

Tests für Dampf- und Gasturbinenöle



Energy lives here

Gebrauchtölanalysen bei Turbinen

Gebrauchtölanalysen bei Turbinen können helfen, die Verfügbarkeit der Turbine vorherzusagen. Mittels fundierter Analyse kann die Zuverlässigkeit und die Wartungsfrequenz der Turbine positiv beeinflusst werden. Eine Vielzahl von Tests ermöglicht die Ermittlung der Öl- und Leistungsdaten für Gas- und Dampfturbinen. Hierbei ist es gleichermaßen wichtig, den Umfang des Tests zu verstehen sowie ein umfassendes Bild über System- und Ölzustand aufzuzeigen.

Wie bei jeder Zustandsüberwachung liefert auch die Turbinenölanalyse fundierte Informationen, wenn die Daten über längere Zeit ermittelt werden. So erhalten Sie aussagekräftige Trends, anhand derer Sie mögliche korrektive Wartungsmaßnahmen wie z. B. eine bessere Filtrierung oder Wasserabscheidung planen können.

Nachfolgend ein Überblick über mögliche Tests:

Test zur Prognose von Varnishablagerungen – Gas- und Dampfturbinen

Die Möglichkeit von Leistungseinbrüchen oder Fehlstarts von Gas- und Dampfturbinen aufgrund von Varnishablagerungen in der Systemhydraulik machen eine Gebrauchtölanalyse des eingesetzten Schmierstoffs erforderlich. Die meisten Varnishablagerungen durch Turbinenöl treten in Hydraulikkreisläufen von Gasturbinen auf, wenn Regelung und Lager einen gemeinsamen Öltank haben. Die Branche nutzt zunehmend verschiedene Tests auf Hinweise zu Varnishablagerungstendenzen. Diese können, richtig genutzt, hilfreiche Informationen liefern. Aber betrachten Sie die Untersuchung zur Varnishbildung nur als Teil eines großen Ganzen und berücksichtigen Sie bitte alle verfügbaren Analyseergebnisse, um sich ein umfassendes Bild über den Ölzustand zu machen. Eine detaillierte Ölanalyse, kombiniert mit einer Sichtprüfung der Systeme und vor dem Hintergrund der Betriebsstunden des Öls kann den Zustand der Ölfüllung am besten bestimmen.

Ergibt eine Untersuchung auf Varnishablagerungstendenzen einen Warnwert, empfehlen wir, das Ergebnis zusätzlich mit einer Sichtprüfung der Bauteile, einer Fotodokumentation und der Kontrolle der Laufzeit des Schmierstoffs zu verifizieren. Belegt diese Sichtprüfung die Testergebnisse nicht, können Sie unnötige Wartungen vermeiden. Bitte beachten Sie, dass sich die hier vorgestellten Tests für Dampf- und Gasturbinenöle der API-Gruppen I, II, III und IV eignen. Einige Prüfungen können zu irreführenden Ergebnissen führen, wenn Sie Hydrauliköle oder Öle der API-Gruppe V für die Luftfahrt testen.

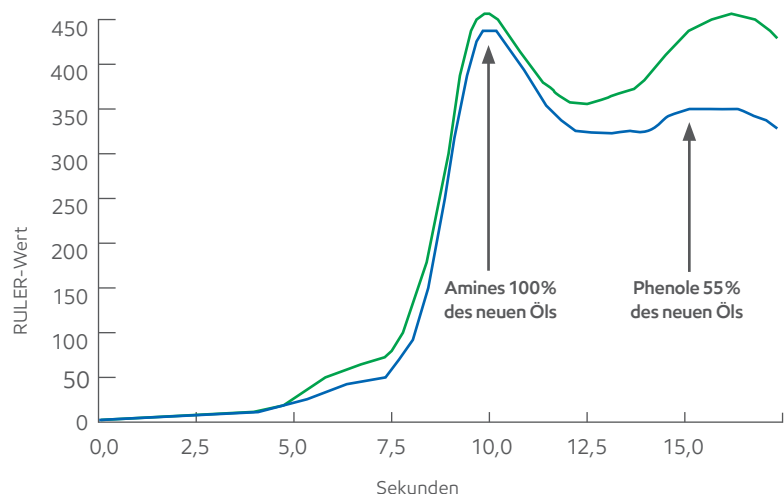
ASTM D6971 – Linear Sweep Voltammetrie, bekannt als RULER®

