



Vibro

Thermography

Magazine Industrial

Marzo 2024

Numero IV

Vibraciones

Ventaja de la
amplitud Pico-Pico
vs valor RMS en
análisis de falla de
rodamiento

Lubricación

Evaluación del agua
en aceite lubricantes

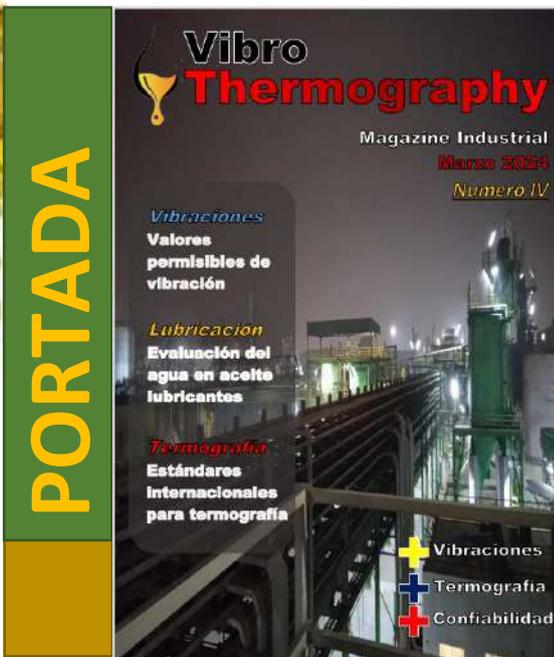
Termografía

Estándares
internacionales para
termografía

 **Vibraciones**

 **Termografía**

 **Confiabilidad**



PORTADA

Vibro Thermography

EDITORIAL

Ing. Guillermo Valecillo

DIAGRAMACION Y DISEÑO

Lic. Bárbara Luque

MERCADEO

Lic. María Elena Ruiz

INVESTIGACIÓN

Ing. Federico Valecillo

EN ESTA EDICIÓN.....

EDITORIAL

03

Activos Enfermos de nacimiento

VIBRACIÓN

04

Análisis de los picos en espectros de vibración

LUBRICACIÓN

08

Evaluación del agua en el aceite lubricante

TERMOGRAFÍA

14

Estándares internacionales para termografía

MOTOR ELÉCTRICO

19

Medición de resistencia óhmica entres fases de motores eléctricos

Vibro Thermography

UNETE A NUESTRA COMUNIDAD

¡Suscríbete a tu revista de vibraciones y termografía industrial y recíbela GRATIS!!!

*Envía un email con tus datos (nombre, país de donde resides, profesión y/o estudio)
magazine@vibrothermography.com*

www.vibrothermography.com

Editorial

Activos Enfermos de Nacimiento

La confiabilidad puede ser definida como una variable de la calidad, eficacia y eficiencia, con la que un activo desempeña una función o presta un servicio, durante el ciclo de vida del activo. Sin embargo, la confiabilidad de un activo, está fuertemente influenciada por el enfoque o las estrategias adoptadas durante la etapa de diseño y desarrollo.

La etapa de diseño, es algo muy crítico pues, el máximo valor de confiabilidad del activo, será en la fase de diseño. Es decir, durante toda la vida útil del activo, la mayor confiabilidad del mismo será, la que posea en la etapa de diseño. Para que se aumente la confiabilidad después del diseño, se deben hacer modificaciones y/o rediseños de sistemas, subsistemas y/o partes del activo original. Durante el diseño se busca minimizar la probabilidad de fallos del activo y a su vez maximizar la capacidad para cumplir con sus funciones previstas.

A nivel industrial se habla de un **Activo Enfermo de Nacimiento**, cuando un activo presenta una baja confiabilidad, es decir, una alta tasa de falla, incumplimiento a las funciones de operación definidas y/o MTBF muy bajos. Este tipo de eventos conllevan a realizar estudios para hacer rediseño, el cual indica de manera directa que el diseño, no fue el adecuado para la situación operacional del activo.

Para lograr una alta confiabilidad en el diseño de un activo, es fundamental considerar los siguientes aspectos:

Especificaciones claras: Definir claramente los requisitos y las especificaciones del activo, teniendo en cuenta su uso previsto, entorno operativo y condiciones de carga.

Selección de materiales y componentes:

Elegir materiales y componentes de alta calidad y probada confiabilidad, evitando aquellos que puedan ser propensos a fallos prematuros.

Análisis de riesgos: Identificar y evaluar los posibles riesgos y fallos que podrían afectar la confiabilidad del activo, y tomar medidas para mitigarlos.

Diseño robusto: Desarrollar un diseño robusto que tenga en cuenta factores como la variabilidad en las condiciones de operación, el mantenimiento preventivo y la facilidad de reparación en caso de fallos.

Pruebas de validación: Realizar pruebas exhaustivas durante la etapa de diseño para verificar el rendimiento y la confiabilidad del activo bajo diferentes condiciones de operación.

En resumen, garantizar la confiabilidad de un activo en la etapa de diseño implica un enfoque integral que abarca, desde la definición clara de requisitos hasta la selección adecuada de materiales y componentes, junto con la evaluación de riesgos y pruebas rigurosas para validar el rendimiento del activo antes de su implementación, todo esto con la finalidad de evitar tener un **“Activo Enfermo de Nacimiento”** en nuestra organización.



