

Información Técnica

PROPIEDADES Y DEGRADACION DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES ELECTRICOS

El uso confiable de un aceite mineral aislante de transformadores en un sistema de aislación depende de ciertas características fundamentales del aceite de los transformadores, que pueden afectar el funcionamiento global del equipo eléctrico.

A fin de asegurar sus funciones múltiples de dieléctrico, agente de transferencia de calor y de extintor de arco, el aceite de transformadores debe poseer ciertas propiedades fundamentales, en particular:

- Una rigidez dieléctrica suficiente para resistir las mayores sollicitaciones eléctricas que se presentan en el servicio.
- Una viscosidad adecuada que no afecte la circulación, ni disminuya la transferencia de calor.
- Un punto de escurrimiento apropiado que asegure la fluidez a bajas temperaturas, susceptibles de existir en el lugar de la instalación.
- Una conveniente estabilidad de la oxidación, a fin de asegurar una larga duración en servicio.

La degradación del aceite de transformadores mineral en servicio se debe a condiciones de su uso. En muchos casos, el aceite aislante está en contacto con el aire y queda sometido a las reacciones de oxidación que son aceleradas por las temperaturas elevadas y catalizadas por la presencia de metales y de los compuestos órgano-metálicos.

Se pueden producir un cambio de color, una formación de sustancias ácidas y / o la producción de lodos en un estado de oxidación avanzado. Además muchos otros agentes contaminantes como ser el agua, las partículas sólidas, los productos polares solubles pueden aparecer en el aceite de transformadores durante el servicio y, en consecuencia, pueden alterarse algunas propiedades dieléctricas del aceite de transformadores.

La presencia de estos agentes contaminantes y de cualquier otro producto de degradación del aceite de transformadores, se puede determinar estudiando la modificación de una o varias propiedades.

El deterioro de los materiales constructivos (ejemplo: papel, pintura, etc.), que pueden interferir con el buen funcionamiento del equipo eléctrico y disminuir su vida útil de funcionamiento, pueden también determinarse estudiando las modificaciones de las propiedades del aceite de transformadores.

ENSAYOS DE LOS ACEITES DE TRANSFORMADORES Y SU SIGNIFICADO

Un gran número de ensayos se pueden aplicar a los aceites de los transformadores en servicio. Sin embargo, **Nova Miron S.A.** para determinar si el estado del aceite es el adecuado para continuar en servicio y para proponer su eventual corrección, se considera suficientes los ensayos siguientes:

Rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores

La rigidez dieléctrica permite medir la aptitud de un aceite de transformadores para resistir las sollicitaciones dieléctricas que se permiten en servicio.

Un aceite de transformadores seco y limpio se caracteriza por tener una elevada rigidez dieléctrica. El agua libre y las partículas sólidas (en especial cuando están asociadas con niveles elevados de agua disuelta) tienden a migrar hacia regiones de fuertes sollicitaciones eléctricas y a reducir severamente la rigidez dieléctrica.

Para la extracción resulta vital a los efectos de arrojar resultados confiables la pericia de técnico que la efectuó. En Nova Miron cada técnico es entrenado para dar fiel cumplimiento a las normas

Información Técnica

de aplicación.

Una rigidez dieléctrica elevada en sí mismo, no indica la ausencia de agentes contaminantes.

Contenido de agua en el aceite de los transformadores

El agua puede provenir del aire atmosférico o bien resultar de la degradación de los materiales aislantes. Para los contenidos de agua relativamente bajos, el agua permanece en solución y no modifica el aspecto del aceite de los transformadores. Por lo tanto, el agua disuelta se debe por medio de métodos químicos.

El agua disuelta afecta a las propiedades dieléctricas del aceite de los transformadores. La solubilidad del agua en el aceite del transformador aumenta en función de la temperatura y del índice de neutralización.

Cuando el contenido de agua supera cierto nivel (valor de saturación), el agua no puede permanecer en solución y aparece el agua libre en forma de turbiedad o de gotitas de agua. Invariablemente, el agua libre provoca una disminución de la rigidez dieléctrica y de la resistividad y un aumento del factor de disipación dieléctrica (tg d).

