación de densidad. Así, se introduce la condición de “Fuerza volumétrica” donde aparece un campo de fuerzas. Se tendrá por lo tanto una única componente negativa en la dirección z, siendo debido a la aceleración de la gravedad y a la diferencia de densidades -la densidad del fluido en función de la temperatura y un valor de referencia-.

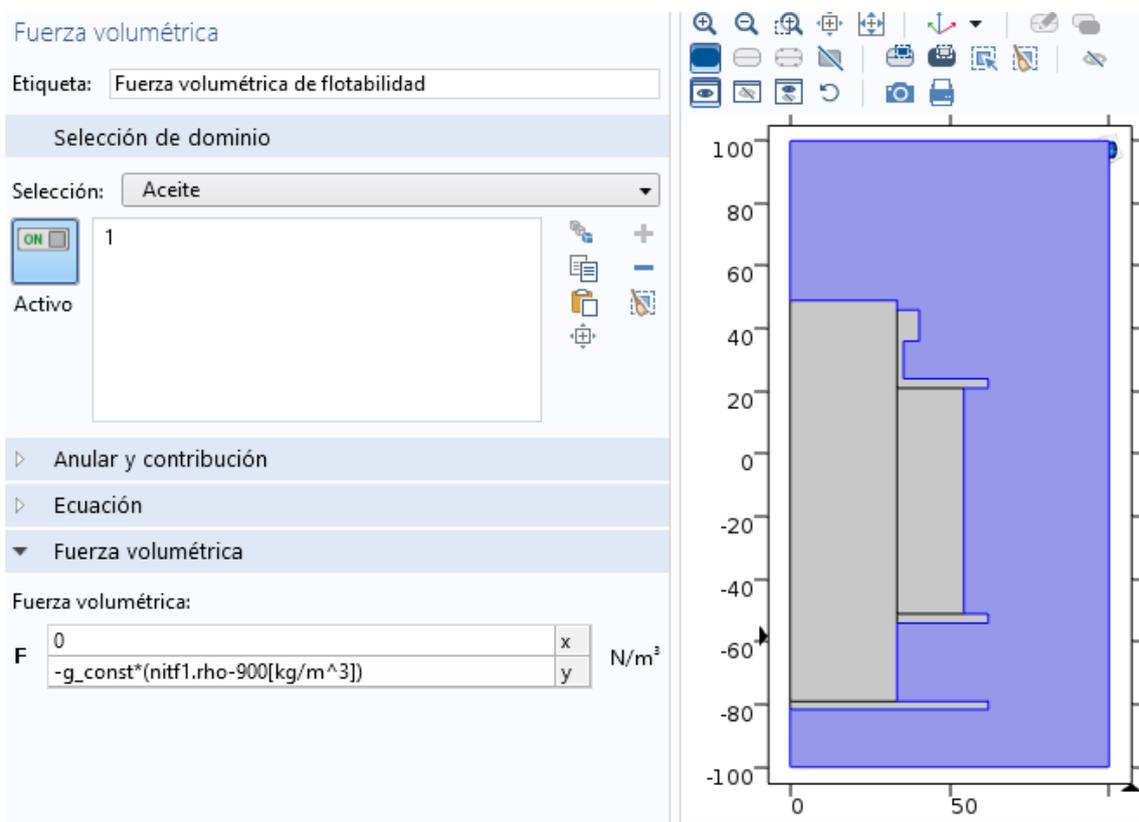


Figura 11.8. Expresión de la fuerza de flotabilidad y su aplicación en el dominio fluido

Haciendo referencia a los contornos, se deben considerar dos condiciones distintas como son “Pared” y “Simetría”. La primera de ellas se asigna de forma automática por COMSOL sobre las interfaces que existen entre sólido y fluido junto con la condición de no deslizamiento. En el segundo caso se asignará a las partes del contorno que pertenecen al dominio fluido.

En lo referente a la mecánica de fluidos es necesario especificar una nueva condición de contorno. Será la “Restricción de punto de presión” donde se asigna

un valor de presión determinado a uno de los puntos pertenecientes al contorno exterior del modelo geométrico.

En este caso se tomará como tal el punto izquierdo del contorno superior, otorgándole un valor nulo al mismo. De esta forma, se trata de evitar problemas relacionados con la convergencia, los cuales están asociados a aquellos problemas de flujo de fluido en sistemas cerrados, por indeterminación del campo de presiones.

11.5.3 Sondas de medición

Se deben colocar un número de sondas en distintos puntos del modelo geométricos que tomarán las mismas medidas que las sondas del transformador para así validar los resultados del modelo numérico con los que se obtienen en la plataforma experimental. Existirán cuatro sondas que medirán valores de temperaturas.

Así, el software ofrece una posibilidad de colocar las distintas sondas, los cuales son los elementos que registran el valor en un dominio, contorno o punto para una variable o parámetro seleccionada.

11.5.3.1 Sondas de temperatura

Las sondas de temperaturas son las encargadas de registrar los distintos valores de temperatura en cada punto en el que son emplazadas que la resolución del modelo va entregando al programa, además de las soluciones que va generando tras la convergencia del mismo. Por ello, deben encontrarse situadas en los mismos puntos donde se encuentran en la plataforma experimental con objetivo que los datos entre las sondas reales y experimentales concuerden. La colocación de las sondas es la siguiente:

- Una sonda en el devanado de cobre
- Una sonda en el hierro
- Una sonda en la parte superior del transformador
- Una sonda en la parte inferior del transformador

Otra sonda se encuentra colocada en la plataforma experimental para tomar la temperatura ambiental.

Para colocar las sondas en el modelo geométrico de COMSOL, en la pestaña de “Definiciones”, se seleccionan sondas para registrar las temperaturas deseadas y asignarles cada una de ellas a los puntos que habrá que monitorizar.

En la figura 11.9 se aprecia la consistencia de las sondas en los puntos que corresponden al ensayo experimental. La sonda del núcleo no está colocada en el punto correspondiente al ensayo experimental, ya que el plano en el que está colocada no corresponde con el plano del 2D. Sin embargo, para poder realizar el cálculo de la misma se considera que en el modelo geométrico los efectos a lo largo de la dirección normal al plano considerado son los mismos. Por lo tanto, en el caso de que la sonda proporcione un valor que no se encuentre dentro del margen aceptado como válido, no implicará que el modelo no sea suficientemente válido.

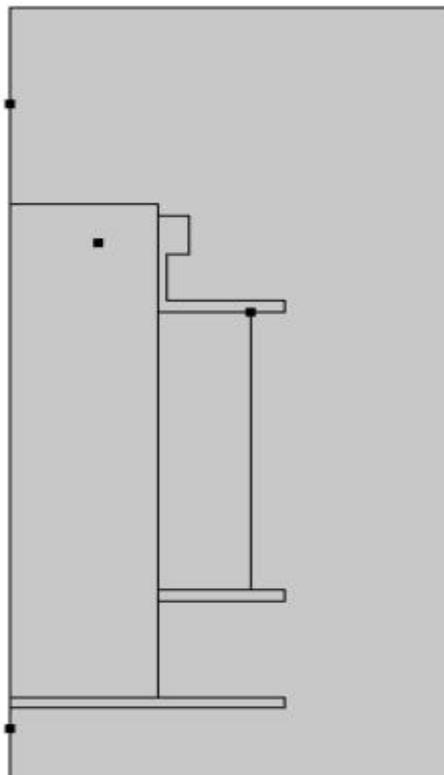


Figura 11.9. Punto en el que se localiza cada una de las sondas de temperatura en el modelo numérico

11.5.4 Creación de la malla

La última etapa previa a la resolución es la creación del mallado, paso determinante para la precisión de los resultados que se obtendrán. El mallado -

o malla- es la discretización de la geometría completa en un número finito de unidades con una forma simple y de pequeño tamaño -elementos-. Para conseguir la mayor precisión posible, será necesario que el tamaño de los elementos sea el menor posible, lo que como contrapartida provocará un gasto computacional mayor y puede aumentar además los problemas de convergencia.

También influye la forma de los elementos en función del tipo de problema, ya que la forma de los mismos puede ser variada -elementos triangulares y cuadráticos en 2D o prismáticos y tetraédricos en 3D-. En el modelo 2D se realiza la combinación de dos técnicas distintas de mallado, que son las capas de contorno y el triangular libre, utilizando en estos casos un tamaño extra fino.

Los mallados de capas de contorno son una distribución de elementos de una densidad importante en la dirección normal a un contorno. Esto es muy útil cuando los problemas planteados responden a la dinámica de fluidos en los que se requiere de precisión para resolver las capas límites hidrodinámicas, sometidas a gradientes pronunciados en su perfil de velocidades a lo largo de los contornos en los que existe una condición de no deslizamiento. Dado que el modelo es un 3D, las capas de estos elementos se encuentran constituidas por elementos cuadráticos.

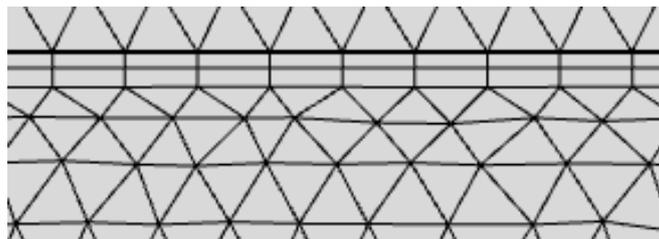


Figura 11.10. Capas de contorno producidas en la interfase devanado-fluido

El tipo de mallado triangular libre se encuentra basado en la creación a través de elementos de forma triangular de un mallado para todos los componentes de la geometría. La forma de los elementos es además desestructurada, facilitándose así la adaptación de este tipo de mallas a elementos con forma irregular.

En los estudios en 2D, aumentar el número de elementos genera un aumento del gasto computacional. Sin embargo, ese aumento no supone un factor clave ya que el gasto computacional inicial no es elevado. En los casos del modelo 3D,

el número de elementos, al ser los dominios volúmenes afecta en de forma sustancial al gasto computacional requerido, y un tamaño demasiado pequeño puede ser imposible de abordar.

En la Figura 11.13 se presenta un mallado con una característica especial; se genera una densidad de elementos en la zona cercana a los cambios de dominios, es decir, a los contornos definidos como paredes para poder calcular en esa zona cuales son los efectos de las capas límite hidrodinámica y de temperatura.

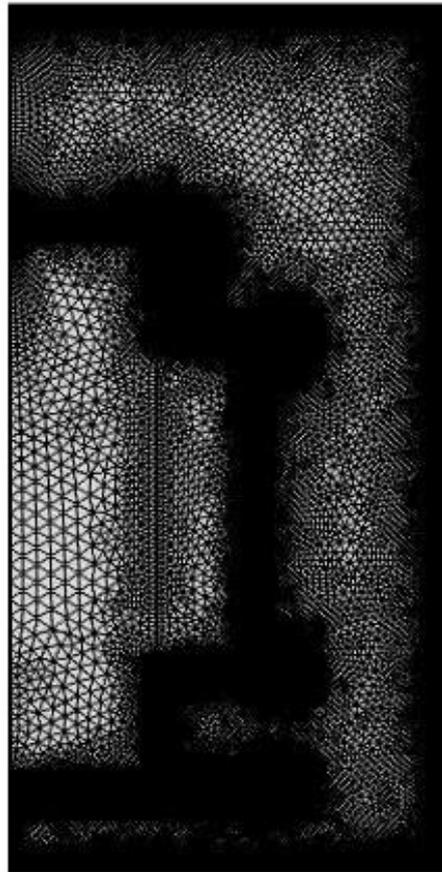


Figura 11.11. Mallado en 2D

Otro de los aspectos que se pueden analizar por medio de COMSOL es la calidad de la malla. La calidad de la misma hacer referencia a la deformación que sufren los elementos respecto de una geometría regular:

- Elementos triangulares respecto de triángulos equiláteros
- Elementos cuadrangulares respecto de un cuadrado

Cuando los elementos tienen un menor tamaño, esa distorsión se hace menor y el parecido de los elementos con lo que corresponde a un elemento regular es mayor. Sin embargo, la búsqueda de esa mejor calidad disminuyendo el tamaño lleva, como se comentó previamente, a un mayor gasto computacional.

Los parámetros de la malla se resumen en la figura 11.15, donde se pueden ver

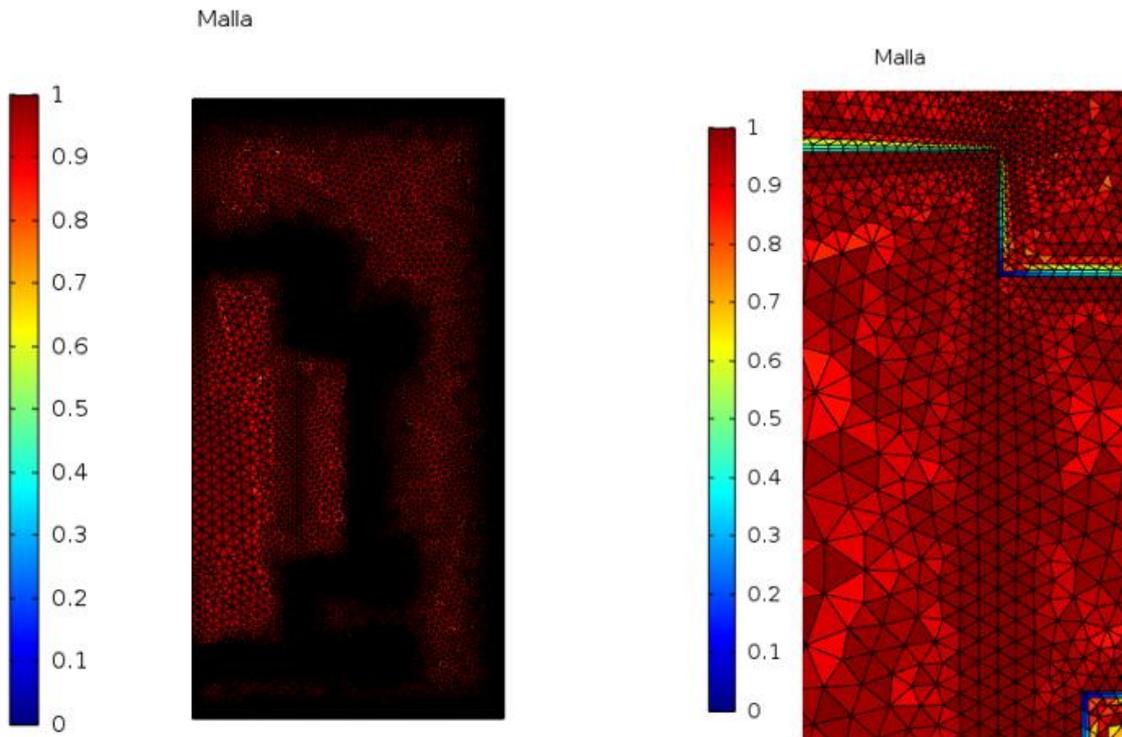


Figura 11.12. Calidad del mallado -izq.- y vista de detalle del contorno núcleo-fluido -der.-

distintas particularidades de la malla, como son el número de elementos de cada tipo que contiene, la calidad mínima y máxima de elemento de la malla y un histograma que reparte los valores de calidad de cada uno de los elementos. Como se aprecia en el histograma, la calidad media del mallado tiene un valor de 0.9151, siendo el mismo un valor relativamente alto, por lo que el mallado tiene una buena calidad. La calidad mínima que se obtiene es de 0.1186, correspondiente a las capas de contorno que se encuentran en la frontera de distintos dominios como se puede apreciar en la figura 11.14. Esto no significa que la malla no sea válida para la misma, sino que puede ocurrir que el resultado ahí pierda un mínimo de precisión sin problemas. Un problema sería una malla de una calidad media pobre.

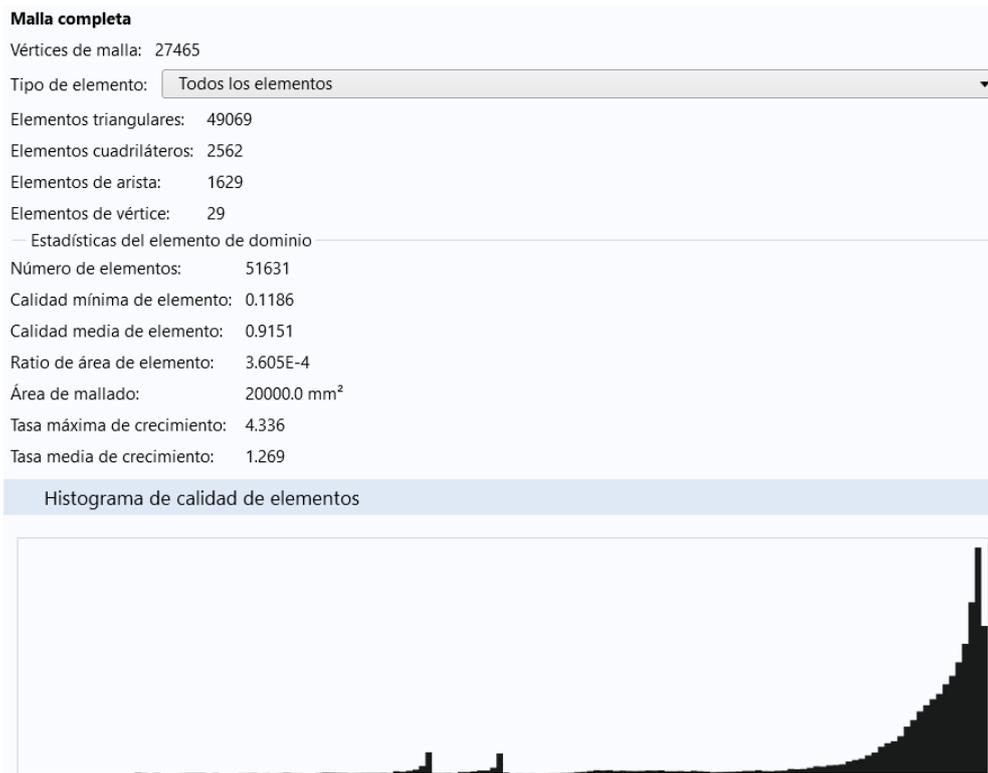


Figura 11.13. Estadísticas e histograma de la calidad del mallado

11.6 ESTUDIO

Como último paso antes de realizar el cálculo y la simulación se debe establecer el tipo de estudio y el resolvidor a emplear. El resolvidor es muy importante para asegurar la convergencia del modelo y que el tiempo del cálculo no se expanda en el tiempo.