Die Remaining Useful Life Evaluation Routine (RULER), geregelt durch die ASTM D6971, ist die Standardmethode zur Messung des phenolischen und aminischen Antioxidantiengehaltes in zinkfreien Turbinenölen mithilfe der Linear Sweep Voltammetrie.

Der RULER-Test vergleicht den Antioxidantiengehalt in neuem Turbinenöl mit dem in Gebrauchtöl anhand der Spannungsdifferenz (Abbildung 1).

Abbildung 1: Linear Sweep Voltammetrie

Vergleich zwischen dem neuen Öl (grüne Linie) und dem im Einsatz befindlichen Öl (blaue Linie)



Das hilft, die Standzeit zu prognostizieren und die Gefahr von Varnishbildung zu erkennen. Viele Antioxidantienpakete in Turbinenölen bestehen aus aminischen und phenolischen Antioxidantien unterschiedlicher Typen in verschiedenen Mischungen. Das erklärt, warum das Testlabor unbedingt eine geeignete Referenzprobe braucht, anhand der es die Änderung des Antioxidantiengehalts messen kann.

Bei hohen Temperaturen, wie in Gasturbinen, kann die phenolische Konzentration schneller sinken als die des aminischen Antioxidants. Phenole können sich in Zwischenantioxidantien wandeln, welche die Amine weiter stabilisieren oder auch destabilisieren können. Im Idealfall sind beide Bestandteile messbar. Sofern nur die phenolischen Bestandteile stark gesunken sind, sollte vor jeder Entscheidung zum Wechsel der Füllung, die Beratung des Ölherstellers hinzugezogen werden. Häufig lässt sich ein Wechsel noch aufschieben, auch wenn das Testergebnis ein anderes Bild liefert.

Der Grenzwert des RULER liegt bei 25% Restwert der Primäradditive, welche normalerweise die Amine sind.

In durchmischten Tanks oder in Mischungen aus verschiedenen Ölen, können die Trends von RULER zu niedrige oder irreführende Werte ergeben.

Das Testintervall kann – abhängig von Ihrer Risikoeinstufung der Anwendung – vierteljährlich bis jährlich sein.

ASTM D7843 – Membrane Patch Colorimetry (MPC)

Farb- und Lichtblockaden durch Schmierstoffablagerungen auf einer Membranfläche können auf die Bildung von Alterungsprodukten im Öl hinweisen. Die Membrane Patch Colorimetry (MPC) misst die sichtbare Lichtwellenabsorbierung

als Delta-E-Messung (Energieänderung), die sich von 1 bis über 200 hinaus verdunkeln kann. Einige Labore setzen diesen Delta-E-Wert ein und erzeugen eine laborspezifische VarnishEinstufung von 1 bis 100. Wie bei allen Daten zur VarnishEinstufung ist diese Interpretation anwendungs- und ölspezifisch und sollte durch eine Sichtprüfung des Systems belegt werden (**Abbildung 2**). Das Testintervall kann – abhängig von Ihrer Risikoeinstufung der Anwendung – vierteljährlich bis jährlich sein. MPC-Tests können durch die Chemie einiger Antioxidantien beeinflusst werden, die zu dunklen Ablagerungen neigen. Gehen Sie daher sorgfältig vor, wenn Sie nicht standardisierte VarnishEinstufungen heranziehen.