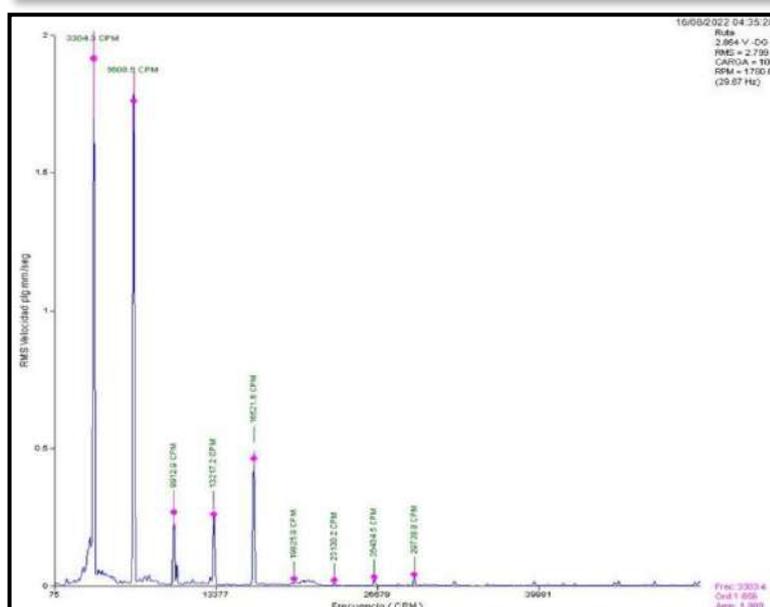
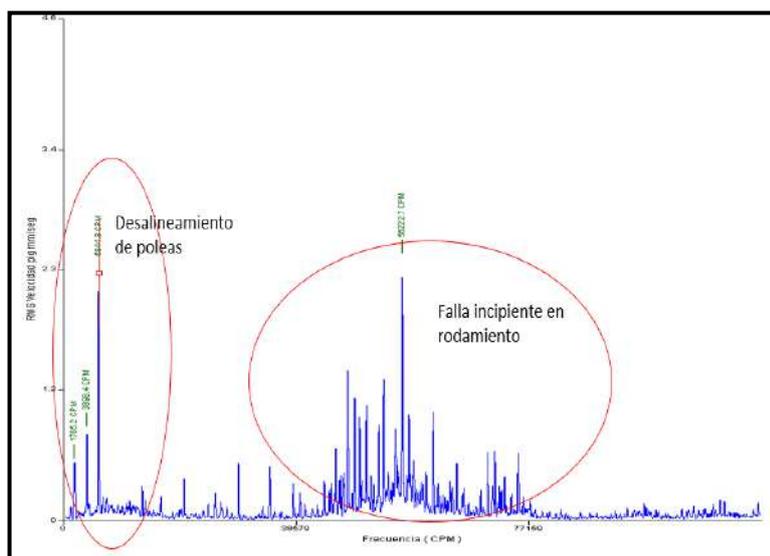
Ing. Guillermo Valecillo



Análisis de los picos en espectros de vibración

En el mundo del mantenimiento basado en condición (CBM), específicamente en el análisis de vibraciones muchas veces se da mayor importancia, al valor RMS que arroje una medición de vibración y menor relevancia a los valores de los picos, que se tienen en el espectro de vibración y en la forma de onda de tiempo.

En esta artículo nos centraremos en mostrar la ventaja que representa analizar la amplitud de los picos vs la evaluación del valor RMS, durante el análisis de vibraciones. Esto con la finalidad de incentivar al lector a familiarizarse en el análisis de los picos presentes en un espectro de vibración pues, dentro de estos, existen mucha información de valor que le dará soporte a la hora de generar un diagnóstico.



Los medidores de vibración convencionales suelen utilizar un método de detección RMS (Root Mean Square) para medir los niveles de vibración. La detección RMS es un método comúnmente utilizado porque está relacionado directamente con el nivel de energía de la señal de vibración y proporciona una forma consistente de medir la vibración causada por desequilibrio, desalineación, holguras y otros problemas comunes.

El valor RMS de una forma de onda de tiempo $f(t)$ se calcula de la siguiente manera:

1. Convierten la forma de onda de tiempo $f(t)$ en una forma de onda cuadrada $f^2(t)$
2. Calculan el área bajo la forma de onda cuadrada $f^2(t)$
3. La raíz cuadrada del área dividida por el tiempo T , es igual al valor RMS

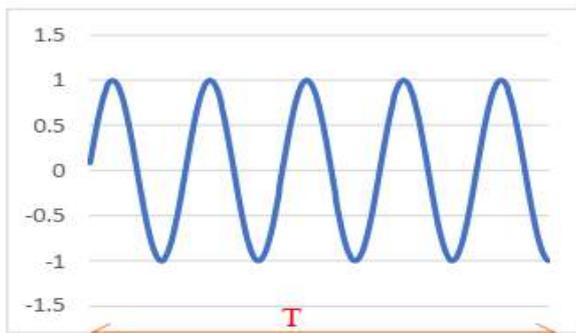


Fig. 1 - Forma de onda de tiempo $f(t)$

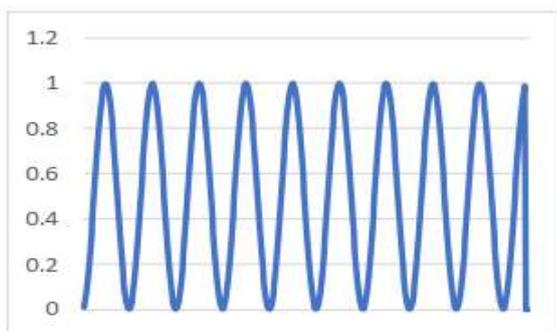


Fig. 2 - Cuadrado de la onda de tiempo $f^2(t)$

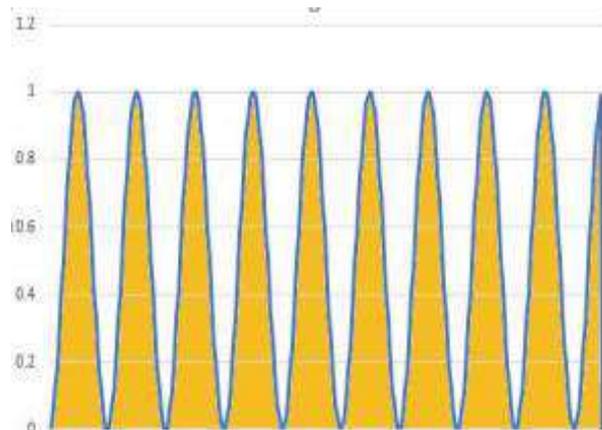


Fig. 3 - Cuadrado de la onda de tiempo $f^2(t)$

$$RMS = \sqrt{\frac{\text{Área}}{t}}$$

El valor RMS es un indicativo directo del valor de energía, en muchos casos esta medición es útil, sin embargo, debemos saber de dónde proviene dicho valor para poder interpretarlo y dar un diagnóstico certero. Por ejemplo, en el espectro que se muestra figura 4, se observa como el valor RMS de 2.799 mm/s, es "aceptable", según ISO 10816-3, sin embargo, se observan una gran cantidad de picos que son armónico del 1X, que indica un problema de holgura.