En un transformador, la cantidad total de agua se reparte entre el papel y el aceite de una relación predominante para el papel. Pequeñas variaciones de temperatura modifican sensiblemente el contenido de agua del aceite de los transformadores pero solo levemente el del papel. Conociendo el contenido de agua de un aceite de transformadores a una temperatura dada, por medio de los gráficos disponibles en la literatura, es posible estimar la cantidad de agua del papel en las condiciones de equilibrio. En la tabla 4 se recomiendan los valores límites para el contenido de agua en el aceite de los transformadores, considerando que la muestra se toma a las temperaturas normales de servicio (entre 40 °C y 60 °C). Estos valores tienen relación con la cantidad de agua en la aislación celulósica.

Un alto contenido de agua en el aceite de los transformadores acelera la degradación química del papel aislante y hace necesario la aplicación de medidas de corrección.

Índice de neutralización del aceite de los transformadores

El índice de neutralización de un aceite de transformadores es una medida de los componentes o agentes contaminantes ácidos en el aceite.

En un aceite de transformadores nuevo el valor del índice de neutralización es pequeño pero aumenta como resultado del envejecimiento por oxidación. Se utiliza como índice general que permite determinar la conveniencia del reemplazo o regeneración del aceite de transformadores. Nova Miron basa sus diagnósticos teniendo como guía las normas IRAM.

Sedimentos y lodos precipitables en el aceite de los transformadores

Este ensayo permite hacer la distinción entre los sedimentos y los lodos precipitables.

Los materiales sólidos comprenden los productos de degradación o de oxidación insolubles de los materiales aislantes sólidos o líquidos, de fibras de orígenes diversos, de carbón, de óxidos metálicos, etc que resultan de las condiciones de explotación del equipo. La presencia de partículas sólidas puede reducir la rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores, y además pueden limitar los intercambios térmicos, favoreciendo así la continuación de la degradación de la aislación. Los lodos están constituidos por productos formados en un estado de oxidación avanzado y es una advertencia de la posible acumulación de depósitos en el equipo.

Factor de disipación dieléctrica (tg d) y / o resistividad volumétrica

Estas características son muy sensibles a la presencia en el aceite de los transformadores de sustancias polares solubles, de productos de envejecimiento o de sustancias coloidales. Las variaciones se pueden detectar aún cuando la contaminación es tan pequeña que los métodos químicos no las pueden detectar.

Los límites aceptables para estas características dependen fuertemente del equipamiento eléctrico y su aplicación (tensión de servicio, potencia, etc.). Sin embargo, los valores elevados del factor de

Información Técnica

disipación modifican el factor de potencia y / o la resistencia de la aislación en los arrollamientos del transformador.

Generalmente existe una relación entre el factor de disipación dieléctrica y la resistividad volumétrica.

A temperaturas elevadas, la resistividad volumétrica disminuye a medida que la tangente delta aumenta.

Se puede obtener información útil suplementaria, midiendo la resistividad volumétrica y la tangente delta a la temperatura ambiente y a una temperatura más elevada, como por ejemplo 90 °C. Un resultado satisfactorio obtenido a los 90 °C asociado con un resultado insuficiente obtenido a una temperatura más baja, indica la presencia de agua o de productos de degradación precipitables en frío pero en una concentración generalmente aceptable. Los resultados no satisfactorios obtenidos en ambas temperaturas indican una contaminación más importante y la imposibilidad de reciclar el aceite de los transformadores a un nivel aceptable por filtrado y desgasado a baja temperatura. En la práctica no se deben efectuar los dos ensayos con la misma muestra de aceite de los transformadores.

Tensión Interfasial en el aceite de los transformadores

La tensión interfásial entre el aceite de los transformadores y el agua permite detectar los agentes contaminantes polares solubles y los productos de degradación. Esta característica cambia bastante rápidamente durante las primeras etapas del envejecimiento, pero se estabiliza cuando la degradación es todavía moderada. Por este motivo, los resultados son difíciles de interpretar en términos de mantenimiento del aceite de los transformadores. Sin embargo, se deben seguir analizando con mayor frecuencia los aceites con valores de tensión interfásial próximos al valor límite mínimo.