Ultrazentrifugation – eine ExxonMobil Methode

ExxonMobil hat das Verfahren zur Bewertung nach einer Ultrazentrifugation (Ultracentrifuge Rating, UC) entwickelt, um fein verteilte oder schwebende Partikel im Öl zu ermitteln. Dieser Test soll in erster Linie Ablagerungsvorstufen im Öl frühzeitig erkennen lassen.

Eine Ölprobe wird 30 Minuten bei 17.500 U/min zentrifugiert. Danach wird das Reagenzglas geleert und die verbleibenden Rückstände werden anhand eines Standards bewertet (**Abbildung 3**).

Wir bewerten die Ergebnisse auf einer Skala von eins bis acht, bei der die acht für die größte Menge verbleibender Rückstände steht. Ein Ergebnis über vier kann als Warnwert eingestuft werden. Ungelöste Alterungsprodukte des Öls können Ablagerungen im Ölumlaufsystem bilden, was ggf. zu Performanceeinbußen der Anlage führt. Das Testintervall kann – abhängig von Ihrer Risikoeinstufung der Anwendung – vierteljährlich bis jährlich sein.

Abbildung 2: Fotografierte MPC-Membranen nach der Filterung mit den entsprechenden MPC Delta E-Bereichen

Vorsicht bei MPC Delta E ab 40

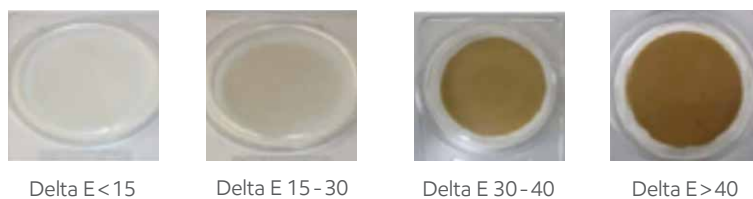
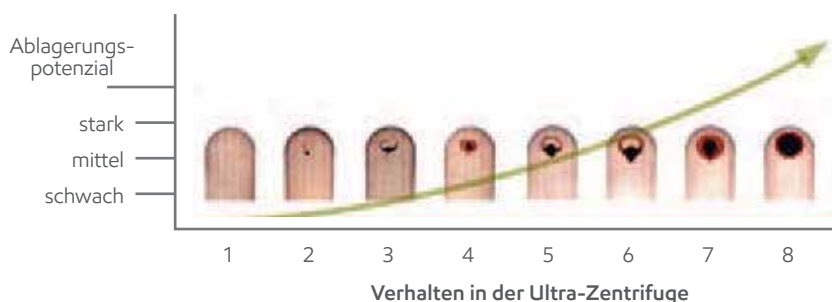


Abbildung 3: Bewertungsskala für sichtbare Ablagerungen nach der Ultrazentrifugation





Weitere Nutzung

Folgende bedeutende Tests zeigen auf, ob Sie Ihr Turbinenöl weiterhin nutzen können.

ASTM D2272 – Standardtest für die Oxidationsstabilität von Dampfturbinenölen durch drehenden Druckbehälter

Der Rotating Pressure Vessel Oxidation Test (RPVOT) wurde entwickelt, um auf schwindende Oxidationsstabilität von Gebrauchtsölen hinzuweisen. Temperatur und Verunreinigungen, z. B. durch Wasser, begünstigen die Oxidation. Altert ein Turbinenöl, entstehen schwache organische Säuren und unlösliche Oxidationsprodukte, die sich an wichtigen Teilen wie z. B. Lageroberflächen, Tankwänden und Ölkühlern sowie den Ventilen der Regelungstechnik festsetzen können. Ein stark oxidiertes Turbinenöl kann Varnish an heißen Lageroberflächen bilden. Das verringert den Schmierpalt und die Wärmeabfuhr in den Gleitlagern. Die Folge ist ein Temperaturanstieg der Lager im Betrieb. Ablagerungen in der Regelungstechnik führen zu Regelungsproblemen bis hin zu nicht tolerierbaren Betriebsstörungen. Belegte Ölkühler führen zu Leistungseinbußen im Kühlprozess des Turbinenöles.