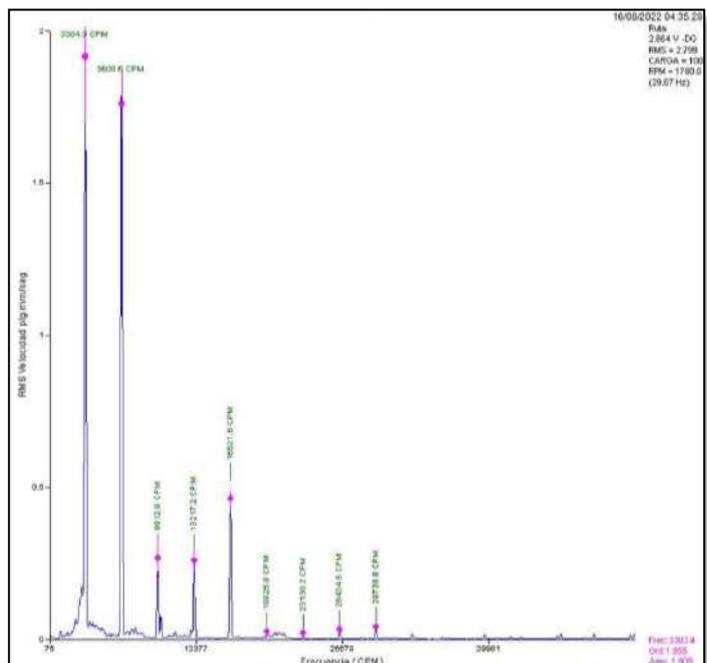


Fig. 4 - Espectro con armónicos a 1X

Evaluación de Amplitud de picos y valor RMS

Cuando un rodamiento comienza a desarrollar defectos, genera señales periódicas de impactos (estos se ven como picos dentro de la forma de onda de tiempo), debido al choque de metal con metal entre los distintos componentes del rodamiento (pista interna, externa, elemento rodante y jaula). Aunque el valor máximo instantáneo de la señal de pico podría ser muy alto, su valor RMS no puede reflejar este valor alto porque la duración del tiempo y el área bajo la señal de pico es muy pequeña (Observe la fig. 5, se tiene poca área). En la etapa inicial del daño del rodamiento, la detección RMS no puede identificar el defecto del rodamiento correctamente y el valor RMS medido aumentará solo cuando el daño alcance la etapa intermedia de falla. En la figura 6, se presenta un gráfico en cascada donde se observa un incremento constante de las amplitudes de los picos, pero para la última medición aun los valores seguían “aceptable”, sin embargo, al comparar se detalla que ha venido aumentando el problema. Por esto es importante evaluar las tendencias de las vibraciones y como varían las amplitudes de cada pico presente en el espectro de vibración.

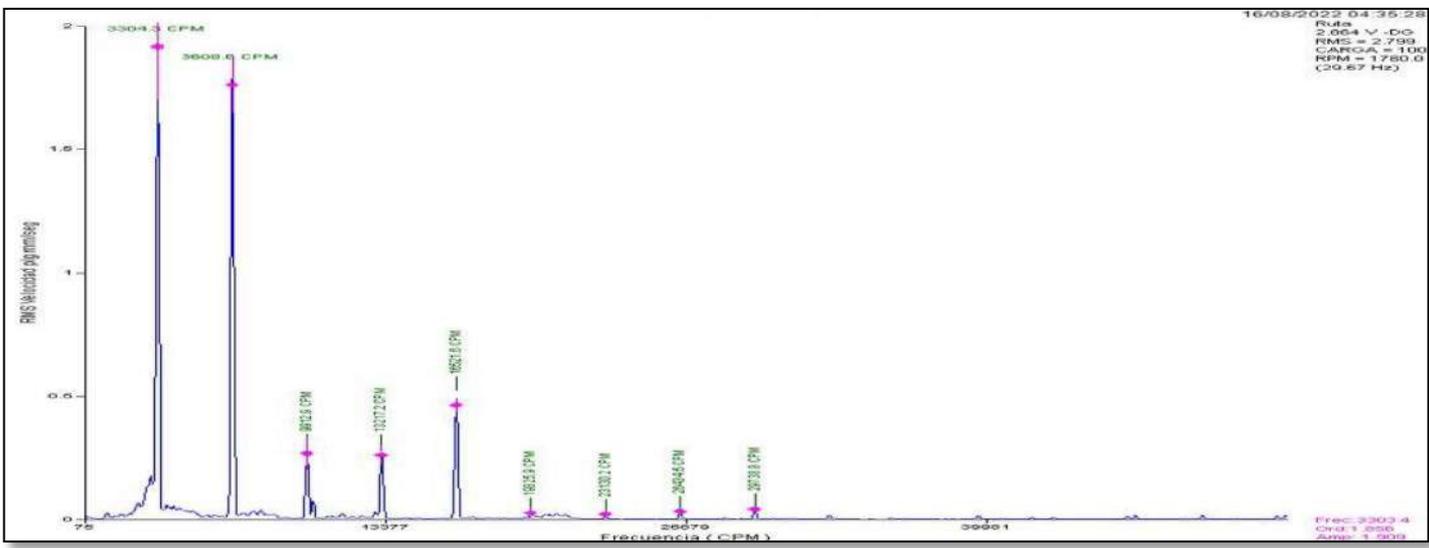


Fig. 5 – Múltiples armónico a 1X y bajo nivel de vibración RMS, por poca área debajo de la curva