Cuando se establecen estos pasos se pone en marcha la simulación para, posteriormente, analizar los resultados obtenidos.

11.6.1 Tipo de estudio

Como se ha comentado en apartados previos, el estudio realizado es de tipo estacionario.

11.6.2 Número de Courant-Friedrich-Levy

En ciertos problemas en los que se tiene una no linealidad, como son los de la convección natural, alcanzar una convergencia puede resultar dificultoso, por lo que no es sencillo encontrar una solución. Las fuerzas de flotabilidad se encuentran gobernadas por la diferencia de temperaturas en el fluido por lo que

la ecuación de energía del fluido está totalmente relacionada con las ecuaciones de Navier-Stokes. En el estudio se tiene convección natural, en la cual el acoplamiento de estas ecuaciones es ciertamente sólido por lo que en COMSOL se deberá utilizar un resolvidor acoplado al máximo posible. Este tipo de resolvidores, acoplados de forma completa, utilizan una versión amortiguada del método de Newton en el manejo de los parámetros. Así, todos los acoplamientos entre las físicas son considerados en el mismo momento durante la resolución.

El método de Newton amortiguado seleccionado ha sido el método constante. Este método tiene un factor de amortiguamiento definido de forma manual, moderando la velocidad y la seguridad de cálculo. Este factor es inversamente proporcional al tiempo de cálculo, a la seguridad y a la probabilidad de convergencia.

Por otro lado, para la resolución de las ecuaciones lineales se utiliza un resolvidor directo.

En último lugar, para asegurar la convergencia se utiliza una técnica de paso pseudotemporal. El tamaño de este paso se define para cada elemento de la malla de forma individual a través de un parámetro denominado número de Courant-Friedrich-Levy

$$\Delta\tilde{t} = CFL_{loc} \cdot \frac{h}{|u|} \quad (18)$$

En esta ecuación, el coeficiente h es el valor del tamaño de la malla.

El número de Courant-Friedrich-Levy se define de la siguiente manera

$$CFL = \frac{|u| \cdot \Delta t}{h} \quad (19)$$

Al seleccionar un valor inicial pequeño de este número, el paso inicial mencionado previamente era reducido obteniendo así una mayor regularidad en las iteraciones, a costa de generar un mayor tiempo de computación en las primeras iteraciones.

En la figura 11.14 se aprecian los ajustes realizados para la configuración del resolvidor a utilizar.

Completamente acoplado
Calcular selección = Calcular

Etiqueta: Completamente acoplado 1

General

Resolvidor lineal: Directo 1

método y terminación

Método no-lineal: Constante (Newton)

Factor de amortiguamiento: 0.8

Actualizar Jacobiano: En cada iteración

Técnica de terminación: Tolerancia

Número máximo de iteraciones: 500

Factor de tolerancia: 1

Criterio de terminación: Solución o residuo

Factor de residuo: 1000

Estabilización y aceleración: Paso pseudotemporal

Número CFL inicial: 0.5

PID regulator-Proporcional: 0.65

PID regulator-Derivative: 0.05

PID regulator-Integrative: 0.05

Estimador de error deseado: 0.1

Figura 11.14. Configuración del resolvidor de COMSOL Multiphysics

12. RESULTADOS

12.1 INTRODUCCIÓN

Durante este capítulo se expondrán los datos recogidos en los experimentos realizados en la plataforma y los correspondientes a las simulaciones numéricas con el software comentado en el apartado previo. Así, se utilizarán los primeros para corroborar que los resultados obtenidos en las simulaciones son resultados aceptables dentro de un margen de error, que en este caso será de un $\pm 5\%$ respecto de la temperatura obtenida en la plataforma experimental para cada uno de los tres índices de carga utilizados para las seis muestras de líquido refrigerante que se utilizarán.

12.2 RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PLATAFORMA EXPERIMENTAL

Los resultados obtenidos en la plataforma experimental corresponden a los diferentes ensayos realizados en la misma. Estos resultados son de temperaturas y se obtienen a partir de un equipo de sondas, que se encuentran instaladas en ciertas partes del equipo. Estas sondas están colocadas en distintas zonas del transformador para medir la temperatura de cada una de las partes que lo conforman. Las cuatro posiciones de las mismas son:

- Devanados del transformador.
- Núcleo del transformador.
- Parte superior del aceite del transformador.
- Parte inferior del aceite del transformador.

Cabe recordar la presencia de una quinta sonda, utilizada para medir la temperatura ambiente en cada uno de los ensayos.

Para obtener un valor estable de las temperaturas, se deja el transformador trabajando en carga durante varias horas. Así, se alcanzan unos valores de temperaturas que se tomarán como valores en régimen permanente cuando cumplan un precepto, que es que las temperaturas no varíen más de 0.5°C durante una hora continua.

Así, los resultados de las temperaturas una vez alcanzado el régimen estacionario se mostrarán en una tabla para cada uno de los aceites para poder de esta forma realizar la comparación de las mismas. Además, se mostrará una segunda tabla en la que se registrarán los gradientes de temperaturas respecto de la temperatura ambiente de cada uno de los ensayos, para poder comparar la diferencia de temperaturas evitando así la influencia que la temperatura ambiente tiene sobre la transferencia de calor y comprobar de esa forma como afecta el envejecimiento al que se somete cada uno de los aceites sobre su capacidad refrigerante.

Por último, se añadirá un último apartado en el cual se realizará la comparación entre los dos aceites para el mismo valor de índice de carga y para el mismo tipo de envejecimiento.

12.2.1 Ensayo del transformador al aire

En un primer momento se realiza un ensayo del transformador sin ningún tipo de refrigeración líquida y a carga nominal. Las temperaturas que cumplen la condición de estado estacionario se muestran en la siguiente tabla:

$T_{cobre}(^{\circ}C)$	$T_{hierro}(^{\circ}C)$	$T_{superior}(^{\circ}C)$	$T_{inferior}(^{\circ}C)$	$T_{ambiente}(^{\circ}C)$
56.6	50.5	38.8	45.5	26

Tabla 12.1. Temperaturas del ensayo al aire para estado estacionario

Los incrementos de temperatura respecto de la temperatura ambiente, la cual se mantenía constante a lo largo del ensayo, se muestran en la tabla 12.2

$\Delta T_{cobre}(^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro}(^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior}(^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior}(^{\circ}C)$
30.6	24.5	12.8	19.5

Tabla 12.2. Gradientes de temperaturas del ensayo al aire para estado estacionario

Como era de esperar, el salto térmico más importante se produce en el cobre al ser esta la fuente de calor del transformador. Además, se obtienen mediante un vatímetro las pérdidas nominales del cobre, que corresponden con un valor de $P_{cc} = 20 W$.

12.2.2 Ensayos con éster natural nuevo

Para el éster natural nuevo se realizaron tres ensayos, cada uno correspondiente con un régimen de carga distinto. Se realizaron los ensayos en subcarga - $C=0.72$ -, régimen nominal - $C=1$ - y en sobrecarga - $C=1.3$ -.

En la tabla 12.3, se muestran las temperaturas de los tres ensayos, cada uno de ellos para un índice de carga.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Éster natural nuevo	0.72	37	34.5	33.8	32.5	24.5
	1	47.9	44.3	43.3	40.6	26
	1.3	57.8	53.2	52.1	47	24.8

Tabla 12.3. Temperaturas de los ensayos con éster natural nuevo en régimen estacionario

En la tabla 12.4 se muestran los gradientes de temperaturas respecto de la temperatura ambiente de cada uno de los ensayos para poder realizar una comparación correcta, sin la influencia de la misma.

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Éster natural nuevo	0.72	12.5	10	9.3	8
	1	21.9	18.3	17.3	14.6
	1.3	33	28.4	27.3	22.2

Tabla 12.4 Gradientes de temperaturas del ensayo con éster natural nuevo en régimen estacionario

12.2.3 Ensayos con éster natural envejecido

Al igual que en el caso anterior, se realizan y presentan tres ensayos, correspondientes a cada uno de los regímenes a estudiar. Al tener un aceite que ha sido envejecido de forma acelerada en un horno convectivo a $150^{\circ}C$ durante 168 horas -una semana- en unas vasijas, las propiedades del mismo se ven modificadas, por lo que los resultados que se obtienen serán distintos a los ensayos previos. Como en el caso anterior, se muestran los resultados en dos tablas, una con temperaturas absolutas y otra con los gradientes de temperaturas.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Éster natural envejecido	0.72	38.5	36	35.1	33.8	25.3
	1	46.4	43	42	39	24.1
	1.3	61.5	57	56.1	50	27

Tabla 12.5. Temperaturas de los ensayos con éster natural envejecido en régimen estacionario

En la tabla 12.6 aparecen los gradientes de temperaturas, como ya se especificó previamente, restándose el valor de la temperatura ambiente a las temperaturas obtenidas en cada experimento.

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Éster natural envejecido	0.72	13.2	10.7	9.8	8.5
	1	22.3	18.9	17.9	14.9
	1.3	34.5	30	29.1	23

Tabla 12.6. Gradientes de temperaturas del ensayo con éster natural envejecido en régimen estacionario

12.2.4 Ensayos con éster natural envejecido con papel

Estos serán los últimos ensayos que se realizarán con el éster natural, correspondientes a este tipo de aceite envejecido durante 168 horas -al igual que en el apartado anterior- con una cantidad de papel PSP que, a su vez, al encontrarse sumergido en el aceite comenzará a degradarse y desprender partículas que afectarán a las propiedades térmicas del aceite, lo cual condicionará su rendimiento como refrigerante, como son fundamentalmente la viscosidad y la densidad. Una vez extraído de ese envejecimiento, se corroboró la degradación del papel a simple vista debido a su carácter quebradizo y posteriormente se le sometió a un ensayo para realizar el cálculo del DP para el papel, parámetro mencionado en 7.3, comprobando que su valor era cercano a 200, es decir, mostrando una clara degradación.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Éster natural envejecido c/ papel	0.72	39.2	36.6	34.1	34	24
	1	47.6	44.1	41.5	39.5	23.8
	1.3	61	56.5	53.1	48.9	24.1

Tabla 12.7. Temperaturas de los ensayos con éster natural envejecido con papel en régimen estacionario

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Éster natural envejecido c/ papel	0.72	15.2	12.6	10.1	10
	1	23.8	20.3	17.7	15.7
	1.3	36.9	32.4	29	24.8

Tabla 12.8. Gradientes de temperaturas del ensayo con éster natural envejecido con papel en régimen estacionario

Se observa en la tabla 12.8 que las temperaturas en las sondas superior e inferior son más próximas que en los casos anteriores. Esto se debe a que el aumento de residuos en el aceite provocado por la degradación del papel aislante que se introdujo en el envejecimiento provoca un aumento tanto de la densidad como de la viscosidad. Así, los ciclos de convección son menores.

Por otro lado, esta característica desaparece a medida que aumenta el índice de carga, ya que aumentan las temperaturas y disminuye así la viscosidad del aceite. Por lo tanto, a medida que aumenta C, la diferencia entre la temperatura superior e inferior se acrecienta.

12.2.5 Ensayos con aceite mineral nuevo

Una vez realizados todos los ensayos con el éster natural, se procede a realizar una nueva tanda de ensayos con un aceite mineral, contra el que se contrastarán los resultados que se obtuvieron previamente con el éster natural. Los ensayos serán los mismos, tres aceites con distinto grado de envejecimiento -uno de ellos con papel incluido-. Con esto, se buscará una comparación de la capacidad refrigerante entre ambos aceites y realizar una observación de cómo afecta el envejecimiento a cada uno de los aceites.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Aceite mineral nuevo	0.72	34	32.1	31.8	30.1	22.3
	1	44.1	41.3	40.9	37.1	22.9
	1.3	55	51.6	51.1	45	23.5

Tabla 12.9. Temperaturas de los ensayos con aceite mineral nuevo en régimen estacionario

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Aceite mineral nuevo	0.72	11.7	9.8	9.5	7.8
	1	21.2	18.4	18	14.2
	1.3	31.5	28.1	27.6	21.5

Tabla 12.10. Gradientes de temperaturas del ensayo con aceite mineral nuevo en régimen estacionario

En el caso del aceite mineral, al ser menos viscoso, la temperatura de la sonda superior ya se aproxima a la del hierro, ya que el aceite caliente sufre la convección antes que en el caso del éster natural y entrega más calor a la sonda superior.

12.2.6 Ensayos con aceite mineral envejecido

Se realiza un envejecimiento de la misma forma que se realizó con el éster natural, en un horno convectivo durante 168 horas a una temperatura de 150°C. Este envejecimiento afecta a sus propiedades, siendo las más afectadas la viscosidad y la densidad. Así, las temperaturas que se registrarán en estos ensayos que se exponen a continuación diferirán de las obtenidas con el aceite nuevo, debido a que el envejecimiento genera un aumento de la densidad y de la viscosidad lo que afecta a los ciclos de convección que se dan en el aceite.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Aceite mineral envejecido	0.72	35.3	33.3	32.7	31.4	23.5
	1	43.9	41	40.6	37.2	22.2
	1.3	55.2	51.6	51.3	45.4	23.1

Tabla 12.11. Temperaturas de los ensayos con aceite mineral envejecido en régimen estacionario

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Aceite mineral	0.72	11.8	9.8	9.2	7.9
envejecido	1	21.7	18.8	18.4	15
	1.3	32.1	28.5	28.2	22.3

Tabla 12.12. Gradientes de temperaturas del ensayo con aceite mineral envejecido en régimen estacionario

12.2.7 Ensayos con aceite mineral envejecido con papel

Esta es la última tanda de ensayos realizados en la plataforma experimental, y corresponden a la inclusión en la misma de un aceite mineral sometido a un envejecimiento durante 168 horas -al igual que los realizados de forma previa- con la misma cantidad de papel aislante en su interior, el cual se ve sometido a una degradación que en este caso será distinta a la sufrida previamente, ya que el papel no se comporta de forma exactamente similar en un aceite o en otro. Al obtener el valor del DP para ambos, se observa una diferencia clara en la longitud de las cadenas de polímeros, lo que, como se explicó en el apartado 7.3 es una forma de medir la degradación del papel.

Así, en la figura 12.1 se muestran los valores del DP tanto para el aceite mineral como para el éster natural en función del tiempo de envejecimiento.

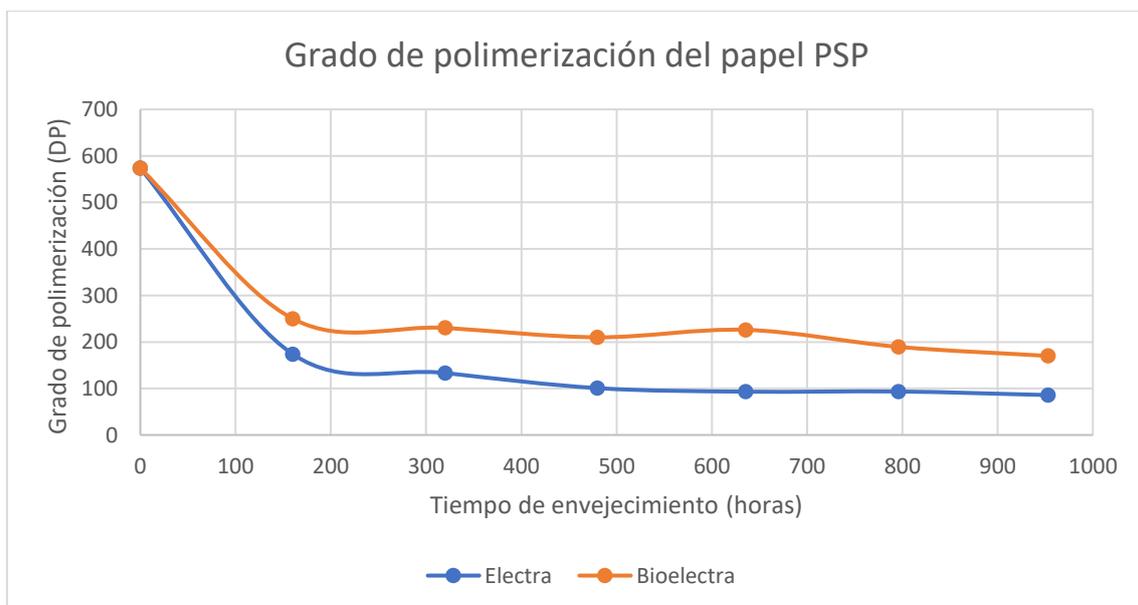


Figura 12.1. Grado de polimerización -DP- respecto del tiempo de envejecimiento para aceite mineral y éster natural

Como se observa en la figura 12.1, el grado de degradación del papel es notablemente superior en el aceite mineral. Esto conlleva una mayor presencia de papel en el aceite mineral envejecido respecto de la que se encuentra en el éster natural.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Aceite mineral envejecido c/ papel	0.72	34.2	32.3	32.1	30.5	22.1
	1	44	41.1	40.7	37.4	22.3
	1.3	52.9	49.5	49.2	43.6	21.5

Tabla 12.13. Temperaturas de los ensayos con aceite mineral envejecido con papel en régimen estacionario

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Aceite mineral envejecido c/ papel	0.72	12.1	10.2	10	8.4
	1	21.7	18.8	18.4	15.1
	1.3	31.4	28	27.7	22.1

Tabla 12.14. Gradientes de temperaturas del ensayo con aceite mineral envejecido con papel en régimen estacionario

12.3 COMPARATIVA DE RESULTADOS EXPERIMENTALES

En este apartado se realiza una comparativa entre los dos aceites -éster natural y aceite mineral- utilizados en los ensayos. Para ello, se realizará esa comparativa para las mismas características de ensayo, es decir, mismo índice de carga y mismo tipo de envejecimiento sufrido por el aceite. Así, se dispone a contrastar los gradientes de temperaturas respecto de la temperatura ambiente, para evitar que lo incontrolable de la misma no afecte de forma ostensible a los resultados de temperaturas.