Dieser Test zur beschleunigten Oxidation ist ein Industriestandard, um die abnehmende Oxidationsstabilität gebrauchter Turbinenöle zu bestimmen. ASTM D4378 (Standard zur Überwachung im Einsatz befindlicher mineralischer Turbinenöle) definiert einen RPVOT-Wert von 25 % des Neuöl-Wertes und einen Anstieg der Säurezahl (Acid Number, TAN) als Warngrenze. Viele Turbinenhersteller vereinfachen dieses Verfahren und

berücksichtigen nur den Grenzwert von 25 % des RPVOT in Bezug auf den Frischölwert ohne Berücksichtigung zur Säurezahl. Auf deren Anstieg zu warten, ist ein zusätzliches Risiko, wenn das Turbinenöl nicht rechtzeitig gewechselt wird. Viele OEMs empfehlen einen RPVOT von mindestens 100 Minuten, statt ihren Rückgang zu verfolgen. Bitte beachten Sie, dass der RPVOT entwickelt wurde, um zu erfahren, ob ein Schmierstoff weiterhin genutzt werden kann – nicht um die Leistung neuen Öls zu prognostizieren.

In Dampf- und Gasturbinen sollten Sie den RPVOT jährlich machen. Oft wird er einen Monat vor dem geplanten Ausschalten durchgeführt. Nähert sich die Oxidationsstabilität des Turbinenöls einem Wert von 25% des anfänglichen RPVOT-Wertes, empfehlen wir ein kürzeres Testintervall.

ASTM D445 – Standardtest für die kinematische Viskosität transparenter und opaker Flüssigkeiten

Die Viskosität ist die wichtigste Eigenschaft eines Schmierstoffes. Viskosität ist definiert als Fließwiderstand eines Öls bei einer gegebenen Temperatur und wird für Schmieröle gemäß der ASTM D445 Methode gemessen. Bei Turbinenölen deutet eine deutliche Änderung der Viskosität normalerweise auf die Kontamination mit einem anderen Öl hin. In sehr schweren Fällen kann die Viskosität durch exzessive Oxidation steigen. Thermische Zersetzung des Basisöls kann die Viskosität senken. Die Ergebnisse dieses Tests werden als Centistoke oder mm^2/s bei 40 °C berichtet. Die Viskosität von noch gebrauchsfähigen Turbinenölen sollte nicht mehr als 5% von der des entsprechenden Frischöls abweichen.



ASTM D6304 – Standardtest, um mit der coulometrischen Karl-Fischer-Titration Wasser in Mineralölprodukten, Schmierölen und Additiven zu bestimmen

oder

ASTM D7546 – Standardtest, um mit einem Luftfeuchtigkeitssensor Feuchtigkeit in neuen und gebrauchten Schmierölen und Additiven zu bestimmen

Den Wassergehalt zu testen, ist wichtig, um das Risiko unentdeckter Öloxidation und Rostbildung zu minimieren. Eisenoxidpartikel, die sich lösen, können zu abrasivem Lagerverschleiß führen. Ein zu hoher Wassergehalt kann auch die Viskosität des Öls verändern (Erhöhung oder Senkung, je nach den Bedingungen). Wasser in warmen Turbinenöltanks kann Mikrowachstum fördern, was Systemfilter, Messgeräte mit kleinem Durchmesser und Erweiterungen der Messumformerleitung verschmutzt.

Freies Wasser ist Wasser, das sich unterhalb einer bestimmten Temperatur nicht mit dem Öl vermischt. Dieses freie Wasser korrodiert Metallteile. Hat sich Turbinenöl auf die Umgebungstemperatur abgekühlt, kann sich Wasser aus der Verbindung lösen und als freies Wasser austreten.