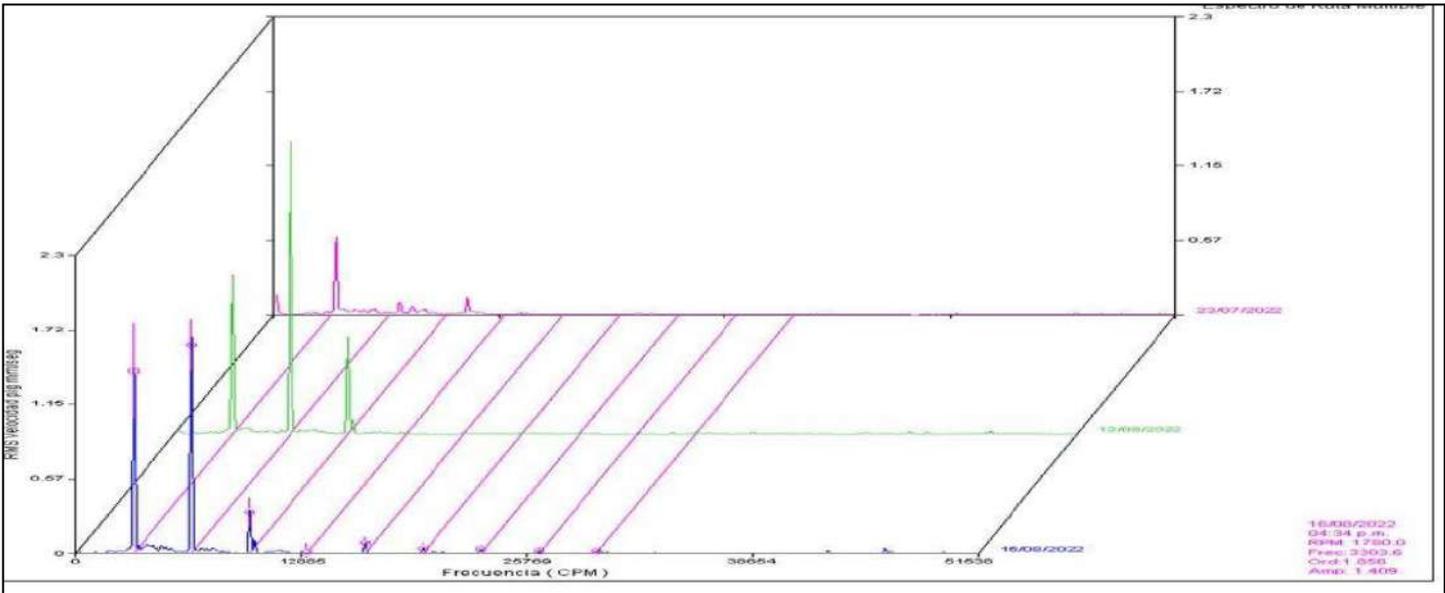
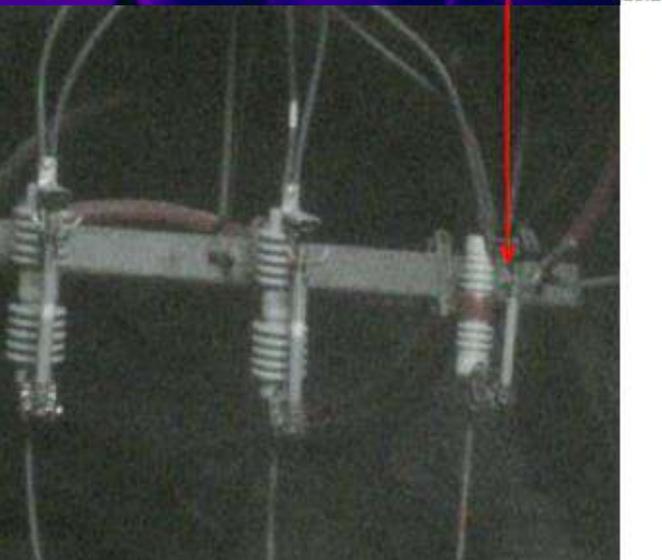
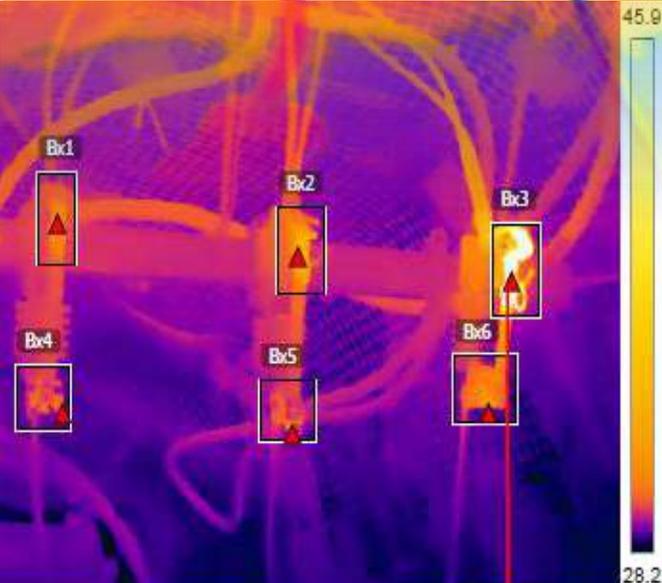
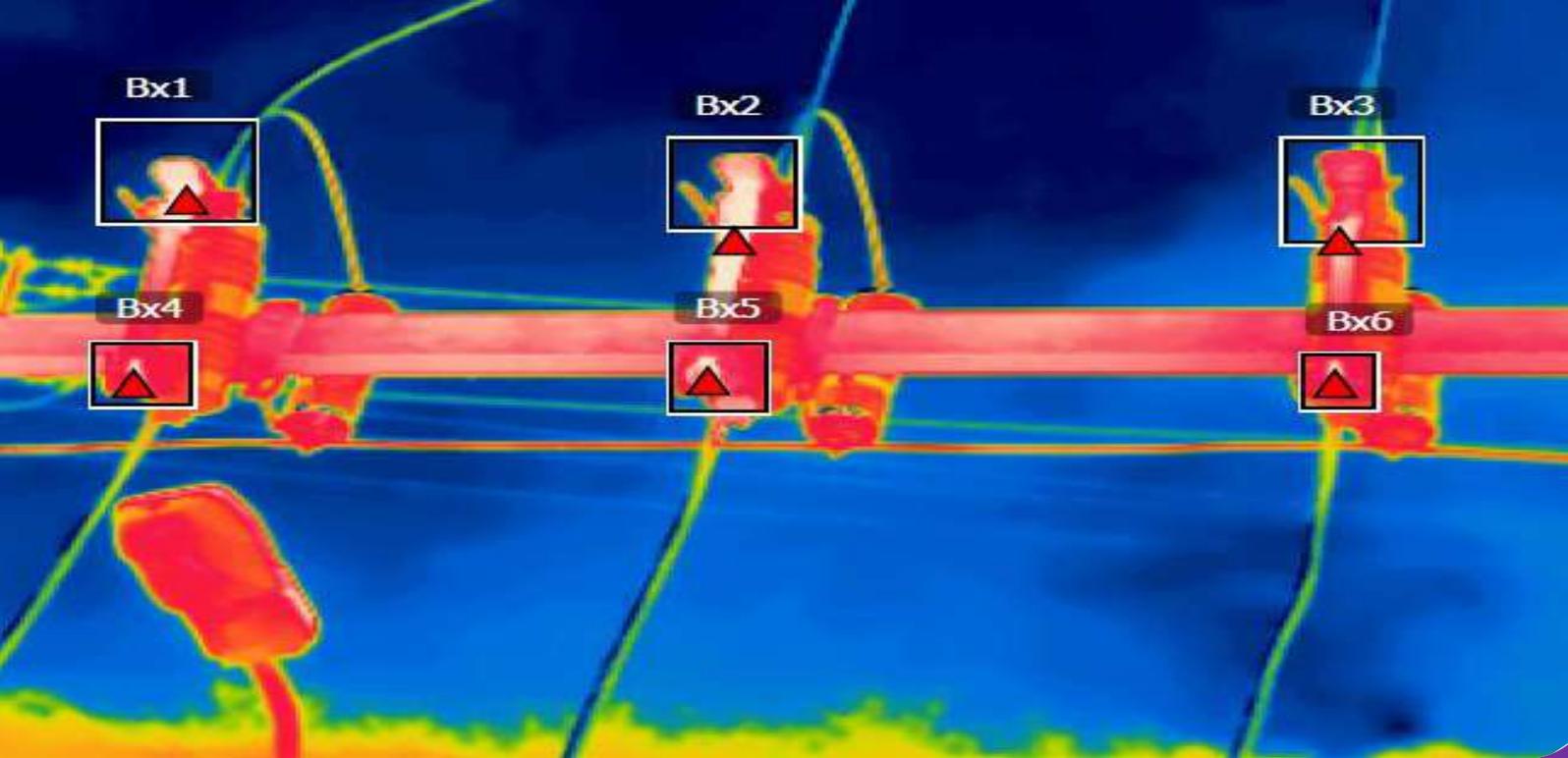