Contenido de inhibidor del aceite de los transformadores (para aceites inhibidos)

Los aceites inhibidos de los transformadores se degradan más lentamente que los aceites no inhibidos, siempre que el inhibidor activo esté presente y que el aceite de los transformadores tenga una respuesta inhibidora.

El grado de protección proporcionado por el inhibidor de oxidación es una función de la composición del aceite de los transformadores de base y de la concentración del inhibidor. La determinación del contenido residual del inhibidor, en un aceite inhibido envejecido en servicio, permite establecer la velocidad de consumo del inhibidor.

Color del aceite de los transformadores

El color de un aceite aislante de transformadores se determina por la luz transmitida y se expresa con un valor numérico obtenido por comparación con una serie de colores normalizados. No es una propiedad importante, pero es bastante útil para una evaluación comparativa. Un índice de color elevado o que evoluciona rápidamente puede indicar una degradación o una contaminación del aceite de los transformadores.

Aspecto del aceite de los transformadores

El aspecto del aceite de los transformadores debe ser límpido, puede tener turbidez o la presencia de sedimentos, indicando la presencia de agua libre, de lodos, de carbón, de fibras, de suciedad, etc.

Estabilidad a la oxidación del aceite de los transformadores

Para un aceite-inhibidor dado, el período de inducción es generalmente proporcional al contenido de inhibidor activo y dependiente de la presencia de agentes promotores de oxidación.

Información Técnica

El ensayo de oxidación para el aceite inhibido de los transformadores nuevo (ver la norma IEC 1125) permite medir fácilmente el período de inducción de un aceite por medio de la determinación de la cantidad de ácidos volátiles formados. Este ensayo, aplicado en un aceite usado de los transformadores previamente ensayado, permitirá indicar hasta que punto se ha reducido el período de inducción.

Contenido total de gases del aceite de los transformadores

Para la mayoría de las aplicaciones del aceite mineral aislante de los transformadores la determinación del contenido de gas total disuelto, normalmente presenta poca importancia para evaluar el comportamiento del aceite de los transformadores. Sin embargo para ciertos equipos de UM \geq 300 kV (UM: tensión máxima del equipamiento) algunas veces se especifica un contenido de gas máximo cuando se llena el aparato o cuando están en servicio.

Punto de inflamación del aceite de los transformadores

Un punto de inflamación bajo indica la presencia de sustancias volátiles combustibles en el aceite de los transformadores.

La exposición prolongada del aceite de los transformadores a muy altas temperaturas, en condiciones de falla, puede producir suficientes cantidades de hidrocarburos de bajo peso molecular como para causar la disminución del punto de inflamación del aceite de los transformadores.

Punto de escurrimiento del aceite de los transformadores

El punto de escurrimiento es una medición de la fluidez del aceite de los transformadores a baja temperatura. No existe evidencia alguna que sugiera que dicha propiedad esté afectada por la degradación del aceite. Distintos puntos de escurrimiento pueden normalmente indicar el origen nafténico o parafínico del aceite de los transformadores.

Densidad del aceite de los transformadores

La densidad no es un parámetro esencial para definir la calidad de un aceite de los transformadores, pero puede ser útil para definir el tipo de aceite o para detectar las modificaciones importantes de su composición.

Viscosidad del aceite de los transformadores

La viscosidad es un parámetro que interviene en la disipación del calor. El envejecimiento y la oxidación del aceite tienden a incrementar la viscosidad, pero el efecto no es perceptible a los niveles de degradación considerados en esta guía. Las mediciones de la viscosidad pueden ser útiles para la identificación del tipo de aceite de los transformadores.