Halten Sie deshalb den Wassergehalt gering – zum Schutz der Anlage und des Öls.

Die empfohlene Wasserwarngrenze nach ASTM D4378 ist 200 ppm. Einige Nutzer setzen die Warngrenze auf 100 ppm. Der ungefähre Sättigungsgrad freien Wassers bei 20 °C (70 °F) liegt bei 100 ppm. Bei mehr als 100 ppm bei 20 °C (70 °F) bildet sich freies Wasser. In wasserstoffgekühlten Generatoren sollte ein

Maximum von 250 ppm eingehalten werden, um das Risiko zu reduzieren, dass die Halteringe des Generatorrotors rosten und brechen.

Speziell bei Dampfturbinen sollten Sie den Wassergehalt mindestens vierteljährlich testen.

ASTM D664 – TAN – Standardtest für die Säurezahl in Mineralölprodukten mit potentiometrischer Titration

Steigt die Gesamtsäurezahl (TAN) stark, kann das auf Kontamination oder stark oxidiertes Öl hinweisen. Bitte beachten Sie, dass die Säurezahl von Gebrauchttölen öfter durch ASTM D664 (potentiometrische Titration) gemessen wird als durch ASTM D974 (Farbtitration), weil damit ein genauer Test trüber Öle schwierig ist.

ASTM D4378 empfiehlt 0,3 bis 0,4 mg KOH/g über dem anfänglichen Wert als obere Warngrenze. Viele Ölanalysen halten bereits den Anstieg der Säurezahl um lediglich 0,1 für bedenklich. Bitte beachten Sie, dass die Säurezahlen verschiedener Labore schlecht vergleichbar sind. Säurezahlen sollten also immer zusammen mit anderen Ergebnissen betrachtet werden.

Die Säurezahlen sollten Sie mindestens vierteljährlich testen.

ASTM D1401 – Demulgiervermögen. Standardtest für das Wasserabscheidungsvermögen von Mineral- und Synthetikölen

Das Demulgiervermögen ist wichtig für Öle mit direktem Wasserkontakt. Das gilt besonders für Dampfturbinen, bei denen Stopfbuchsichtungen zwangsläufig lecken. Das Wasserabscheidungsvermögen des Öls beeinflusst direkt dessen langfristige Oxidationsstabilität und das Korrodieren der Anlage. Große Wassermengen, polare Verunreinigungen und Verschmutzungen wie in den meisten Motorölen können das Demulgiervermögen von Turbinenölen beeinträchtigen. Bereits 11 Liter verunreinigtes Motoröl in 22.700 Litern Turbinenöl wirken sich negativ auf dessen Demulgiervermögen aus.

ASTM D1401 testet das Demulgiervermögen. Dafür werden 40 ml Öl mit 40 ml Wasser emulgiert. Die Minuten, die beide Flüssigkeiten benötigen, um sich abzuschcheiden, werden gemessen. Je schneller, desto besser das Demulgiervermögen.

ASTM D4378 definiert mehr als 3 ml einer stabilen Emulsion und/oder weniger als 36 ml Wasser in 60 Minuten als Grenzwert für das Demulgiervermögen. Der neue Ölleitfaden (ASTM D4304) und viele Herstellerspezifikationen für Dampfturbinen empfehlen maximal 30 Minuten, um 3 ml oder weniger Emulsion zu erreichen. Die Wirkung des Demulgiervermögens eines Öls hängt davon ab, wie lange das Öl im System und wie stark der Wassergehalt ist. Ein Turbinenöl, das im Labor ein schlechtes Demulgiervermögen aufweist, kann, wenn es lange genug im System verweilt, trotzdem ausreichend Wasser abscheiden und seine volle Leistung beibehalten. In kleinen Tanks mit kürzerer Verweilzeit muss das Demulgiervermögen besser sein als in größeren. Das Demulgiervermögen sollten Sie einmal im Jahr testen, wenn das Schmiersystem Wasser ausgesetzt ist.