Fig. 6 – Gráfico de cascada, aumento de la cantidad de armónicos a 1X



Vibro Thermography

Termografía Infrarroja Nivel I
Basada en Confiabilidad

*Actualiza tus conocimientos
y aumenta la Confiabilidad
de tu organización al
implementar un programa de
termografía basado en
Confiabilidad.*

Vibro Thermography

Evaluación del agua en Aceite Industriales



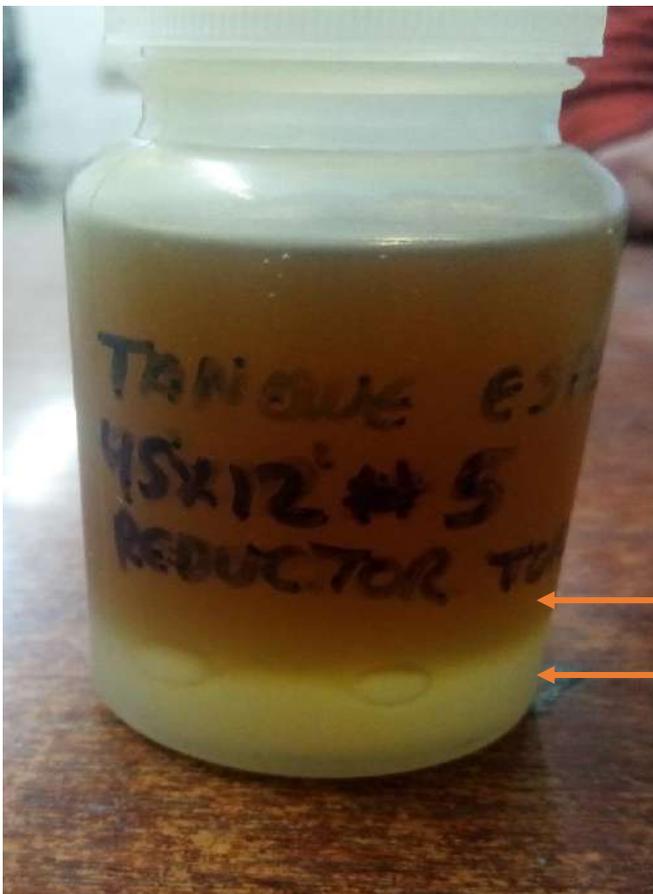
Evaluación del agua en aceites industriales

Las fallas de equipos industriales por lubricación pueden llegar a ser cerca del 35% del total de fallas reportadas. Al evaluar las fallas por lubricación más del 40% es por contaminación del lubricante, en este artículo se mencionará las distintas pruebas de laboratorio y campo que pueden realizarse para conocer el grado de contaminación del aceite con agua.

Como mantenedores debemos saber que el agua puede estar presente dentro del aceite de tres formas:

- 1- Disuelta
- 2- Libre
- 3- Emulsionada

De estas tres formas, la más crítica es cuando el aceite se emulsifica (se mezcla con el agua). En la imagen se tiene una muestra de aceite emulsionado y agua de forma libre en el fondo del recipiente.



Nota: En la muestra de aceite, se detalla una emulsión de aceite, esta se observa como un color blancuzco y una consistencia lechosa del lubricante.