Para ello, a continuación, se muestran una serie de gráficas donde se ven los gradientes de temperaturas de las diferentes sondas para las seis muestras. Se muestran en los tres puntos cuyas temperaturas son más interesantes, las cuales son la temperatura en el punto superior, en el punto inferior y en el cobre.

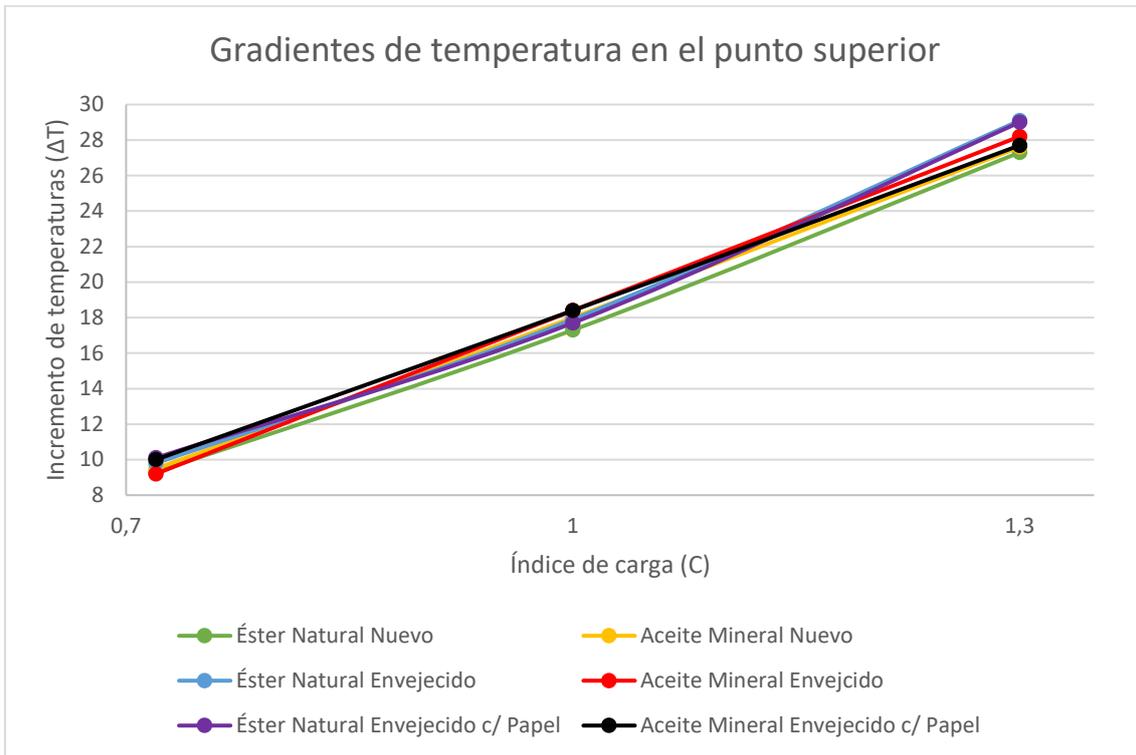


Figura 12.2. Gradientes de temperaturas para las seis muestras de aceites en el punto superior

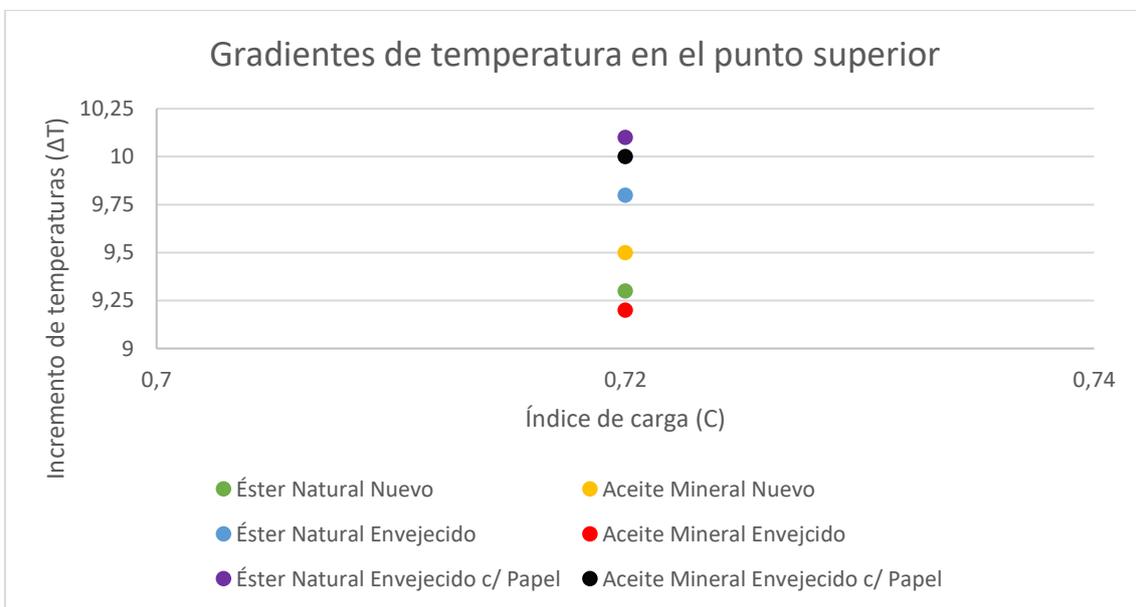


Figura 12.3. Gradientes de temperaturas en el punto superior para C=0.72

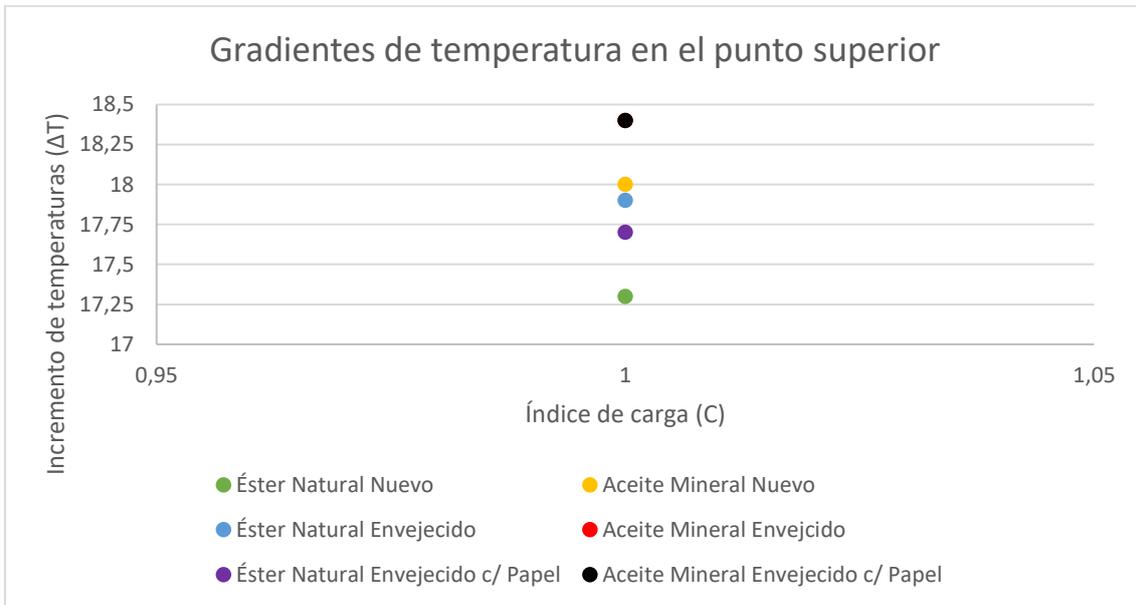


Figura 12.4. Gradientes de temperaturas en el punto superior para C=1

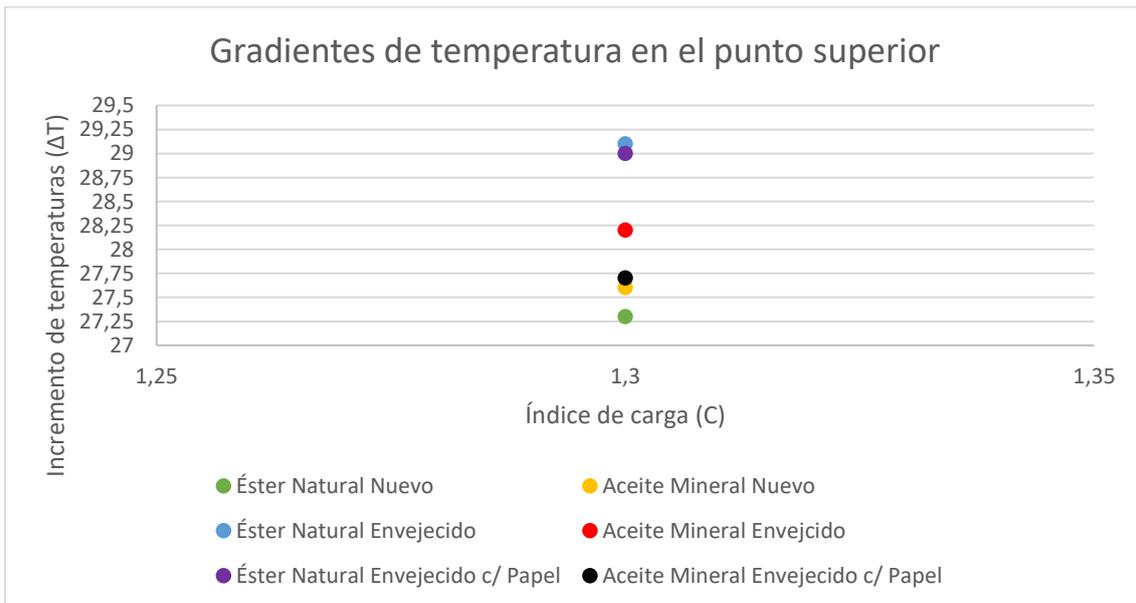


Figura 12.5. Gradientes de temperaturas en el punto superior para C=1.3

Asimismo, es necesario recordar que las sondas experimentales utilizadas tienen un error de medida del $\pm 5\%$. Es por ello que, en ocasiones, un aceite más envejecido genera un menor gradiente de temperaturas respecto de otro más nuevo, como es el caso de $C=0.72$, donde se aprecia como el valor de aceite envejecido es el que menor gradiente de temperatura tiene.

Por otro lado, se aprecia como a medida que aumentan las temperaturas -al aumentar el índice de carga- aumenta el gradiente de los ésteres envejecidos por lo que se deduce un empeoramiento de la capacidad de refrigeración de esos aceites. Así, los gradientes del punto superior son menores en el caso del éster, debido a que éste captura menos calor del cobre y por lo tanto se calienta menos. Esto lleva a concretar que el éster natural es un peor refrigerante que el aceite mineral.

Se muestran a continuación las mismas figuras que en el caso anterior, pero esta vez reflejando los datos obtenidos para el punto inferior.

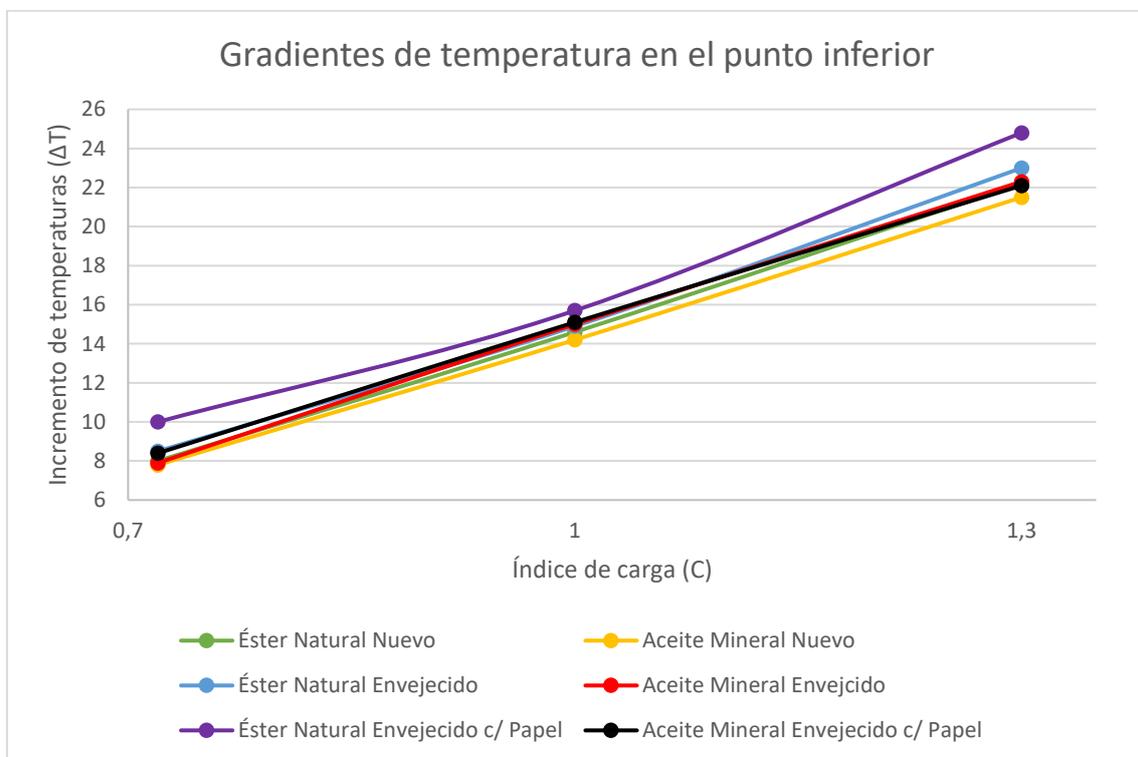


Figura 12.6. Gradientes de temperaturas para las seis muestras de aceites en el punto inferior