ASTM D5185 – ICP elementare Metalle – Standardtest, um Additive, Verschleißmetalle und Verunreinigungen in gebrauchten Ölen zu bestimmen und um mit der Atomemissionspektrometrie mit induktiv gekoppeltem Plasma (Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry, ICP-AES) gewisse Elemente in Grundölen zu bestimmen.

Metallanalysen mit induktiv gekoppeltem Plasma (ICP) zeigen den Additivgehalt, den Verschleiß- und den Verunreinigungsgrad. ICP-Metalltests untersuchen ein enges Spektrum an Partikeln unter 8 Mikrometer. Dies eignet sich für Ölanalysen, da schwerwiegende Ausfälle oft mit Verschleiß im Submikrometerbereich beginnen. Generell sollten Sie den Wert der Metalladditive bei über 50% der Menge in neuen Ölen halten. Der Alarmgrenzwert von Verschleißmetallen wie Eisen, Kupfer und Zinn sollte 5 ppm oder höher sein, wenn Sie die Probe aus dem Tank nehmen. Verunreinigungen wie Silizium sollten unter 25 ppm bleiben. Testen Sie monatlich oder vierteljährlich auf Metalle.

ASTM D7414 – Fourier-Transformations-Infrarot-Messung der Oxidation (Differenzialmethode für Oxidation)

ASTM D7414 misst mit FTIR die Höchstwerte der Oxidationsabsorption als Hinweis auf Oxidation. Dieses Verfahren detektiert Oxidations-Nebenprodukte, die sich in Carbonylanstiegen zwischen 1.800 und 1.660 cm^{-1} (ein typischer Wert ist 1.709 cm^{-1}) zeigen. **Abbildung 4** zeigt in diesem Bereich deutlich den fehlenden Carbonylanstieg, wie er bei nicht oxidiertem Gebrauchtöl zu erwarten wäre. FTIR-Absorptionen, die zwischen 1.800 und 1.660 cm^{-1} den Wert 4 oder mehr erreichen, sollten Sie als Warnung ansehen.

Abbildung 4: Typischer FTIR-Scan

Beachten Sie die Oxidationsanstiege zwischen 1.800 und 1.660 cm^{-1} . Ihr Fehlen ergibt einen niedrigen Differenzwert, ein Zeichen für geringe Oxidation.