Aceite emulsionado, ligero tono blancuzco característico de una emulsión aceite-agua

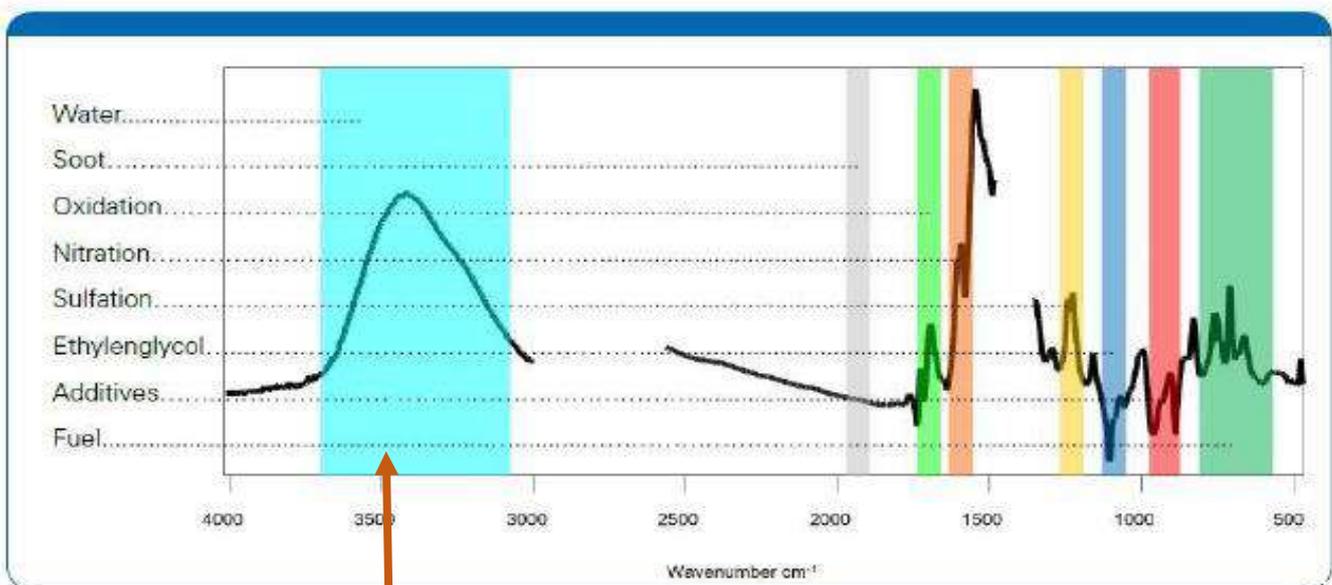
Agua libre en el fondo del recipiente

En la evaluación del agua en aceite industriales se tienen principalmente cuatros (04) pruebas para evaluar los PPM de agua. Estas son:

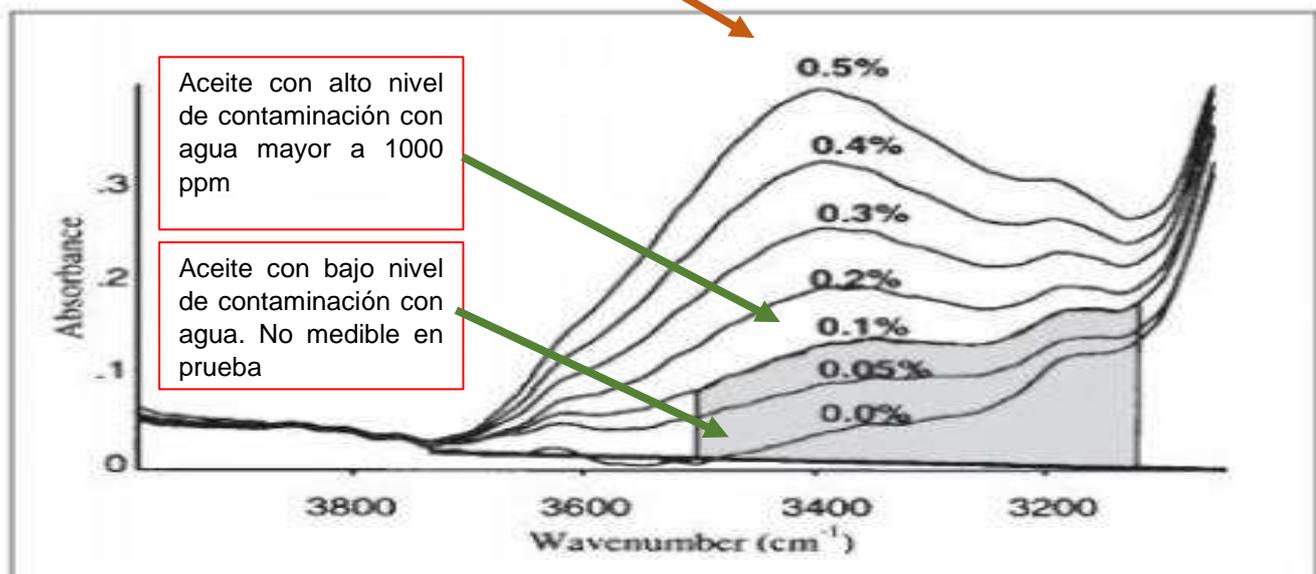
1- Espectrometría FTIR

La espectrometría infrarroja es la medida de la interacción de la radiación infrarroja con la materia por absorción, emisión o reflexión. La prueba consiste en quemar un poco de la muestra de aceite y un equipo especial genera un gráfico y en este se da lectura del agua, el nivel mínimo de agua que puede detectar esta prueba es **1000 PPM**.

El agua pura absorbe la luz infrarroja y puede detectarse mediante un pico en el espectro infrarrojo alrededor de 3400 cm^{-1}



Forma del espectro referente al agua



Aceite con alto nivel de contaminación con agua mayor a 1000 ppm

Aceite con bajo nivel de contaminación con agua. No medible en prueba

2- Prueba de Crujido (Crakle Test)

La prueba de crujido consiste en colocar una gota de aceite sobre una superficie caliente por encima de 150 °C. La muestra burbujea o crepita cuando se tiene un contenido de agua superior al 0,05% o **500 PPM**. La gran ventaja de esta prueba es que se puede realizar en campo, sin mayores recursos, ideal en lugares remotos.



0 ppm added water:
No visible or audible change.

Water Content by Crackle Test: 0%



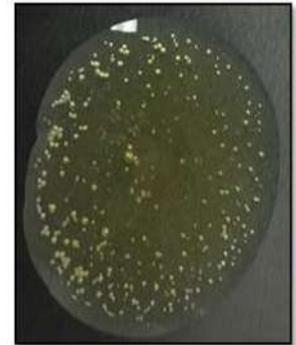
500 ppm added water:
Very small bubbles appear.