Límites recomendados para los aceites minerales nuevos o regenerados dentro

Transformadores nuevos de potencia y de medición

PROPIEDADES	TENSIÓN NOMINAL kV		
	<66	66 a 150	>150
Viscosidad cinemática mm ² /s a 40 °C	Como se especifica en la norma de aplicación para la clase de aceite correspondiente		
Punto de inflamación, °C	Como se especifica en la norma de aplicación para la clase de aceite correspondiente		
Punto de escurrimiento, °C	Como se especifica en la norma de aplicación para la clase de aceite correspondiente		

Información Técnica

Aspecto	Límpido, libre de todo sedimento y de materiales en suspensión		
Densidad, Kg7dm ³ a 15 °C	Como se especifica en la norma de aplicación para la clase de aceite correspondiente		
Tensión interfásial, N/m a 25 °C	Mínimo 38.10 ⁻³		
Índice de neutralización, mg KOH/g	Máximo 0,03		
Contenido de agua, mg/kg	Máximo 20	Máximo 15	Máximo 10
Estabilidad a la oxidación para el aceite no inhibido: - Índice de neutralización, mg KOH/g - Lodos o barros, % en Kg/Kg	Como se especifica en la norma de aplicación para la clase de aceite correspondiente		
Estabilidad a la oxidación para el aceite inhibido: - Periodo de inducción (horas)	Valor dentro del 65 % del valor obtenido antes del llenado del equipo		
Rigidez dieléctrica (a temperatura ambiente) kV	Mínimo 40	Mínimo 50	Mínimo 60
Factor de disipación (tg d), a 90 °C y con 40 Hz a 60 Hz *	Máximo 0,015	Máximo 0,015	Máximo 0,010
Resistividad a 90 °C en GV.m	Mínimo 60		
Gases disueltos totales, %	Máximo 5	Máximo 3	Máximo 1
Aditivo antioxidante (para aceite inhibido con BHT o DBPC), en g/l	Mínimo 3		

* Los valores del factor de disipación dieléctrica mayores que los indicados, pueden indicar una contaminación excesiva o bien una mala elección de los materiales sólidos, por lo tanto, es conveniente que se investiguen sus orígenes.

EVALUACIÓN DEL ACEITE USADO DE LOS TRANSFORMADORES

Frecuencia de la verificación del aceite en servicio de los transformadores

Es imposible establecer una regla general para la frecuencia de las verificaciones de los aceites en servicio de los transformadores, que contemple todas las situaciones que se pueden presentar.

Para Nova Miron S.A. el intervalo óptimo dependerá del tipo, función, potencia, construcción y de las condiciones de servicio del equipo. Frecuentemente se debe llegar a un compromiso entre factores económicos y las exigencias relacionadas con la confiabilidad del equipo.

En la tabla 6, a modo de guía, se indica una frecuencia sugerida de ensayos adecuados para los diferentes tipos de equipos.

Generalmente se pueden efectuar mediciones de control en base a criterios que se aplican particularmente a los aceites de los transformadores:

- Verificar las características del aceite de los transformadores a intervalos sugeridos en la tabla 6, salvo indicación contraria por parte del fabricante.

- Los transformadores fuertemente cargados pueden necesitar ensayos más frecuentes.

- Aumentar la frecuencia de las verificaciones cuando cualquiera de las características se aproxime al límite recomendado.

Procedimientos de ensayos del aceite de los transformadores

Información Técnica

Los aceites en servicio de los transformadores varían mucho en lo que se refiere al nivel de degradación y al grado de contaminación. En general no se puede utilizar ningún ensayo como criterio único del estado de una muestra de aceite.

La evaluación del estado del aceite de los transformadores debe estar basado en el análisis del conjunto de las características significativas.

Ensayos de laboratorio del aceite de los transformadores

El plan completo de ensayos incluye todos los análisis enumerados. Un análisis global del conjunto de los resultados, permite no solo evaluar el estado general del aceite, sino permite reconocer la causa de una degradación o el origen de un aceite de los transformadores contaminante, de manera que se pueda tomar la corrección necesaria para asegurar el funcionamiento confiable del equipo.

Los ensayos de laboratorio permiten establecer si el aceite de los transformadores puede continuar en servicio. Para satisfacer este objetivo deben efectuarse los siguientes ensayos, como mínimo:

1. - aspecto
2. - rigidez dieléctrica
3. - factor de disipación (tangente delta) y resistividad
4. - índice de neutralización
5. - contenido de agua
6. - contenido de inhibidor
7. - tensión interfacial

Notas. 1- Los ensayos de contenido de agua, se vuelven particularmente necesarios cuando la rigidez dieléctrica se aproxima al valor mínimo admisible.