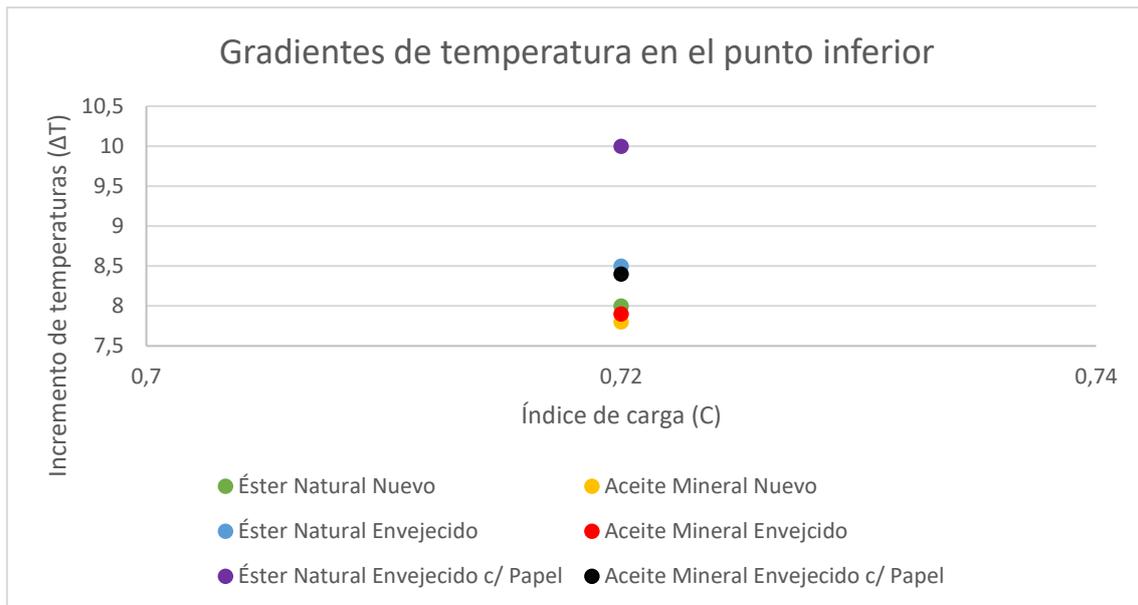


Figura 12.7. Gradientes de temperaturas en el punto inferior para C=0.72

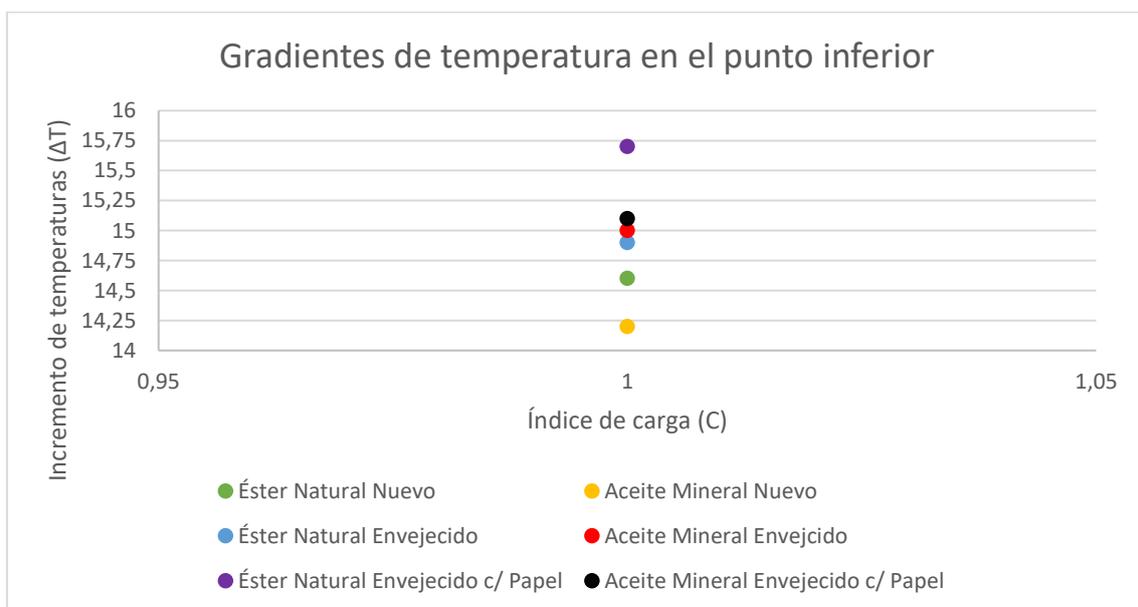


Figura 12.8. Gradientes de temperaturas en el punto inferior para C=1

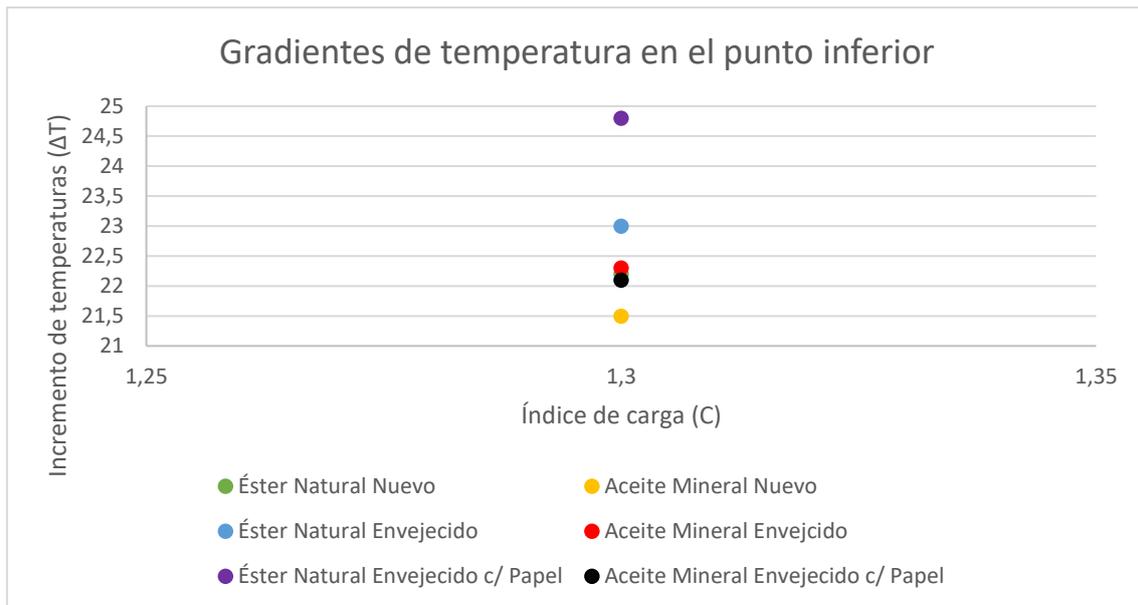


Figura 12.9. Gradientes de temperaturas en el punto inferior para C=1.3

Como se ve en este caso, el éster natural tiene por norma general una peor actuación en este punto. Esto es debido a que la evacuación de calor del transformador hacia el fondo de la cuba se hace fundamentalmente por conducción, no por convección, como se aprecia en las simulaciones aportadas en las figuras 12.14 en adelante. Así, se demuestra que la capacidad de refrigeración del éster natural por conducción es peor que la del aceite mineral.

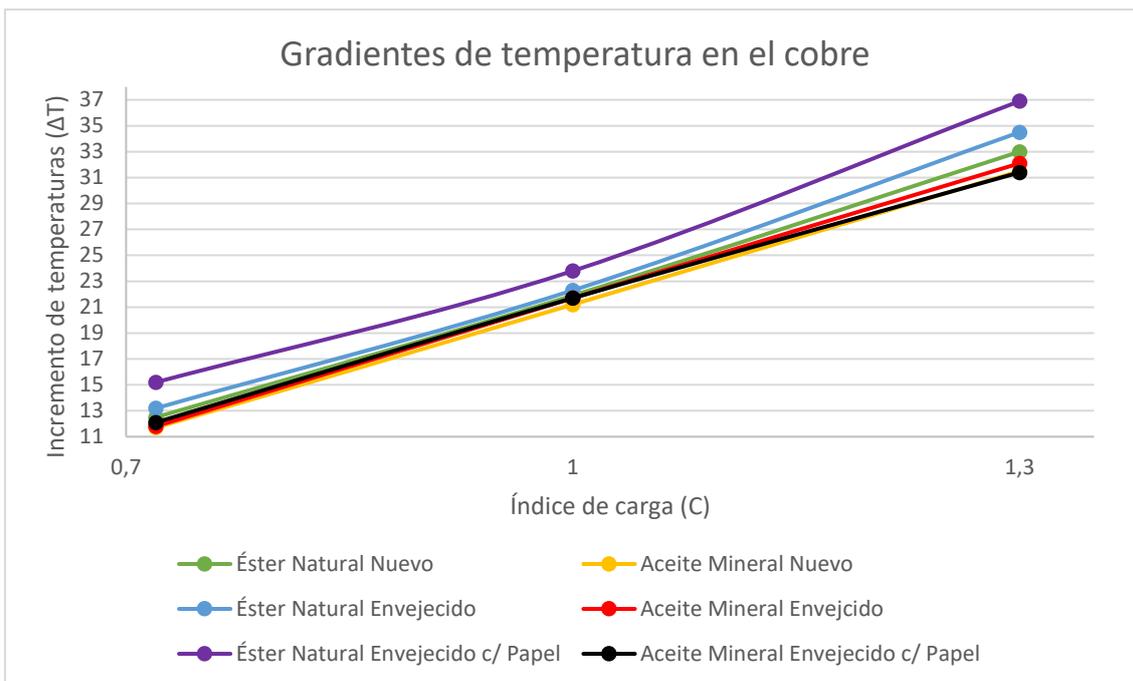


Figura 12.10. Gradientes de temperaturas para las seis muestras de aceites en el cobre

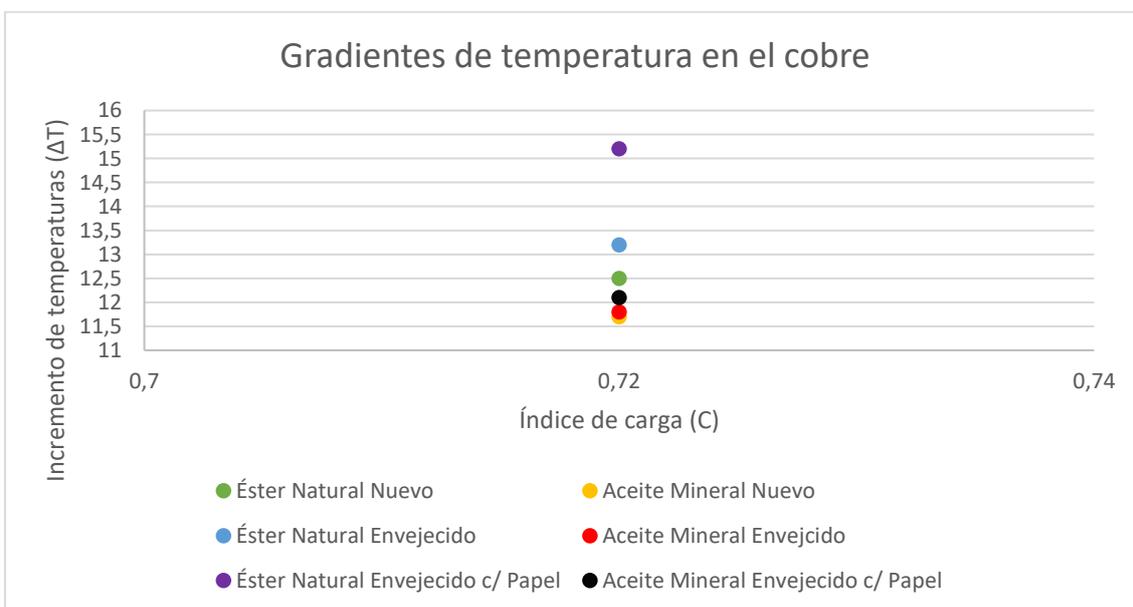


Figura 12.11. Gradientes de temperaturas en el cobre para C=0.72

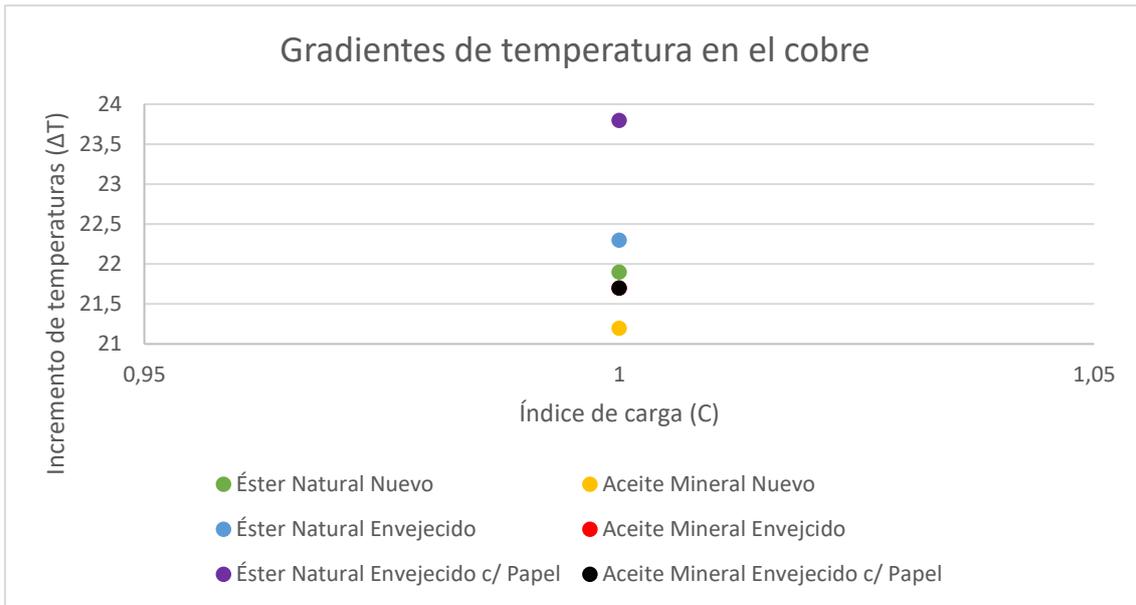


Figura 12.12. Gradientes de temperaturas en el cobre para C=1

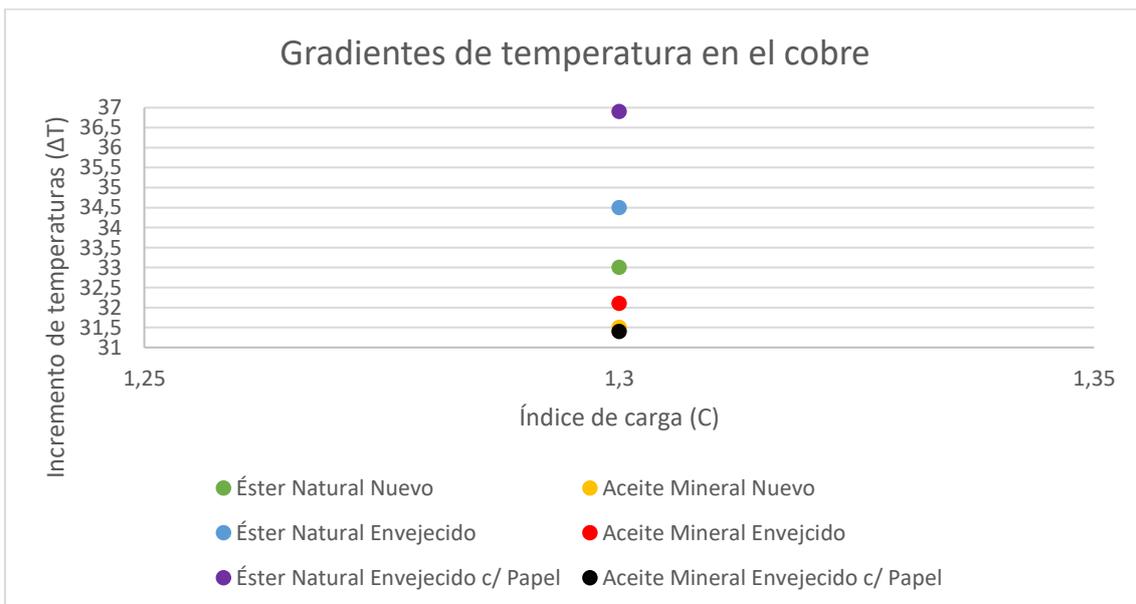


Figura 12.13. Gradientes de temperaturas en el cobre para C=1.3

Para el cobre se observa como en todos los casos aparece un mayor gradiente en los casos en los cuales el aceite usado para refrigerar el transformador era el éster natural, independientemente de su envejecimiento. Esto demuestra que la capacidad del aceite mineral para extraer el calor del transformador es mejor que la del éster natural de forma global.

12.4 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS SIMULACIONES

Una vez realizados los experimentos, se deben realizar las simulaciones. Pero para que estas simulaciones sean válidas, los resultados obtenidos en las mismas deben coincidir aproximadamente con los obtenidos en la plataforma experimental. Como se comentó previamente en el apartado 12.1, las sondas de medición de la temperatura de la plataforma experimental tienen un margen de error de la medida, correspondiente a un $\pm 5\%$ respecto de la temperatura real. Es por eso que, para proceder a la validación de las simulaciones, se realiza una comparativa entre los resultados de las simulaciones y los resultados obtenidos en la plataforma, debiendo encontrarse los primeros dentro de ese margen de error para ser válida la simulación. Como previamente se expuso en el apartado 11.5.3.1, la sonda del núcleo no se encuentra situada en el mismo punto en uno y otro caso, debido a que la simulación está realizada en 2D mientras que la sonda no se encuentra en el plano de corte seleccionado, donde si se encuentran las demás sondas. Es por ese motivo que, para validar las simulaciones, se es más permisivo en el error sufrido en este valor.

Así, los resultados que arroja esta comparativa son los siguientes.

		$T_{ambiente}(^{\circ}C)$	$T_{cobre}(^{\circ}C)$	$T_{hierro}(^{\circ}C)$	$T_{superior}(^{\circ}C)$	$T_{inferior}(^{\circ}C)$
C=0.72	Simulación	24.5	36.1	36.1	34.8	33.2
	Experimento	24.5	37	34.5	33.8	32.5
	Error (%)	0	-2.31	4.52	2.98	2.19
C=1	Simulación	26	46.9	46.7	44.6	41.5
	Experimento	26	47.9	44.3	43.3	40.6
	Error (%)	0	-2.09	5.5	2.95	2.13
C=1.3	Simulación	24.8	56.5	56.2	52.9	47.8
	Experimento	24.8	57.8	53.2	52.1	47
	Error (%)	0	-2.26	5.67	1.54	1.7

Tabla 12.15. Comparativa entre las temperaturas de simulación y de ensayo para el éster natural nuevo en régimen estacionario

		$T_{ambiente}(^{\circ}C)$	$T_{cobre}(^{\circ}C)$	$T_{hierro}(^{\circ}C)$	$T_{superior}(^{\circ}C)$	$T_{inferior}(^{\circ}C)$
C=0.72	Simulación	25.3	37.2	37.1	35.8	34.1
	Experimento	25.3	38.5	36	35.1	33.8
	Error (%)	0	-3.41	3.06	1.93	0.82
C=1	Simulación	24.1	45.3	45.3	43	39.7
	Experimento	24.1	46.4	43	42	39
	Error (%)	0	-2.42	5.29	2.38	1.84
C=1.3	Simulación	27	60.6	60.3	57	51.7
	Experimento	27	61.5	57	56.1	50
	Error (%)	0	-1.5	5.79	1.57	3.32

Tabla 12.16. Comparativa entre las temperaturas de simulación y de ensayo para el éster natural envejecido en régimen estacionario

		$T_{ambiente}(^{\circ}C)$	$T_{cobre}(^{\circ}C)$	$T_{hierro}(^{\circ}C)$	$T_{superior}(^{\circ}C)$	$T_{inferior}(^{\circ}C)$
C=0.72	Simulación	24	37.2	37.2	35.8	34.1
	Experimento	24	39.2	36.6	34.1	34
	Error (%)	0	-4.98	1.53	4.99	0.41
C=1	Simulación	23.8	45.7	45.5	43.2	40
	Experimento	23.8	47.6	44.1	41.5	39.5
	Error (%)	0	-4.04	3.2	4.18	1.21
C=1.3	Simulación	24	37.2	37.2	35.8	34.1
	Experimento	24	39.2	36.6	34.1	34
	Error (%)	0	-4.98	1.53	4.99	0.41

Tabla 12.17. Comparativa entre las temperaturas de simulación y de ensayo para el éster natural envejecido con papel en régimen estacionario

		$T_{ambiente}(^{\circ}C)$	$T_{cobre}(^{\circ}C)$	$T_{hierro}(^{\circ}C)$	$T_{superior}(^{\circ}C)$	$T_{inferior}(^{\circ}C)$
C=0.72	Simulación	22.3	33.6	33.5	31.8	30.2
	Experimento	22.3	34	32.1	31.8	30.1
	Error (%)	0	-1.18	4.36	0	0.33
C=1	Simulación	22.9	44.7	44.4	40.3	38.3
	Experimento	22.9	44.1	41.3	40.9	37.1
	Error (%)	0	1.36	7.51	-1.47	3.23
C=1.3	Simulación	23.5	55.9	55.5	50.3	46.1
	Experimento	23.5	55	51.6	51.1	45
	Error (%)	0	1.64	7.56	-1.57	2.44

Tabla 12.18. Comparativa entre las temperaturas de simulación y de ensayo para el aceite mineral nuevo en régimen estacionario

Como se puede observar en las tablas anteriores, los únicos resultados que aparecen fuera del rango son los referentes a la temperatura en el hierro, y como era de esperar, esa temperatura siempre es mayor en la simulación, al estar colocada la sonda en dicha simulación más centrada y más cercana por lo tanto a la fuente de calor, que en este caso es el cobre.