Water Content by Crackle Test: 0.05-0.1%



1500 ppm added water:
Moderate bubbling.

Water Content by Crackle Test: 0.1-0.2%



2500 ppm added water:
Violent bubbling and audible crackling

Water Content by Crackle Test: >0.2%

3- Prueba de Hidruro de Calcio

Esta prueba se realiza llenando un recipiente sellado con un volumen conocido de aceite y una cantidad conocida de hidruro de calcio. El recipiente se agita vigorosamente provocando que el agua en el aceite reaccione con el hidruro de calcio, produciendo gas hidrógeno.

El hidróxido de calcio al ser un producto sólido se precipita, mientras que el hidrógeno al ser un gas presuriza el contenedor. Su presión se mide con un manómetro.

Esta reacción es estequiometrica, por lo que un mol de agua en solución producirá un mol de gas hidrógeno. Por lo tanto, medir la presión del gas resultante de la reacción le dirá cuánta agua estaba contenida en la muestra de aceite. Medición mínima de agua **50 PPM**.



4- Karl Fischer

La prueba de Karl Fischer es la de mayor sensibilidad en la medición de contenido de agua en el aceite, pues esta prueba mide hasta **1 PPM**.

Se realiza a través de una titulación con yodo. La cantidad de yodo consumida es equivalente a la cantidad de agua presente en la muestra. Midiendo la cantidad de yodo permite determinar con una gran precisión el contenido de agua del aceite.



RESUMEN

De lo anteriormente indicado se resumen en la siguiente tabla

<i>Prueba</i>	<i>Ejecución</i>	<i>Sensibilidad</i>
Espectrometría Infrarroja	Laboratorio	1000 PPM
Prueba de Crujido	Laboratorio y Campo	500 PPM
Hidruro de Calcio	Laboratorio y Campo	50 PPM
Karl Fischer	Laboratorio	1 PPM

La prueba de crujido tiene la gran ventaja de que se puede realizar en campo, sin mayores recursos, ideal en lugares remotos y donde es importante conocer el contenido de agua en el aceite lubricante.



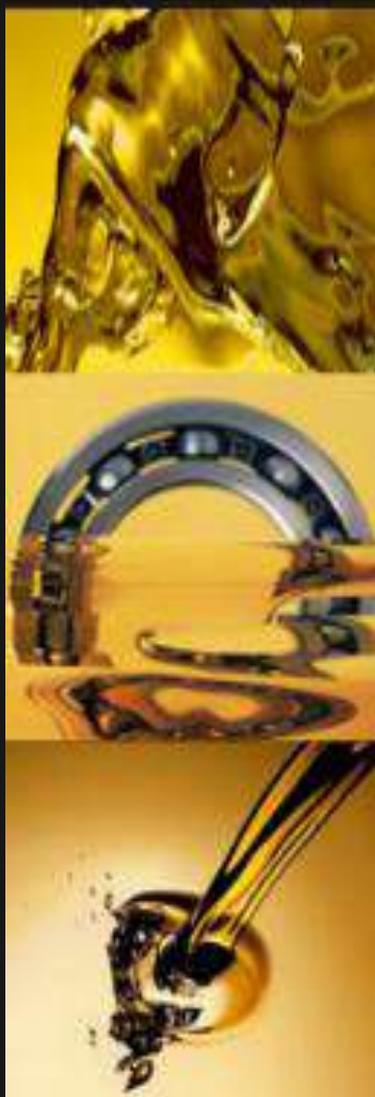
Vibro **Thermography**

Lubricación Industrial Nivel I **Basada en Confiabilidad**

Actualiza tus conocimientos e implementa un programa de lubricación de clase mundial basado en Confiabilidad.

*Capacitación abarca el cuerpo de conocimiento
MLA I y MLT I
ISO 18436-4*

www.vibrothermography.com





Estándares Internacionales de Termografía

Una inquietud común en los mantenedores es el estándar a utilizar para evaluar los termogramas de sus activos. De amplio y conocido uso es el estándar ANSI-NEMA MTS 2017, sin embargo, existen otros estándares internacionales los cuales deben ser conocidos por los departamentos de Confiabilidad y CBM, con la finalidad de tener herramientas que sirvan de soporte en el momento de dar un diagnóstico.

En este artículo mostraremos tablas de estándares internacionales utilizados en diagnóstico de maquinarias por medio de termografía.



Estándar Intenacional para Termografía

1- Estándar ANSI-NETA MTS 2017

En el estándar ANSI-NETA MTS 2017, específicamente en la tabla 100.18, se encuentra los valores delta (componente vs componente y componente vs ambiente), así como los rangos de riesgo y acción para cada delta de temperatura.

TABLE 100.18

**Thermographic Survey
Suggested Actions Based on Temperature Rise**

Temperature difference (ΔT) based on comparisons between similar components under similar loading.	Temperature difference (ΔT) based upon comparisons between component and ambient air temperatures.	Recommended Action
1° C – 3° C	1° C – 10° C	Possible deficiency; warrants investigation
4° C – 15° C	11° C – 20° C	Indicates probable deficiency; repair as time permits
-----	21° C – 40° C	Monitor until corrective measures can be accomplished
>15° C	>40° C	Major discrepancy; repair immediately

Temperature specifications vary depending on the exact type of equipment. Even in the same class of equipment (i.e., cables) there are various temperature ratings. Heating is generally related to the square of the current; therefore, the load current will have a major impact on ΔT . In the absence of consensus standards for ΔT , the values in this table will provide reasonable guidelines.

An alternative method of evaluation is the standards-based temperature rating system as discussed in Section 8.9.2, Conducting an IR Thermographic Inspection, *Electrical Power Systems Maintenance and Testing* by Paul Gill, PE, 1998.

It is a necessary and valid requirement that the person performing the electrical inspection be thoroughly trained and experienced concerning the apparatus and systems being evaluated as well as knowledgeable of thermographic methodology.