2- Los transformadores de corriente y de potencia de alta tensión que utilizan una aislación sólida de papel, entre el lado de alta tensión y el de baja tensión, requiere un control más riguroso de las pérdidas dieléctricas. En estos casos conviene que el factor de disipación dieléctrica (tangente delta) y la resistividad se miden también en forma periódica.

3- Con respecto al aceite de los transformadores en los aparatos de maniobra, puede ser suficiente verificar la rigidez dieléctrica, ya sea periódicamente o después de un número dado de maniobras indicado por el fabricante.

4- Los depósitos precipitables se forman solo cuando la oxidación está suficientemente avanzada. La experiencia demuestra que el ensayo no es necesario tras el índice de neutralización sea menor que 0.28 mg KOH/g

Clasificación de los aceites en servicio de los transformadores

En la práctica es imposible establecer reglas estrictas para evaluarlos aceites de los transformadores en servicio o recomendar valores límites de ensayo para todas las aplicaciones de aceites aislantes en servicio.

Según la experiencia actual, los aceites en servicio de los transformadores se pueden clasificar en 4 grupos, basándose en la evaluación de las propiedades significativas y/o por su aptitud para mantener las características deseadas.

Grupo 1 – Este grupo comprende a los aceites de los transformadores que están en estado satisfactorio para un servicio continuo. Pertenecen a este grupo los aceites de los transformadores con propiedades que se sitúan en los límites fijados para la tabla 6. Se debe entender que estos límites son solo indicativos. Con la excepción de la rigidez dieléctrica, una o más propiedades que estén fuera de los límites indicados no requieren una acción inmediata, aunque más adelante dicha

Información Técnica

situación puede ocasionar una degradación acelerada y una reducción de la duración de vida del equipo.

Al interpretar los resultados, se deben tener en cuenta varios factores, tales como: las condiciones de explotación, la edad del equipo y la evolución general de las características del aceite de los transformadores.

Grupo 2 – Este grupo comprende los aceites de los transformadores que requieren solo un tratamiento de purificación para permitir su posterior utilización. Este estado estará indicado generalmente por un alto contenido de agua y una baja rigidez dieléctrica, mientras todas las demás propiedades siguen siendo satisfactorias.

El aceite de los transformadores puede tener un aspecto turbio o sucio. El tratamiento apropiado consiste en eliminar la humedad y los materiales insolubles por medios mecánicos. El tratamiento debe ser tal que los valores para el contenido de agua y la rigidez dieléctrica satisfagan los indicados en la tabla de referencia.

Sin embargo se debe tener en cuenta que un exceso de agua en el aceite de los transformadores puede indicar un estado indeseable de la aislación sólida que también requiere corrección.

Grupo 3 – Este grupo comprende los aceites de los transformadores en mal estado, cuyas propiedades pueden ser restablecidas en un nivel satisfactorio sólo después de un tratamiento de regeneración. Este estado se podrá evidenciar generalmente por la presencia de altos valores del índice de neutralización, valores bajos de la tensión interfacial y/o del factor de disipación dieléctrica (según tabla de referencia). Los aceites aislantes de los transformadores de este grupo deben ser regenerados o reemplazados dependiendo de las circunstancias económicas y/o ambientales.

Grupo 4 – Este grupo comprende los aceites en tal mal estado que es técnicamente aconsejable eliminarlos.