12.5 RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS SIMULACIONES

Una vez validado el modelo numérico, en este apartado se mostrarán sus resultados. Al igual que en el apartado 12.2, donde se explicó para cada tipo de aceite, este apartado se dividirá en distintos subapartados donde se comentarán los resultados de las diferentes simulaciones realizadas.

12.5.1 Simulaciones con éster natural nuevo

Se comienza así a plasmar los resultados obtenidos una vez se realizaron las simulaciones pertinentes. En la simulación se introdujeron las propiedades de los aceites obtenidas previamente como se explicó en el apartado 6.5. Además, se utilizó como temperatura ambiente de la simulación la medida en régimen permanente en el ensayo experimental, ya que la comprobación de las temperaturas se realiza con las temperaturas finales tanto de la simulación como de los ensayos. Así, los resultados que arroja las simulaciones son los siguientes:

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Éster natural nuevo	0.72	36.1	36.1	34.8	33.2	24.5
	1	46.9	46.7	44.6	41.5	26
	1.3	56.5	56.2	52.9	47.8	24.8

Tabla 12.19. Temperaturas de las simulaciones con éster natural nuevo en régimen estacionario

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Éster natural nuevo	0.72	11.6	11.6	10.3	8.7
	1	20.9	20.7	18.6	15.5
	1.3	31.7	31.4	28.1	23

Tabla 12.20. Gradientes de temperaturas de la simulación con éster natural nuevo en régimen estacionario

Se mostrarán ahora, además, seis figuras, dos por cada simulación donde se observan la distribución de temperaturas y las líneas de flujo que realiza el éster natural nuevo dentro del transformador respectivamente.

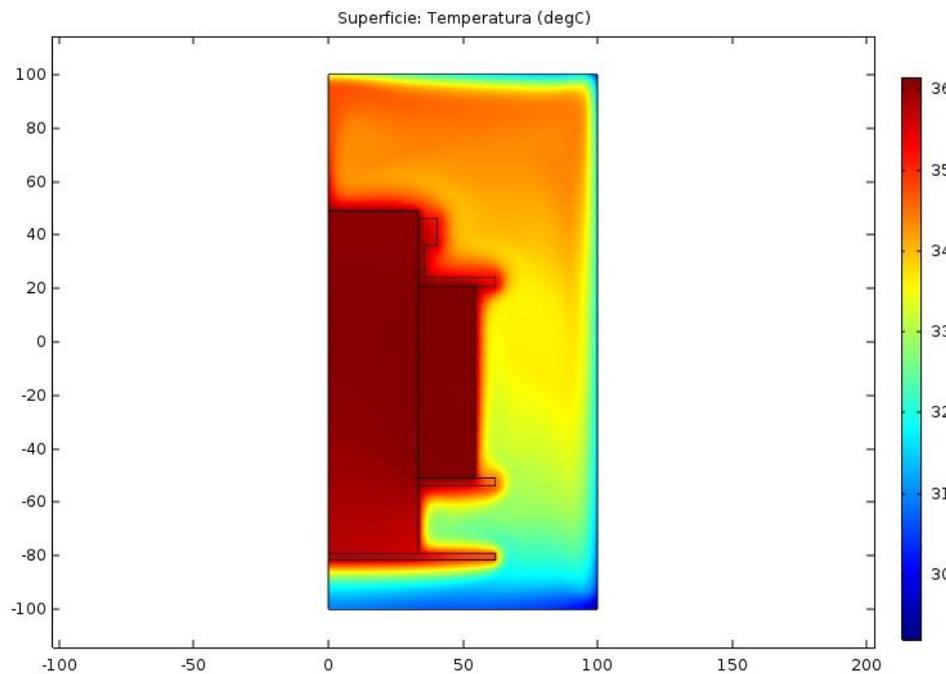


Figura 12.14. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural nuevo y $C=0.72$

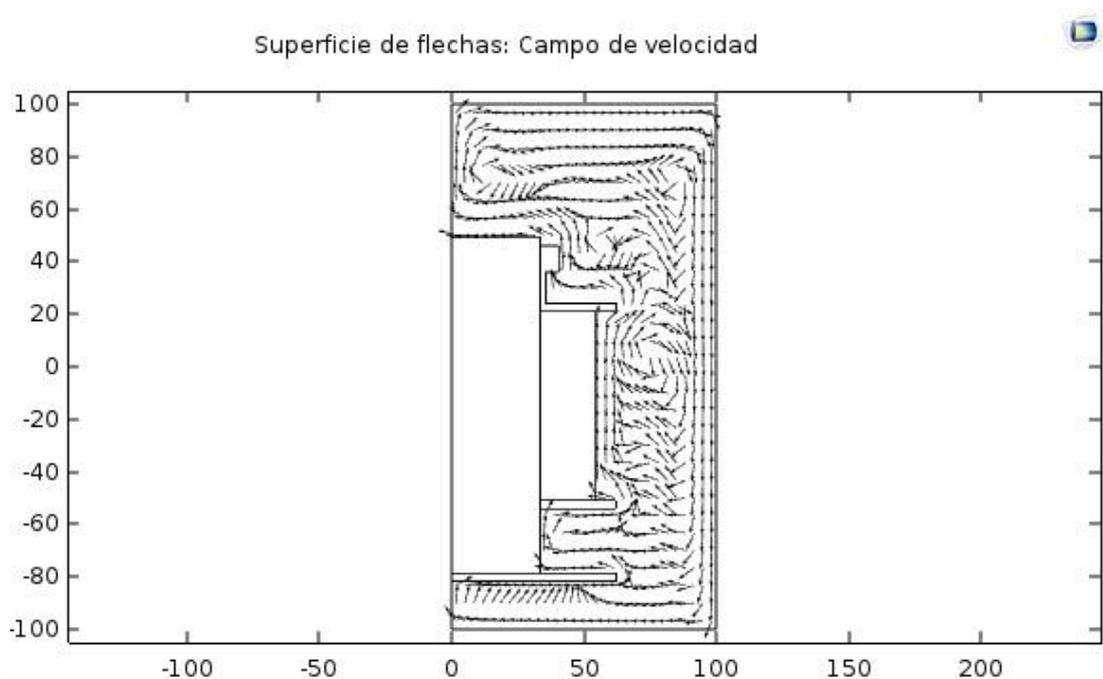


Figura 12.15. Campo de velocidades en la simulación con éster natural nuevo y $C=0.72$

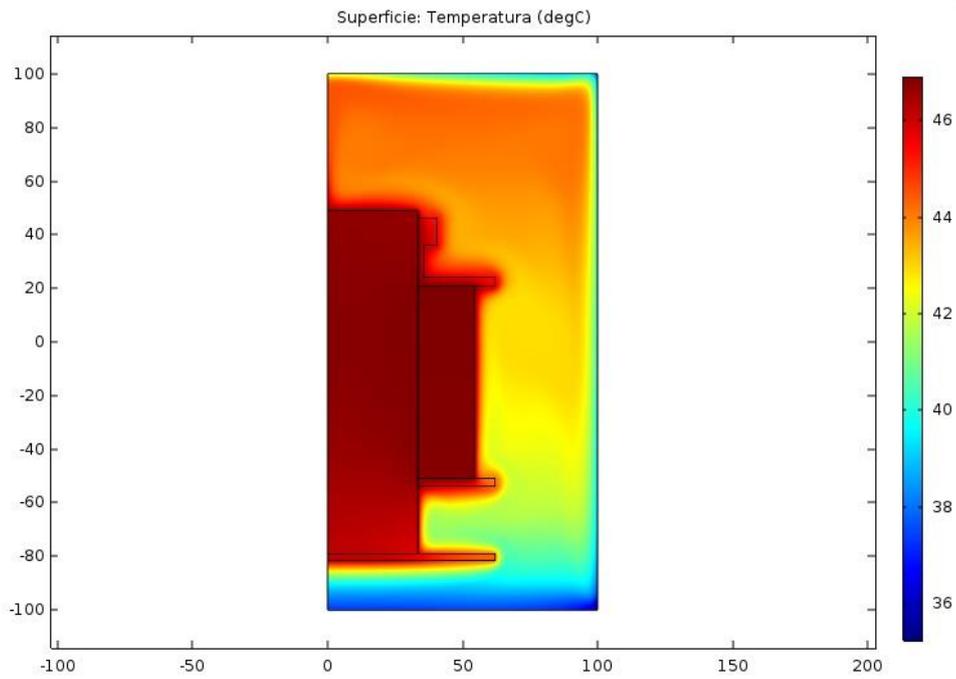


Figura 12.16. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural nuevo y C=1

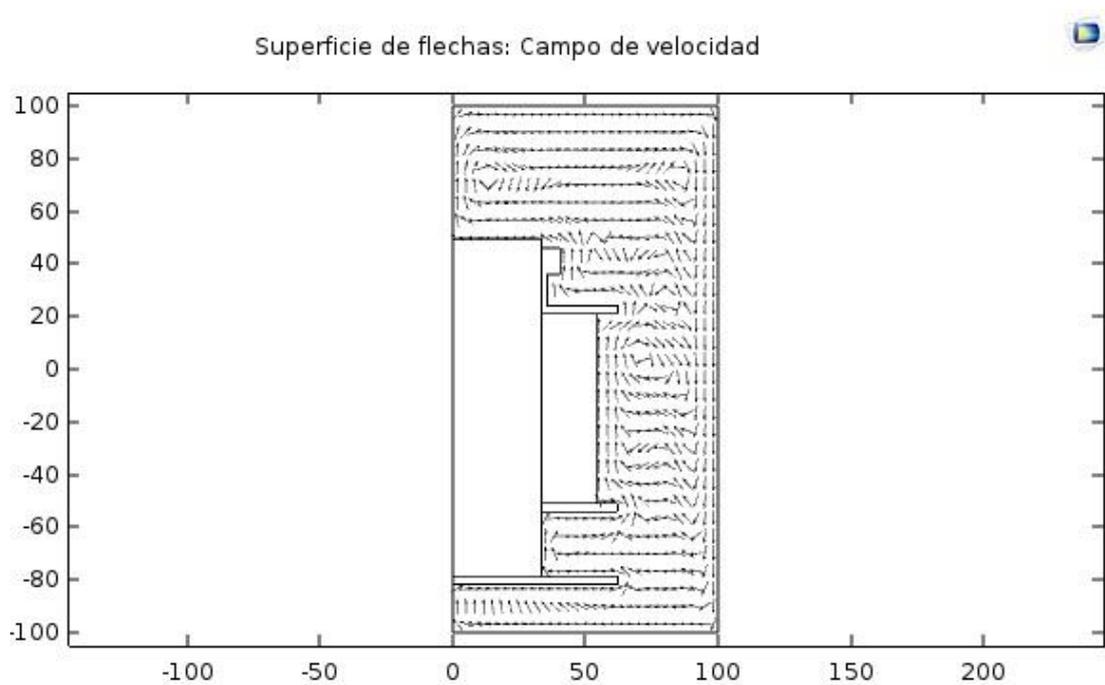


Figura 12.17. Campo de velocidades en la simulación con éster natural nuevo y C=1

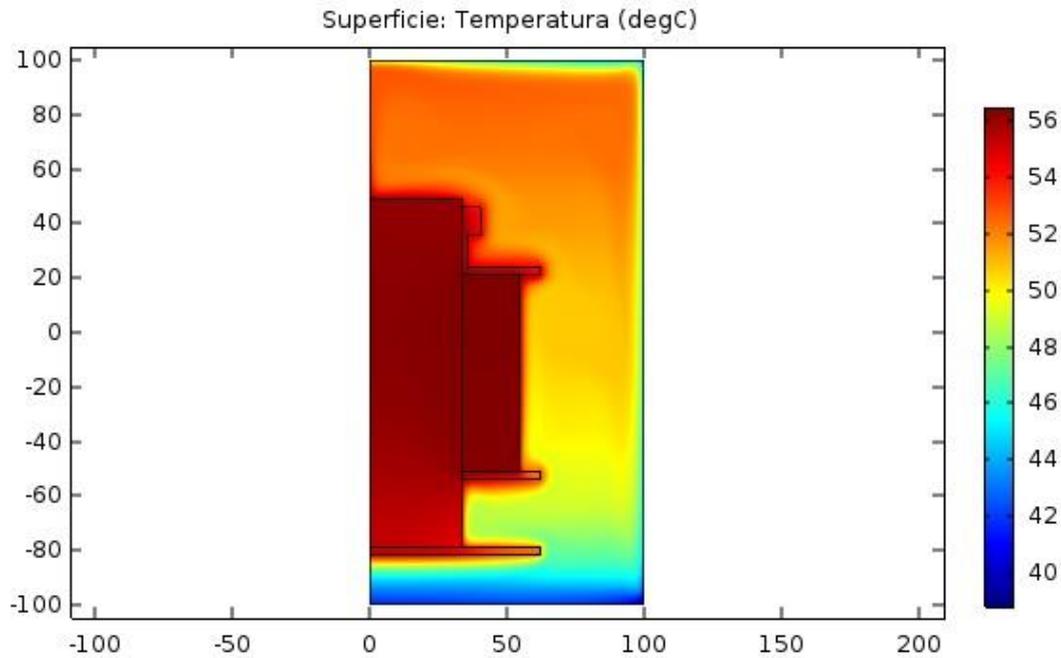


Figura 12.18. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural nuevo y $C=1.3$

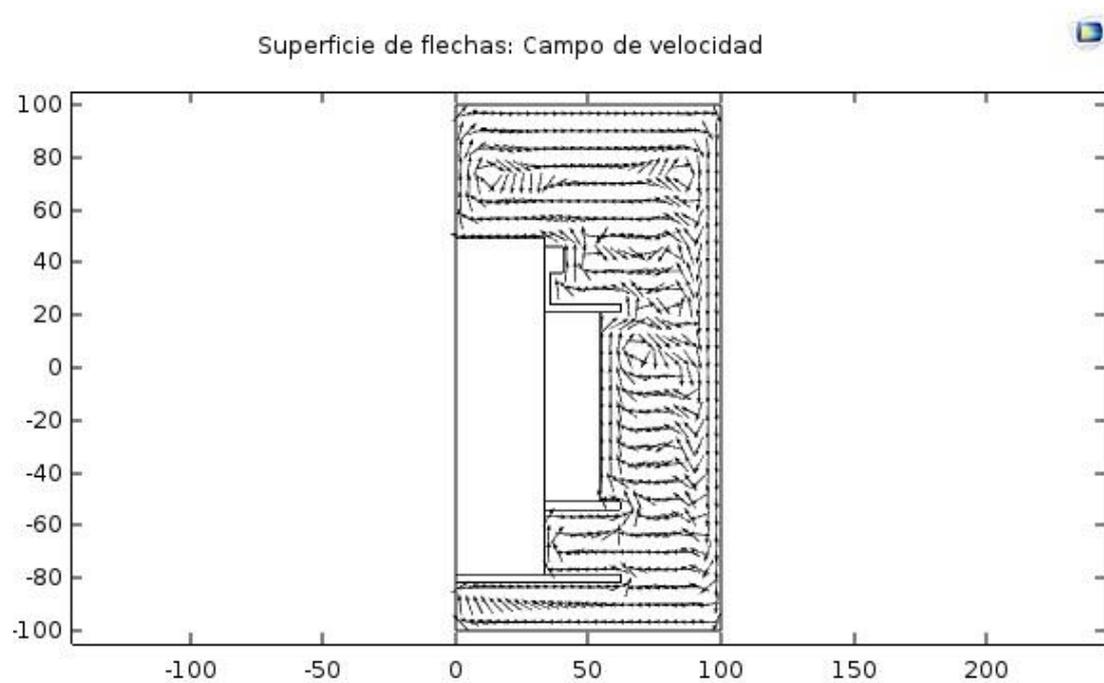


Figura 12.19. Campo de velocidades en la simulación con éster natural nuevo y $C=1.3$

Como se observa en estas figuras, la distribución de temperaturas no varía de forma ostensible en las tres simulaciones, modificándose únicamente los valores de dichas temperaturas. Se aprecia además una clara estratificación de las temperaturas en todo el volumen del aceite, excepto en el fondo de la cuba, lo

cual permite la aparición de varios ciclos de convección. Como se indicaba, en la parte inferior de la cuba no existe estratificación de temperaturas, lo cual significa la inexistencia de movimiento en el aceite, como se ve en las figuras 12.15, 12.17 y 12.19, donde únicamente se muestra una línea de flujo. Por lo tanto, en esa zona predomina la transferencia de calor por conducción, fenómeno caloportador mucho menos eficiente que la convección, hecho que se aprecia en la inexistencia de estratificación de temperaturas en el fondo.