Estándar Intenacional para Termografía

2- Estándar INFRASPECTION INSTITUTE (Experiencia)

El instituto Infrasppection creó una tabla basada en su amplia experiencia para catalogar los deltas de temperatura, así como la prioridad y la recomendación para cada rango de delta que se tenga en una evaluación termográfica.

Experience-Based,³ for electrical and/or mechanical equipment. Any Delta T classification system based on experience, such as the following³

Priority	Delta T	Recommended Action
4	1 to 10C°	Corrective measures should be taken at the next maintenance period
3	>10 to 20C°	Corrective measures required as scheduling permits
2	>20 to 40C°	Corrective measures required ASAP
1	>40C°	Corrective measures required immediately

3- Estándar Infrared Thermal Imaging Survey Procedure for Electrical Equipment ML-STD-2194 (SH) (Estándar Militar USA)

La naval estadounidense publicó, una tabla para catalogar los deltas de temperatura, así como la prioridad y la recomendación para cada rango de delta que se tenga en una evaluación termográfica.

Military Standard,² for electrical equipment

Priority	Delta T	Recommended Action
4	10 to 25C°	Component failure unlikely but corrective measure required at next scheduled routine maintenance period or as scheduling permits
3	25 to 40C°	Component failure probable unless corrected
2	40 to 70C°	Component failure almost certain unless corrected
1	70C° and above	Component failure imminent. Stop survey. Inform cognizant officers

Estándar Intenacional para Termografía

4- Estándar Szopa-Bober-Patschek

En las inspecciones de parques eléctricos tales como subestaciones a cielo abierto, los estándares de ANSI-NETA MTS, Infrasppection Institute y Estándar Militar USA, no toman en cuenta los parámetros de velocidad del aire, así como la carga en el circuito para evaluar la condición del activo. El estándar Szopa-Bober-Patscheck, toma en cuenta los parámetros del aire y carga, con lo cual se genera la tabla de criticidad para la evaluación de los termogramas.

Measurement Conditions	$\Delta T, ^\circ\text{C}$			
	3-10	11-30	31-50	>50
Wind speed <2 m/s	3-10	11-30	31-50	>50
Wind speed >2m/s	3-10	11-20	21-35	>35
Load current 30%–60% I_n^*	Sufficient	Bad	Very bad	Very bad
Load current >60% I_n^*	Sufficient	Bad	Very bad	Very bad
Connection condition class				

* I_n -rated current

Fuente: Szopa A., Bober J., Patschek K.: Zastosowania termowizjiw energetyce.

Detallando los cuatros estándares indicados en este articulo se concluye que el estándar NETA-ANSI MTS es el menos permisible pues, con un delta de 4°C, el estándar indica programar una intervención, por otro lado, al observar los rangos de delta de temperatura para definir la prioridad de la inspección, el estándar Militar es el más permisible, con altos rangos de delta. El estándar basado en experiencia de Infrasppection Institute tiene un nivel de permisividad medio, es decir, es mas permisible que ANSI-NETA MTS pero menos permisible que el estándar militar. El estándar Szopa-Bober-Patscheck es el más indicado para evaluaciones térmicas por termografía de subestaciones eléctricas.

Nota: El autor se deshace de toda responsabilidad. El uso de cada estándar es responsabilidad del lector y este debe elegirlo en base a un estudio de ingeniería.

Vibro **Thermography**

*Capacítate en nuestro
próximo curso:*

***Diagnóstico de fallas de
motores eléctricos***

***Para mayor información
capacitacion@vibrothermography.com
Curso de Lubricación, Motores Eléctricos,
Vibración, Termografía, Confiabilidad***

Caso Real

Medición de resistencia óhmica de un motor eléctrico trifásico

La revisión de la resistencia óhmica de un motor eléctrico en algunos casos pudiera no ser adecuada, si, pudiera ser no adecuada si se realiza en un motor de gran caballaje y un medidor de poca sensibilidad. En una oportunidad se tenía problema al dar arranque a un motor eléctrico, pues el mismo disparaba las protecciones eléctricas, sin embargo, se realizaron pruebas estáticas eléctricas sobre el equipo y las mismas eran aceptables. El valor de aislamiento fase-tierra, era aceptable, con un valor por encima de 12 GΩ y la resistencia eléctrica entre las fases del motor era 0.1Ω, en todas las fases. El motor era de 300HP.



Al observar que era un motor de 300HP y la sensibilidad del equipo para medir resistencia eléctrica entre fases era 0.1Ω, era un indicativo que no era un equipo adecuado para medir un motor de tan alta potencia, que tiene una alta cantidad de espiras y bobinas de cobre en su bobinado. Los multímetros no son lo suficientemente precisos para realizar una prueba de comparación de resistencia en motores eléctricos grandes pues, cuanto más grande es un motor, más cobre hay en su interior y cuanto más cobre, menor será la resistencia de la bobina.

Los motores más grandes tienen resistencias de bobina en miliohmios, los multímetros comunes no pueden medir esta baja resistencia y, a menudo, dan un resultado lo más bajo posible. En este ejemplo hemos recreado lo visto en el sitio con el multímetro rojo mostrando 0,1 Ohmios. Los técnicos en el sitio vieron que todas las mediciones daban este resultado y asumieron que la resistencia estaba equilibrada, por lo tanto, el motor estaba bien.



La mayoría de las empresas de reparación de motores eléctricos tienen equipos mucho más precisos para evaluar los devanados del motor, como ohmímetros de rango bajo, es decir, de altísima sensibilidad. En este caso, utilizando un Megger MTR105, se midió que una fase está a 4,07 miliohmios y otra fase en 21,43 miliohmios.



Estas diferencias nunca habrían sido detectadas por un multímetro estándar, pero el variador se disparó debido al desequilibrio de corriente, por un problema en el bobinado, por lo cual se rebobinó el motor.

Si usted es responsable de pruebas de primera línea de motores eléctricos en su organización, le sugiero que, si aún no tiene uno, tenga al menos un ohmímetro de alta sensibilidad. También es beneficioso tener uno que compare la inductancia y la capacitancia del devanado. Puede ahorrarle tiempo en el diagnóstico de fallas en sus motores eléctricos.



Vibro

Thermography

Capacítate con nosotros

Vibraciones

Termografía

Lubricación

Confiabilidad

Motores eléctricos

www.vibrothermography.com