Acciones correctivas para los aceites en servicio de los transformadores, agrupados en punto anterior

Tener en cuenta las recomendaciones siguientes:

- a) Si una propiedad tiene un resultado de ensayo fuera de los límites aconsejados, se lo debe comparar con los valores anteriores. Si fuera necesario, antes de emprender cualquier otra acción se debe procurar una nueva muestra para la confirmación de dichos resultados.
- b) Como regla general varias propiedades deben ser desfavorables a fin de justificar una acción correctiva. Sin embargo, la rigidez dieléctrica se encuentra por debajo de los límites fijados, cualquiera que sean los valores de las otras propiedades, será necesario adoptar las medidas detalladas en la tabla 6.
- c) Si se observa una variación significativa en una propiedad determinada, se debe incrementar la frecuencia de los ensayos a fin de tomar las medidas correctivas apropiadas para evitar el deterioro progresivo del aceite de los transformadores y del equipo

COMPATIBILIDAD MUTUA DE LOS ACEITES MINERALES AISLANTES

Conviene que los agregados de aceite se efectúen preferentemente con el aceite de los transformadores aislante nuevo que cumpla la norma de aplicación. Las propiedades del aceite de los transformadores agregado no deben ser, bajo ningún punto de vista, inferiores a las que tiene el aceite presente en la cuba.

Los aceites nuevos, regenerados y en servicio (del grupo 1) de la misma clase, se consideran compatibles uno con otro y pueden ser mezclados en toda proporción.

Los aceites inhibidos con el mismo tipo de antioxidante se pueden mezclar en toda la proporción.

Información Técnica

En caso que deban mezclarse aceites de los transformadores con aditivos depresores del punto de escurrimiento, el aceite a agregarse deberá tener el mismo aditivo que tiene el aceite en uno.

Los ensayos de compatibilidad son necesarios, en el caso de los aceites que contienen aditivos desconocidos.

Los ensayos de compatibilidad consisten en la determinación de los principales parámetros del aceite de los transformadores, incluyendo la estabilidad a la conexión y el factor de disipación (tangente delta), después del envejecimiento, se determinan sobre una mezcla de aceites. Conviene que la proporción de esta mezcla sea la misma que la necesaria en la práctica. Si no se conoce se utiliza una relación de 50/50.

MANIPULEO Y ALMACENAMIENTO DEL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES

Para asegurar un servicio satisfactorio es esencial tomar las máximas precauciones al manipular el aceite de los transformadores. Los tambores utilizados para el transporte y el almacenamiento conviene que se mantengan en un lugar cubierto. En la práctica, debido a la contaminación de los recipientes, puede ser difícil mantener la pureza del aceite de los transformadores cuando se lo transfiere de un recipiente a otro.

Una vez que un recipiente o un tambor se ha llenado con aceite húmedo, es muy difícil de limpiarlo. Los tambores deben estar claramente identificados para indicar si son para aceite limpio o sucio y se los debe reservar para el uso indicado.

Cuando el aceite de los transformadores se almacena en tambores, se los debe colocar horizontalmente, de manera tal que el tapón esté cubierto con aceite para evitar la entrada de agua durante el almacenamiento. Sin embargo, se reconoce que el almacenamiento en tambores no es siempre satisfactorio, particularmente cuando el aceite de los transformadores se almacena en tambores que han sido sometidos a choques o algún otro daño durante el transporte o el almacenamiento.

La transferencia del aceite de los transformadores de tales recipientes al equipo eléctrico debe efectuarse normalmente a través de una planta de tratamiento apropiada.

En las subestaciones con una instalación fija para la manipulación del aceite de los transformadores, conviene que las cañerías que salen de tanques de aceite limpio hacia los aparatos eléctricos se mantengan limpias y libres de humedad. Cuando se utiliza una instalación móvil se deben inspeccionar cuidadosamente las cañerías flexibles y las bombas manuales para asegurarse que estén libres de suciedad y de agua, debiendo ser enjuagadas con aceite limpio antes de usarse. Si el aceite de los transformadores limpio proviene de tambores se recomienda que haya sido ensayado recientemente y que los orificios de los tambores estén limpios. Las mangueras utilizadas para aceite limpio y las mangueras utilizadas para el aceite sucio deben estar claramente identificadas y provistas con tapones para obturar los extremos cuando no se las utiliza.