Por otro lado, en las líneas de flujo se aprecian tres ciclos de convección de forma clara: uno que aparece en la parte central del transformador, a media altura, uno mucho mayor que aparece en la parte superior y un último ciclo que recorre el contorno en toda su superficie.

12.5.2 Simulaciones con éster natural envejecido

En estas simulaciones, se modificaron las propiedades del éster natural por las del envejecido, obtenidas por los mismos métodos y ensayos que en el caso anterior. Una vez hecho esto, y modificada la temperatura ambiente correspondiente a la del ensayo, se procede a la realización de las simulaciones y se plasman a continuación los resultados obtenidos de las mismas.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Éster natural envejecido	0.72	37.2	37.1	35.8	34.1	25.3
	1	45.3	45.3	43	39.7	24.1
	1.3	60.6	60.3	57	51.7	27

Tabla 12.21. Temperaturas de las simulaciones con éster natural envejecido en régimen estacionario

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Éster natural envejecido	0.72	11.9	11.8	10.5	8.8
	1	21.2	21.2	18.9	15.6
	1.3	33.6	33.3	30	24.7

Tabla 12.22. Gradientes de temperaturas de la simulación con éster natural envejecido en régimen estacionario

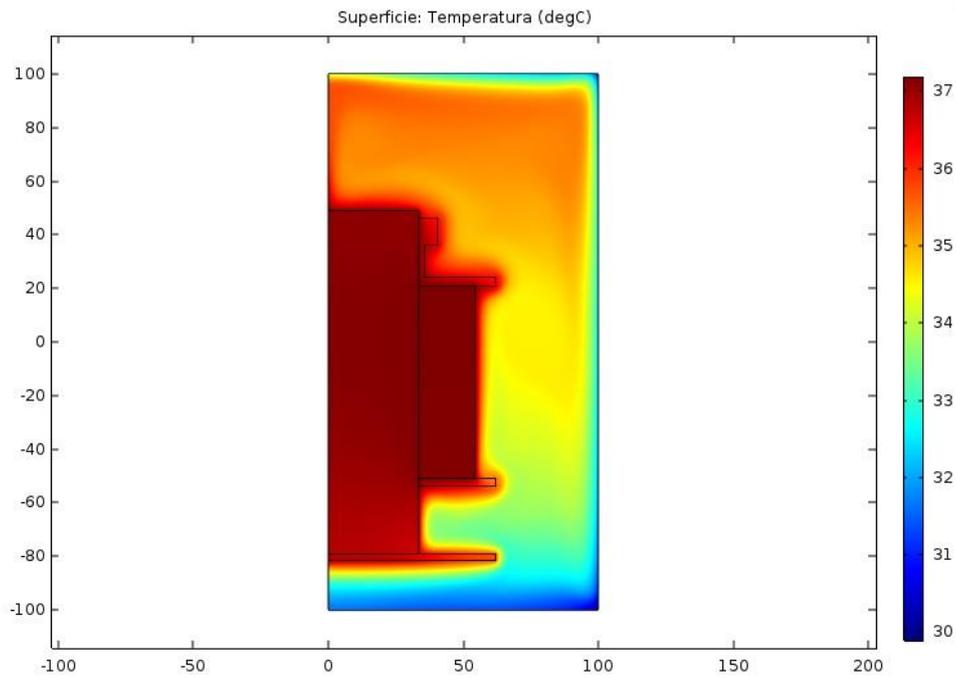


Figura 12.20. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido y $C=0.72$

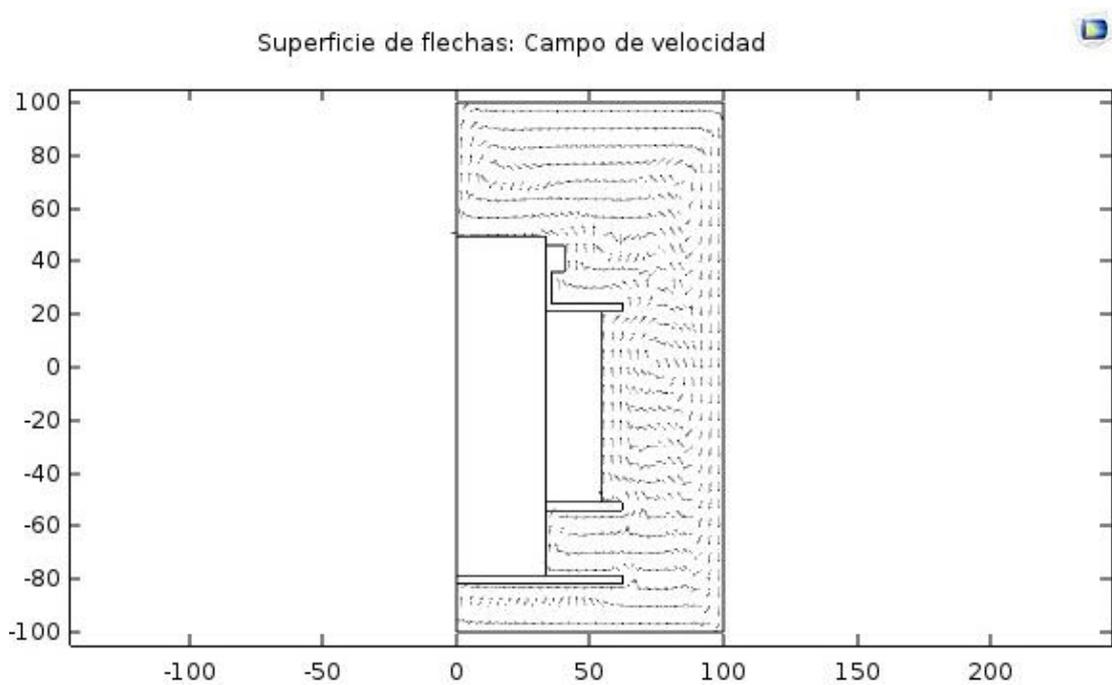


Figura 12.21. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido y $C=0.72$

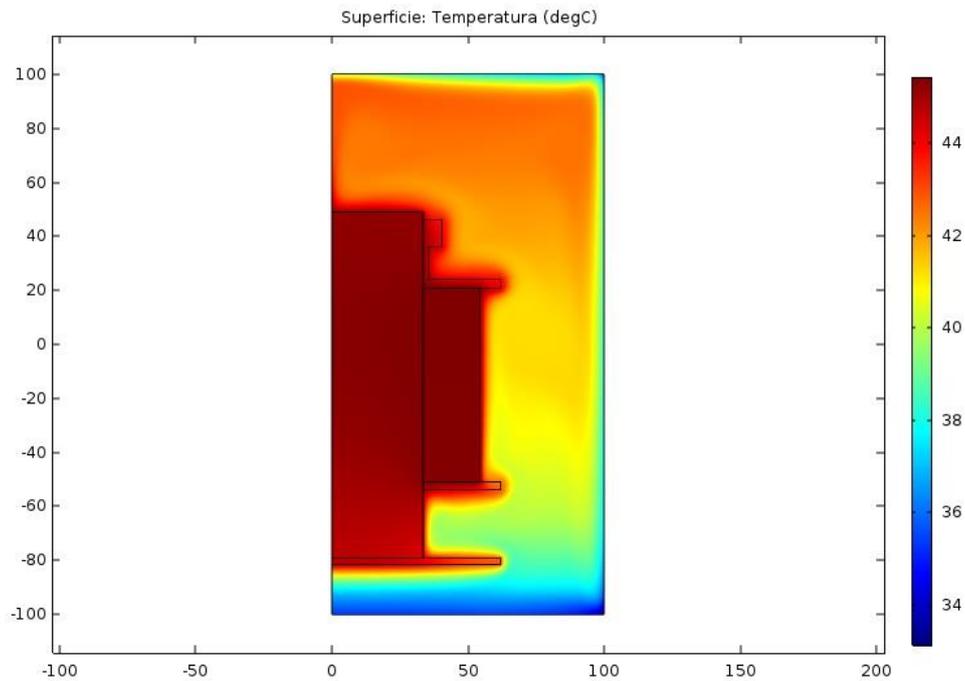


Figura 12.22. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido y $C=1$

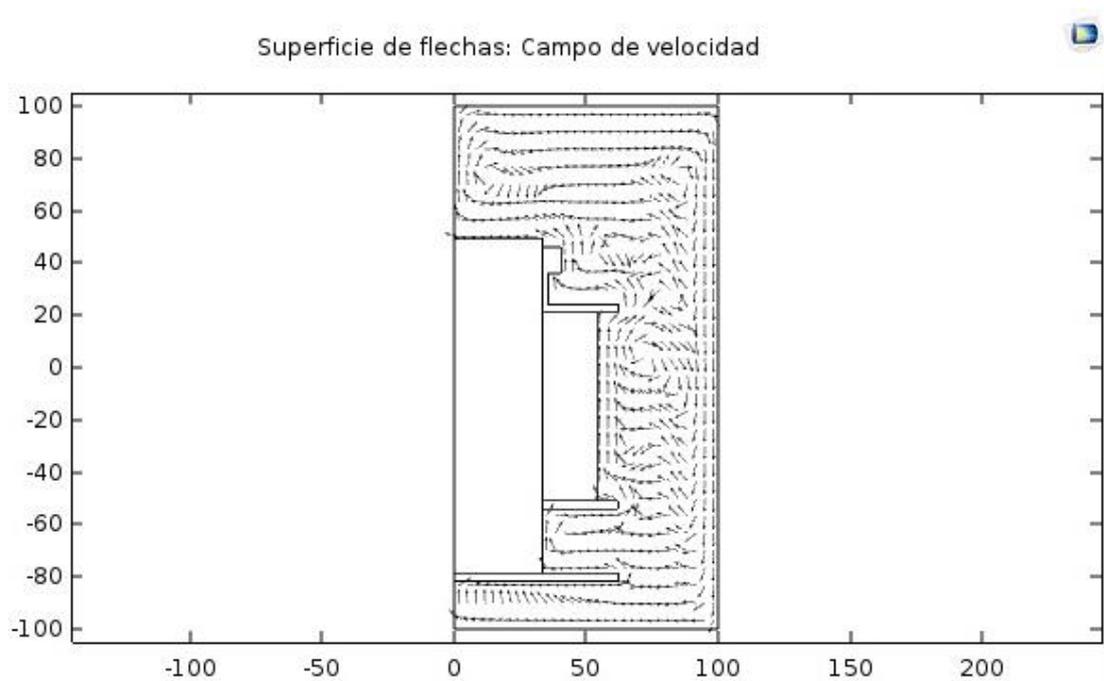


Figura 12.23. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido y $C=1$

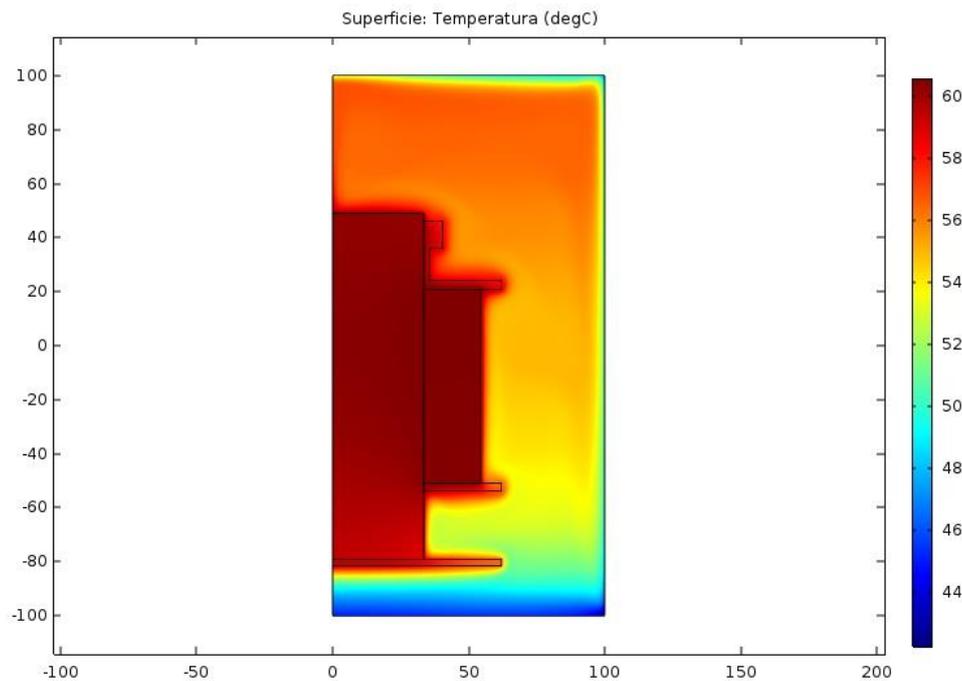


Figura 12.24. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido y $C=1.3$

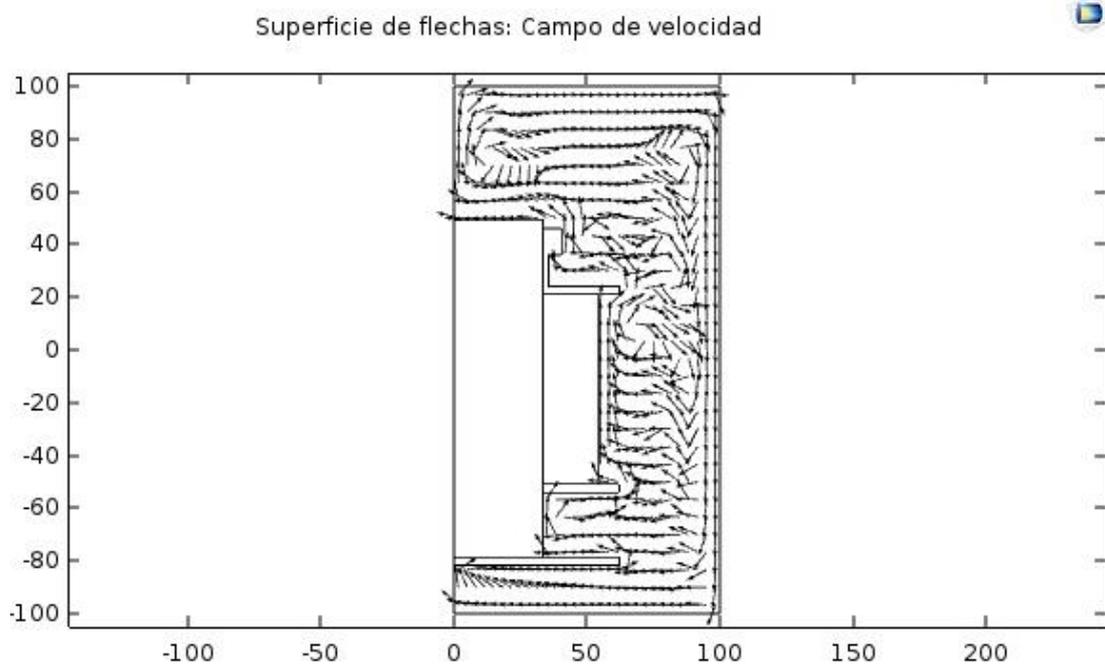


Figura 12.25. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido y $C=1.3$

Se continúa apreciando en este caso tanto la estratificación de temperaturas - cosa que aparecerá en todos los ensayos- como los tres ciclos claros formados a partir del aceite que al calentarse asciende pegado al contorno del

transformador y al aceite que al tocar con la pared disminuye su temperatura al pasarla al exterior y baja.

12.5.3 Simulaciones con éster natural envejecido con papel

Una vez más, se realizarán los cambios pertinentes en las propiedades del éster para que correspondan con las del éster con un envejecimiento en el que se incluyó papel PSP, modificando además las temperaturas ambientales para adecuarlas a los ensayos.

Se pasa ahora a detallar las temperaturas de la simulación.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Éster natural envejecido c/ papel	0.72	37.2	37.2	35.8	34.1	24
	1	45.7	45.5	43.2	40	23.8
	1.3	59.3	59	55.6	50.3	24.1

Tabla 12.23. Temperaturas de las simulaciones con éster natural envejecido con papel en régimen estacionario

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Éster natural envejecido c/ papel	0.72	13.2	13.2	11.8	10.1
	1	21.9	21.7	19.4	16.2
	1.3	35.2	34.9	31.5	26.2

Tabla 12.24. Gradientes de temperaturas de la simulación con éster natural envejecido con papel en régimen estacionario

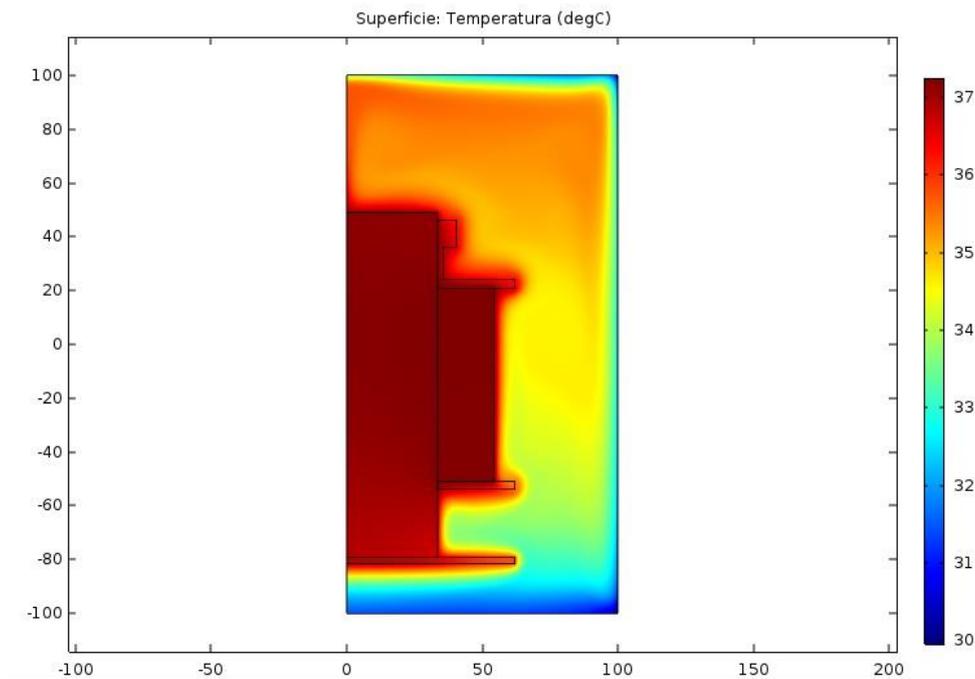


Figura 12.26. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=0.72$

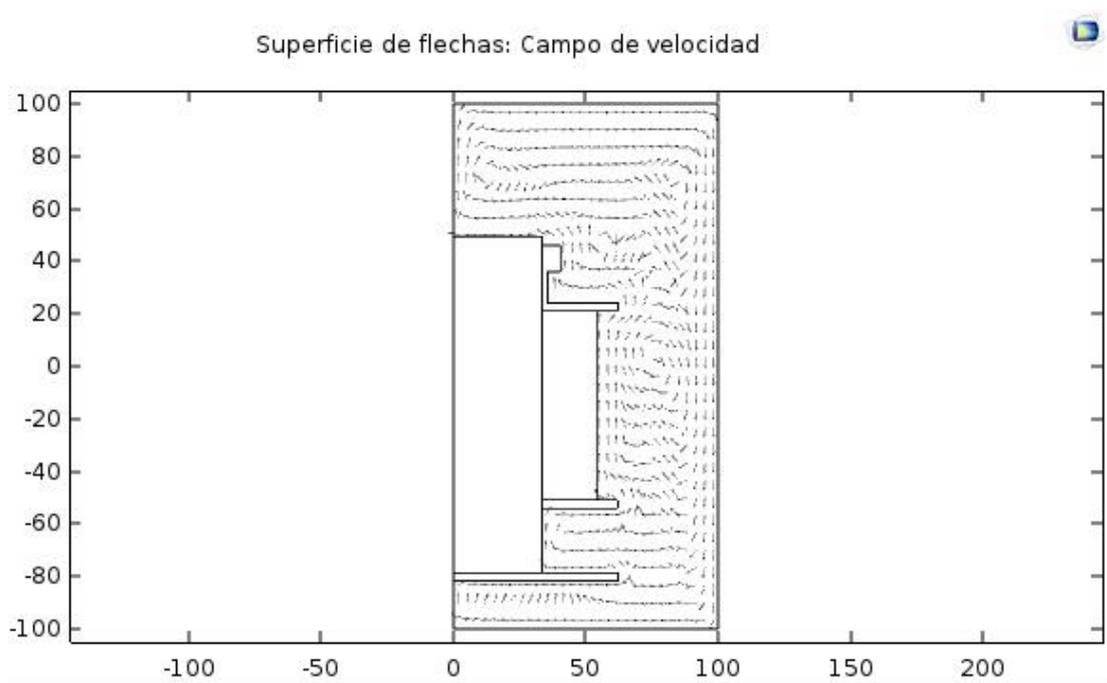


Figura 12.27. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=0.72$

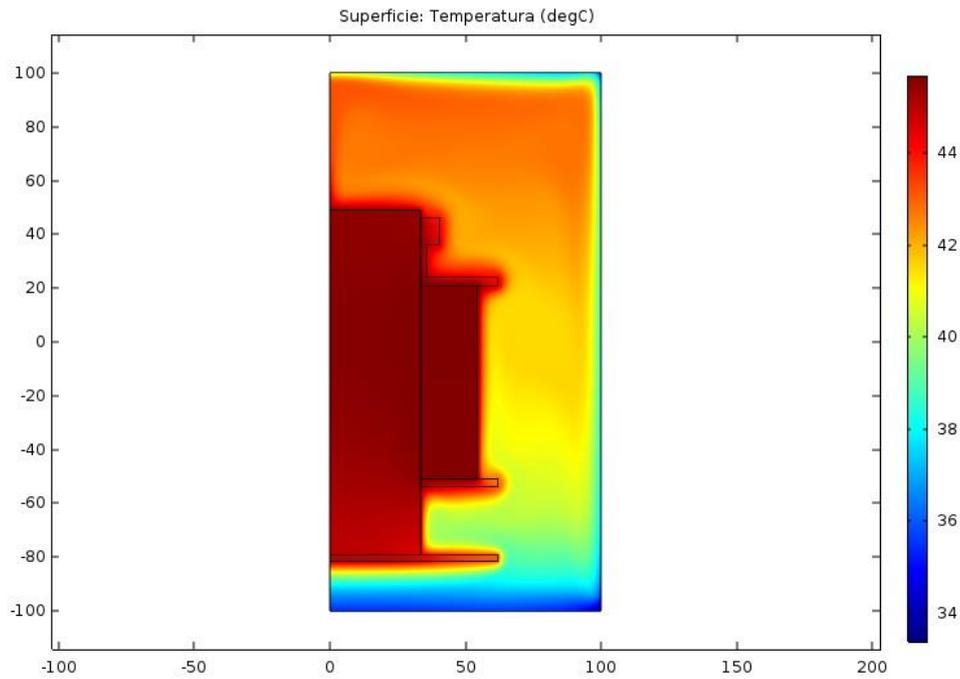


Figura 12.28. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=1$

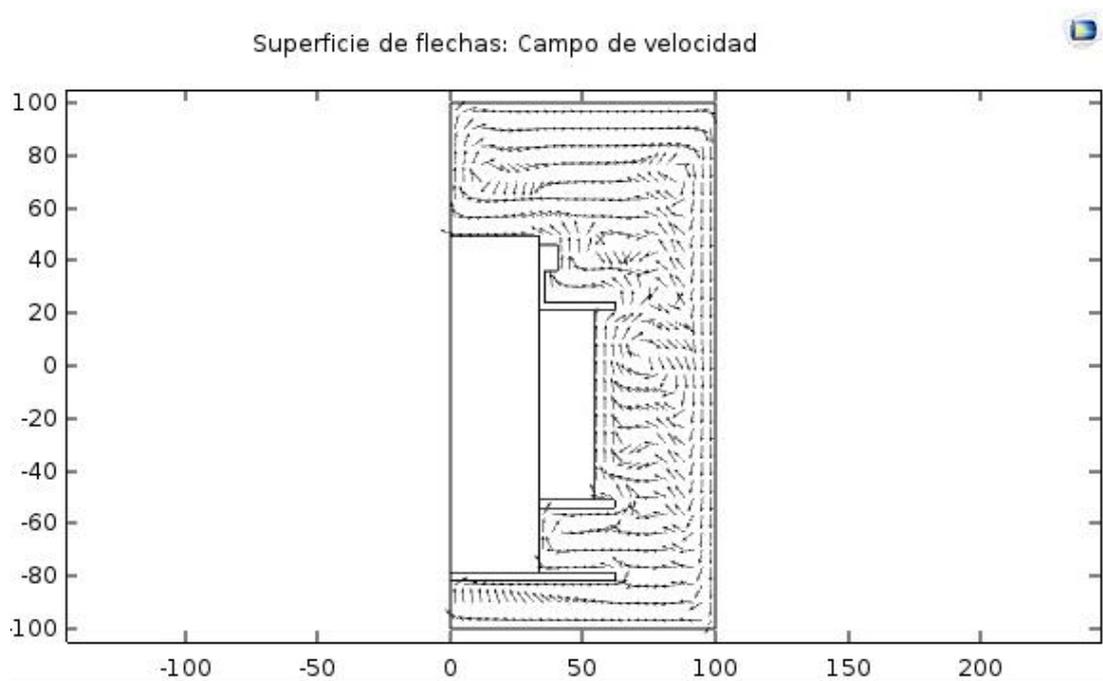


Figura 12.29. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=1$

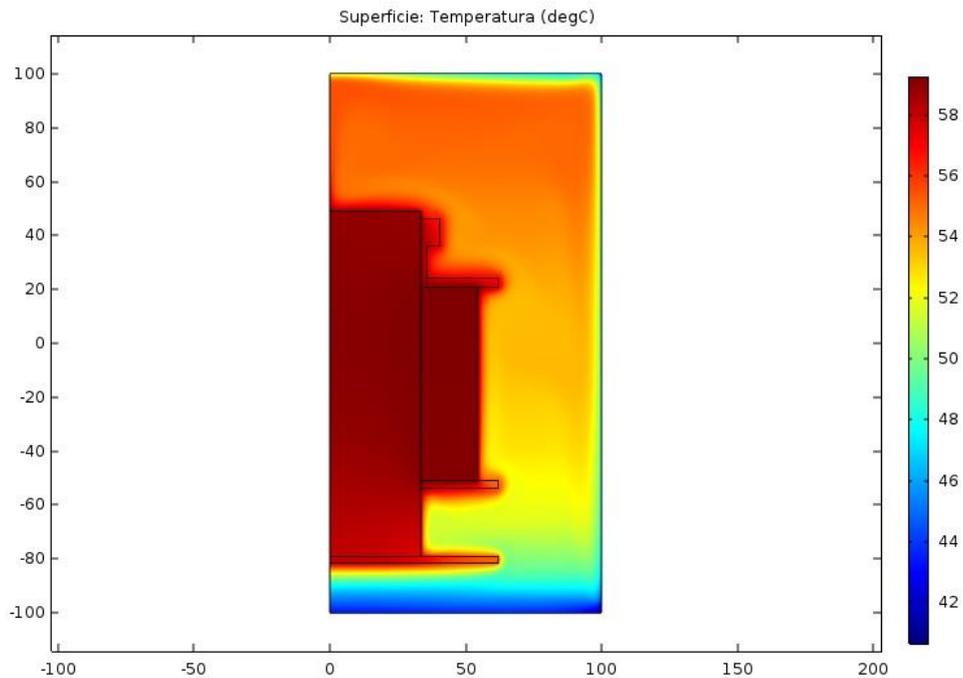


Figura 12.30. Distribución de temperaturas en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=1.3$

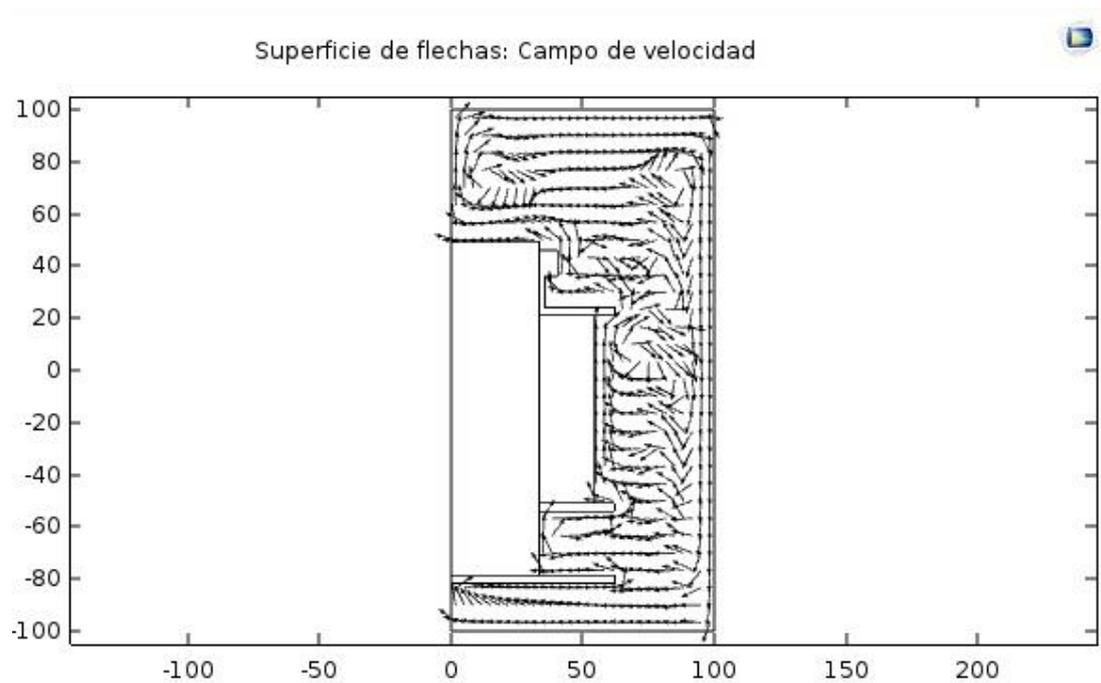


Figura 12.31. Campo de velocidades en la simulación con éster natural envejecido con papel y $C=1.3$

Como se aprecia, los resultados no varían apenas, en consonancia con los resultados obtenidos en el caso del éster natural envejecido, y los flujos de convección siguen comportándose de una forma similar, apareciendo dos ciclos

claramente en el transformador y no apareciendo el fenómeno de la convección en la parte inferior, predominando en esta zona la refrigeración por conducción.

12.5.4 Simulaciones con aceite mineral nuevo

Una vez realizadas todas las simulaciones correspondientes al éster natural nuevo, se modifica las propiedades de este aceite vegetal por el aceite mineral, con las características del introducido en el transformador de la plataforma experimental para realizar los ensayos referentes a este aceite y poder así abordar el estudio del mismo en comparación con el éster natural

En primer lugar, el aceite utilizado corresponde con un aceite nuevo. A continuación, se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones sobre la misma geometría previamente utilizada para simular el éster natural.

	C	$T_{cobre} (^{\circ}C)$	$T_{hierro} (^{\circ}C)$	$T_{superior} (^{\circ}C)$	$T_{inferior} (^{\circ}C)$	$T_{ambiente} (^{\circ}C)$
Aceite mineral nuevo	0.72	33.6	33.5	31.8	30.2	22.3
	1	44.7	44.4	40.3	38.3	22.9
	1.3	55.9	55.5	50.3	46.1	23.5

Tabla 12.25. Temperaturas de las simulaciones con aceite mineral nuevo en régimen estacionario

	C	$\Delta T_{cobre} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{hierro} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{superior} (^{\circ}C)$	$\Delta T_{inferior} (^{\circ}C)$
Aceite mineral nuevo	0.72	11.3	11.2	9.5	7.9
	1	21.8	21.5	17.4	15.4
	1.3	32.4	32	26.8	22.6

Tabla 12.26. Gradientes de temperaturas de la simulación con aceite mineral nuevo en régimen estacionario

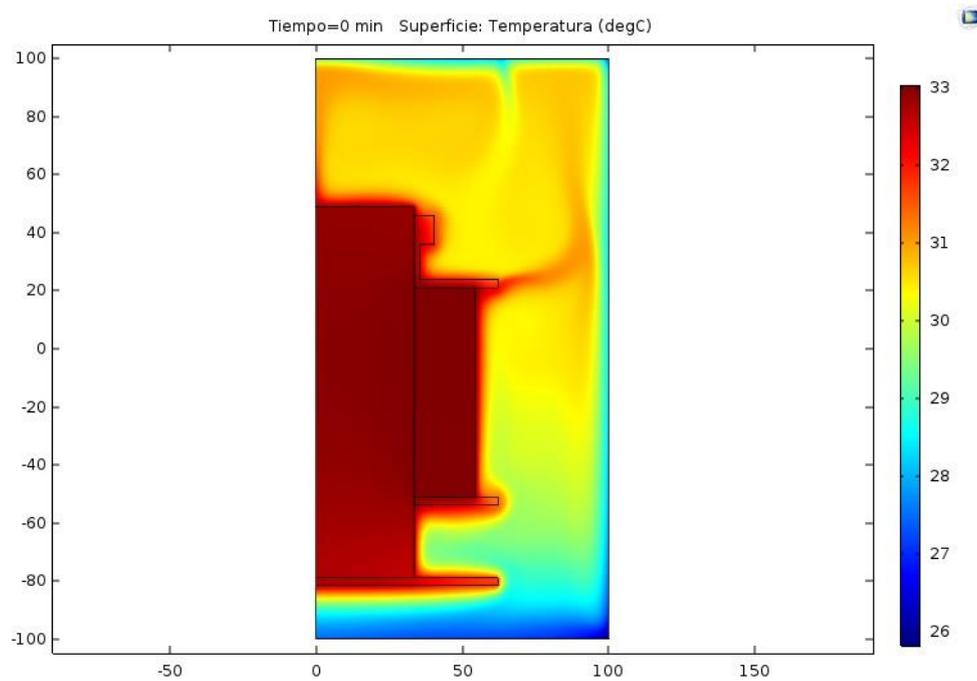


Figura 12.32. Distribución de temperaturas en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=0.72$