Aplicación e Interpretación de los ensayos de los aceites de los transformadores

PROPIEDAD	CATEGORÍA PERIODICIDAD		ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE	OBSERVACIONES
	DEL EQUIPO	ENTRE LOS ENSAYOS				
Rigidez dieléctrica, Kv	O - A - D	6 meses	á 60	50 a 59	<50	-
	B - E	1 año	á 50	40 a 49	<40	
	C - F	1 año	á 50	30 a 49	<30	
	G	1 año	á 40	20 a 29	<20	
Contenido de agua, mg/kg	O - A - D	6 meses	[10	11 a 15	>15	-
	B - E	1 año	[15	16 a 20	>20	
	C	1 año	[20	21 a 25	>25	
	F	1 año	[25	26 a 30	>30	

Información Técnica

Tensión interfasial, N/m	O - A - B - C - D E	1 año	á35 10 ⁻³	25 10 ⁻³ a 34 10 ⁻³	<25 10 ⁻³	-
Índice de neutralización, mg KOH/g	O - A - B - C - D E	1 año	[0,05	0,06 a 0,15	> 0,15	Ver nota 1
Factor de disipación (tg d) a 90 °C	O - A - B - C - D E	1 año	[40 10 ⁻³	41 10 ⁻³ a 100 10 ⁻³	> 100 10 ⁻³	Ver nota 2
Factor de disipación (tg d) a 25 °C	O - A - B - C - D E	3 años	φ10 10 ⁻³	11 10 ⁻³ a 30 10 ⁻³	> 30 10 ⁻³	Ver nota 3
Contenido de inhibidor, g/l	O - A - B - C - D E	1 año	1 a 3	0,5 a 0,9	< 0,5	-
Resistividad a 90 °C, GVm	O - A - B - C - D E	1 año	\$ 10	1 a 10	<1	Ver nota 3
Resistividad a 25 °C, GVm	O - A - B - C - D E	3 años	\$ 200	20 a 200	< 20	Ver nota 3
Sedimentos y lodos precipitables	O - A - B - C - D E	-	No detectado	-	Detectado	Ver nota 4
Puntos de inflamación, °C	O - A - B - C - D E	-	Valor original del aceite	Hasta 15 °C de disminución	Más de 15 °C de disminución	Ver nota 5

Notas.

- **1-** En los aceites inhibidos, el índice de neutralización debe ser [0,05. Si es mayor, existe la posibilidad de deterioro acelerado, por la liberación de radicales libres asociados con el inhibidor.
- **2-** La relación del factor de disipación: (tg d) a 90 °C / (tg d) a 25 °C > 7, indica la existencia de contaminantes solubles diferentes del agua.
- **3-** Si resulta aceptable a 90 °C e inaceptable a 25 °C, esto implica: agua y contaminantes polares en baja concentración.
Si resulta inaceptable a 90 °C y a 25 °C, esto implica: contaminación muy severa.
- **4-** Se determina solamente cuando los valores del índice de neutralización y de la tensión interfasial se encuentran cerca de los límites máximo y mínimo respectivamente, indicados en la columna "dudoso".
- **5-** Se efectúa cuando se sospecha alguna contaminación .El aceite también es considerado inaceptable cuando el valor del punto de inflamación es menor que el especificado para su clase.
- **6-** La viscosidad cinemática, el punto de escurrimiento y la densidad, no se usan habitualmente para determinar el estado de un aceite usado para continuar en servicio.

Referencias

- **a) Aceptable:** No debe tomarse ninguna acción.
- **b) Dudoso:** Debe seguirse la evolución de la propiedad correspondiente, aumentando eventualmente la periodicidad de los ensayos, compararla con valores de otras propiedades relacionadas y prever o ejecutar acciones correctivas.
- **c) Inaceptable:** Se deben tomar las acciones correctivas siguientes:

Información Técnica

Rigidez dieléctrica	Purificación
Contenido de agua	Purificación
Tensión Interfacial	Regeneración o reemplazo
Índice de neutralización	Regeneración o reemplazo
Factor de disipación (tg d)	Regeneración o reemplazo
Contenido de inhibidor	Agregado de inhibidor
Resistividad	Regeneración o reemplazo
Lodos y barros	Regeneración o reemplazo
Punto de inflamación	Reemplazo

Nova Miron cuenta con equipos de purificación libre de pcs certificados por los organismos competentes. Recomendamos la exigencia de los clientes a este requerimiento en cumplimiento de las normas ambientales vigentes.