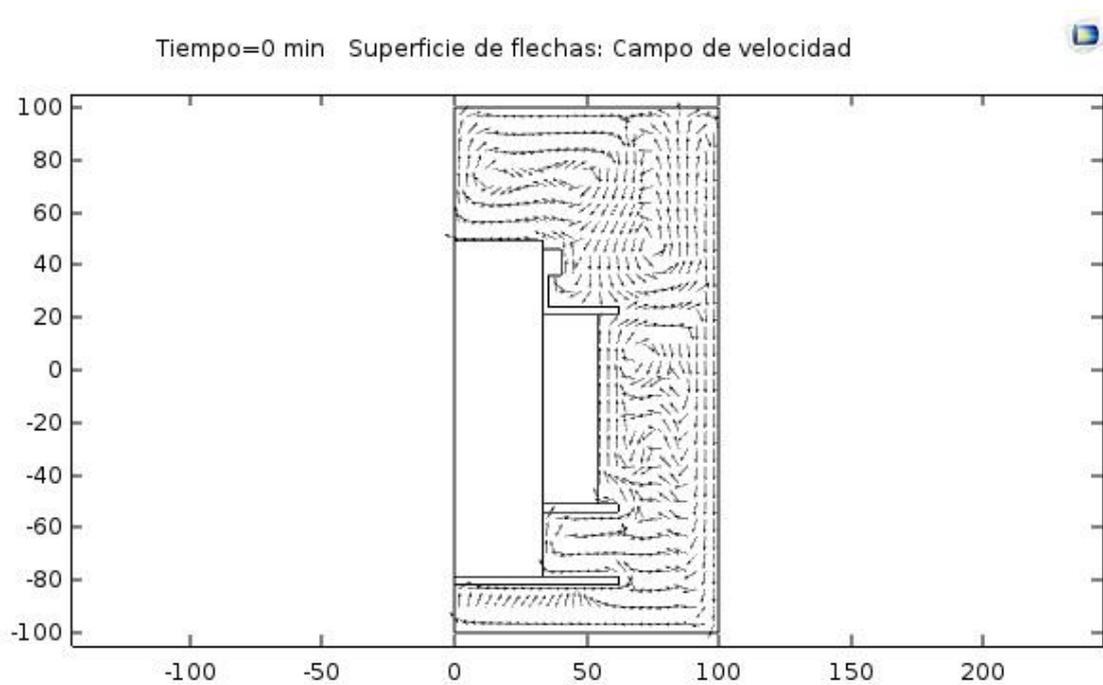


Figura 12.33. Campo de velocidades en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=0.72$

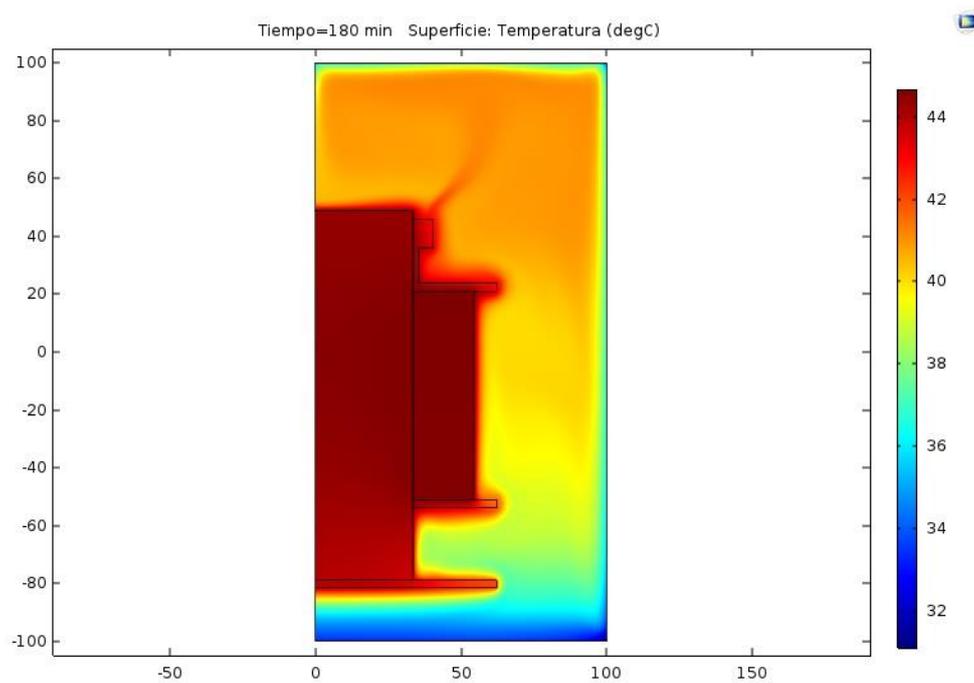


Figura 12.34. Distribución de temperaturas en la simulación con aceite mineral nuevo y C=1

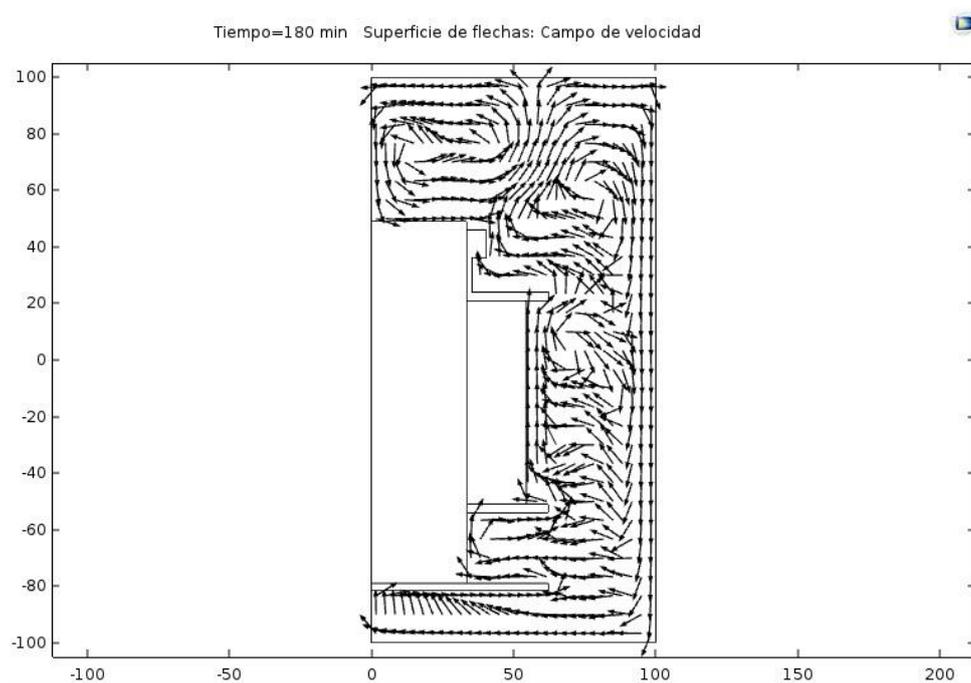


Figura 12.35. Campo de velocidades en la simulación con aceite mineral nuevo y C=1

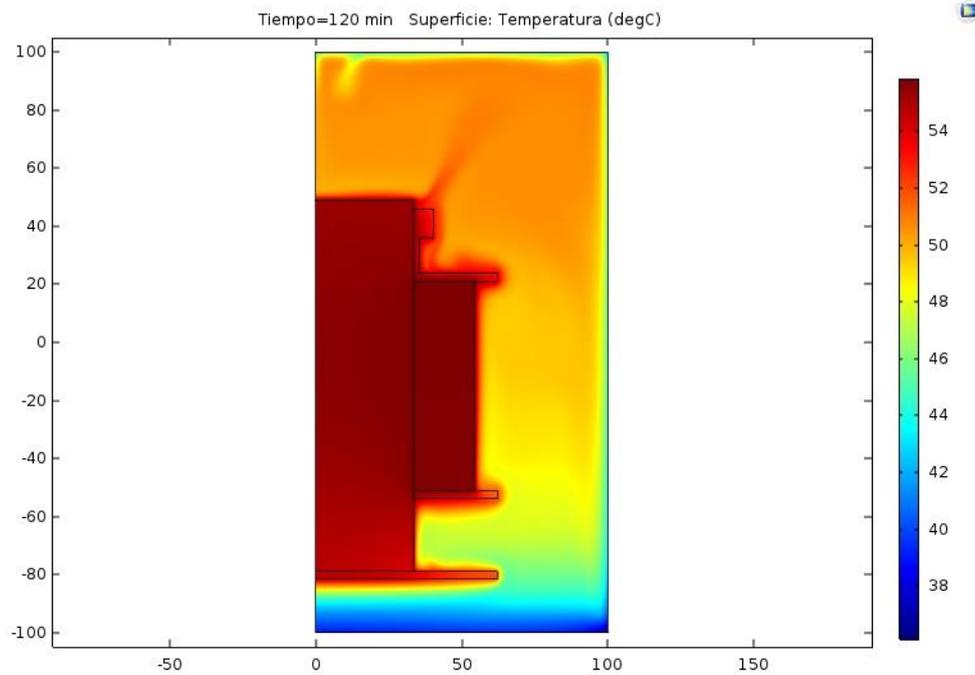


Figura 12.36. Distribución de temperaturas en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=1.3$

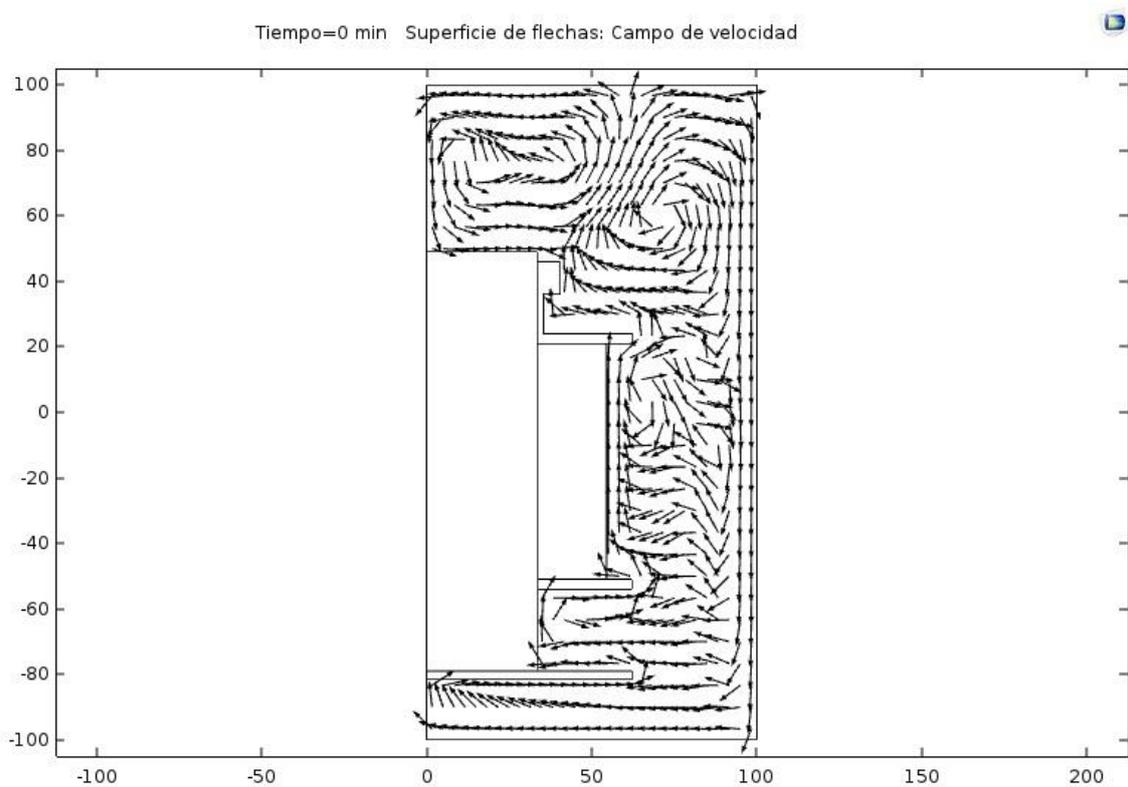


Figura 12.37. Campo de velocidades en la simulación con aceite mineral nuevo y $C=1.3$

Como se puede apreciar, en el caso del aceite mineral el campo de velocidades es totalmente distinto, formándose en este caso dos ciclos convectivos en la zona superior debido al desprendimiento de la capa límite que se da en la parte superior del cobre. Así, el aceite asciende por esa zona central y se divide en dos flujos que se desplazan hacia la zona central y hacia la pared lateral de la cuba respectivamente.

En la figura 12.36 se aprecia de forma notable el desprendimiento de la capa límite, gracias al flujo de aceite de una temperatura superior que fluye desde la parte final del transformador y que se dirige hacia la zona central superior de la cuba. Además, las velocidades alcanzadas en el aceite mineral son notablemente superiores a las del éster natural, debido primordialmente a su menor viscosidad, lo que le permite fluir dentro de la cuba del transformador a una mayor velocidad generando así una mejor evacuación del calor del mismo, es decir, generando una mejor refrigeración.

13. CONCLUSIONES

Una vez expuestos los resultados obtenidos tanto de las simulaciones como de los experimentos en la plataforma, se llega a unas conclusiones respecto a los objetivos marcados al principio del estudio y respecto al análisis de estos resultados:

Conclusiones generales:

- Se ha conseguido realizar con éxito 18 ensayos experimentales (un éster natural y un aceite mineral, con tres niveles de envejecimiento y tres niveles de carga para cada uno de los aceites) donde se halla las temperaturas alcanzadas en zonas determinadas del transformador.
- Se ha conseguido reproducir numéricamente los fenómenos termo-hidráulicos que se producen en el transformador real durante los ensayos.

Conclusiones particulares:

- Tanto experimental como numéricamente se comprueba que:
 - La capacidad refrigerante del aceite vegetal es menor que la del aceite mineral
 - La capacidad refrigerante de los aceites se ve perjudicada por su envejecimiento

14. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Gastelurrutia, J. Ramos, G. Larraona, A. Rivas, J. Izaguirre y L. Del Río, «Numerical modelling of natural convection of oil inside distribution transformers,» *Applied thermal engineering*, vol. 31, nº 4, pp. 493-505, 2011.
- [2] S. Abdi, A. Boubakeur, A. Haddad y N. Harid, «Influence of Artificial Thermal Aging on Transformer Oil Properties,» *Electric Power Components and Systems*, vol. 39, pp. 1701-1711, 2011.
- [3] K. Kassi, M. Farinas, I. Fofana y C. Volat, «Analysis of aged oil on the cooling of power transformers from computational fluid dynamics and experimental measurements,» *Journal of Applied Fluid Mechanics*, vol. 9, pp. 235-243, 2015.
- [4] J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, I. Carrascal, F. Delgado, F. Ortiz y A. Arroyo, «Post-mortem estimation of temperature distribution on a power transformer: Physicochemical and mechanical approaches,» *Applied thermal engineering*, vol. 70, nº 1, pp. 935-943, 2015.
- [5] I. Fernández, F. Delgado, F. Ortiz, A. Ortiz, C. Fernández, C. Renedo y A. Santisteban, «Thermal degradation assessment of Kraft paper in power transformers insulated with natural esters,» *Applied thermal engineering*, vol. 104, pp. 129-138, 2016.
- [6] R. Lecuna, F. Delgado, A. Órtiz, P. Castro, I. Fernández y C. Renedo, «Thermal-fluid Characterization of Alternative Liquids of Power Transformers: A Numerical Approach,» *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, nº 5, pp. 2522-2529, 2015.
- [7] E. Eich, T. Dakin y T. Sloat, «Gas generation and its relation to the dielectric strength of oil,» de *1963 EI Electrical Insulation Conference Materials and Application*, IEEE, 1963, pp. 130-133.

- [8] F. Ortiz, A. Ortiz, F. Delgado, I. Fernandez, A. Santisteban y A. Cavallini, «Transformer health indices calculation considering hot-spot temperature and load index,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 33, nº 2, pp. 35-43, 2017.
- [9] J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, F. Delgado, C. Renedo y C. Pesquera, «Aging assessment of dielectric vegetable oils,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 31, nº 6, pp. 13-21, 2015.
- [10] A. Santisteban, F. Ortiz, I. Fernández, F. Delgado, A. Ortiz y C. Renedo, «Thermal Analysis of Natural Esters in a Low-Voltage Disc-type Winding of a Power Transformer,» de *19th IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, Manchester, United Kingdom, 25-29 June, 2017.
- [11] A. Piquero González, *Evaluación experimental y numérica de la influencia del envejecimiento en la capacidad refrigerante de un líquido dieléctrico biodegradable*, Santander, 2017.
- [12] N. Hanung, H. Nanang, T. Takahashi y T. Okamoto, «Degree of polymerization estimation of insulation papers in power transformers based on load and temperature histories in Java-Bali Region of Indonesia National Electric company,» de *Proceedings of 2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, Bali, 2012.
- [13] J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, F. Delgado, C. Renedo y A. Arroyo, «Quantitative Study of the Aging of Kraft Paper in Vegetable Oils,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 32, nº 6, pp. 29-35, 2016.
- [14] I. Fofana y Y. Hadjadj, «Aging effect on physicochemical characteristics of insulating oil in service-aged transformers,» de *2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, Chengdu, China, 2016.