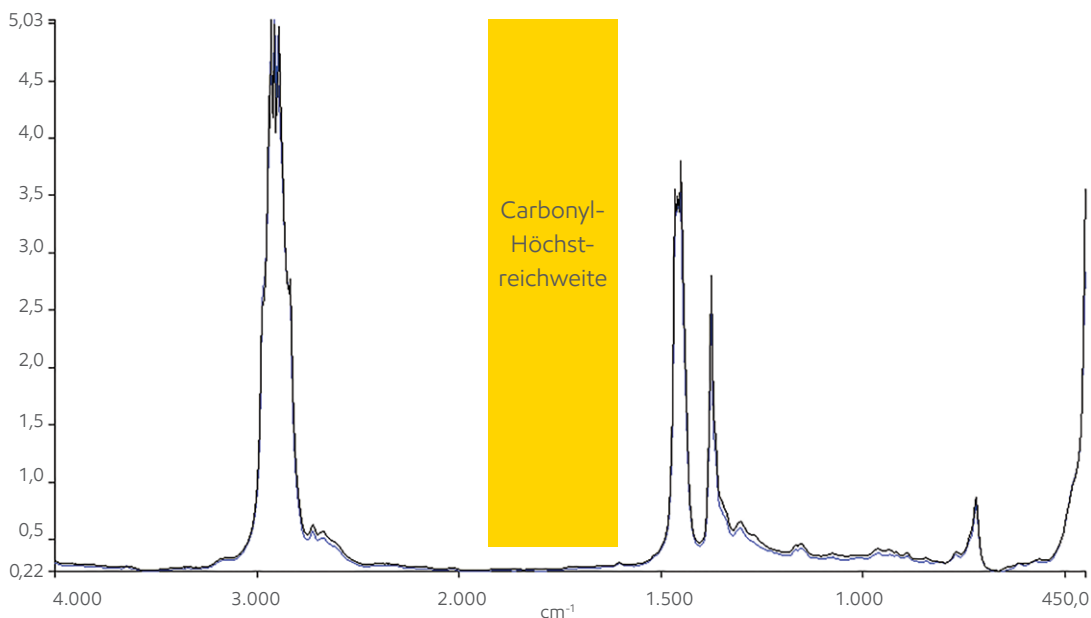


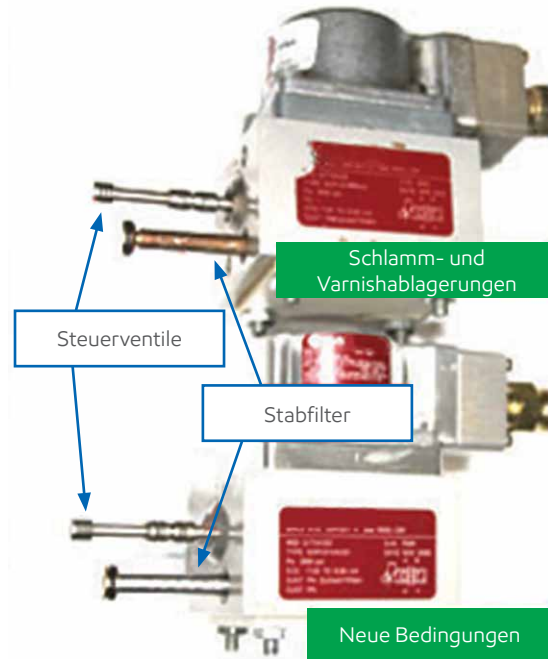
Abbildung 5: Bilder varnishanfälliger Bauteile

Stabfilter eines Ventils



Neu

Schlamm- und Varnishablagerungen



ISO 4406 – Partikelzählung

Durch Partikelzählen wird deren Konzentration im Öl bestimmt. Diese wird durch die Reinheitsklassen nach ISO ausgedrückt. Als Ergebnis wird die Zahl der Partikel je ml angegeben, die größer als 4 Mikrometer/6 Mikrometer/14 Mikrometer sind.

Der ISO-Reinheitscode bezeichnet die Partikelzahl/ml auf einer logarithmischen Skala mit einer Codezahl für jeden Größenbereich. Ein typisches Beispiel wäre: 18/16/13. 18 bedeutet 1.300 bis 2.500 Partikel/ml $\geq 4 \mu\text{m}$, 16 bedeutet 320 bis 640 $\geq 6 \mu\text{m}$, und 13, dass 40 bis 80 $\geq 14 \mu\text{m}$ sind.

Wegen der Vorbereitung der Ölprobe, Ölzusammensetzung, Schmutz im Probenbehälter und am Standort und der Art der Probeentnahme kann die Partikelzählung stark schwanken. Auch unterscheiden sich Lichtstreuungsverfahren und Methoden, die auf verstopften Filterporen beruhen, stark voneinander. Bitte achten Sie deshalb darauf, nur in einheitlichen und repräsentativen Proben Partikel zu zählen. Die Partikelzählung zeigt lediglich die relative Verunreinigung. Hierfür gibt es keinen ASTM-Standard. Letztendlich zeigt die Partikelzählung jedoch gut die Sauberkeit des gesamten Systems.

Der Schmierkeil in einem Gleitlager kann 10 bis 20 μm dick sein, Zapfen und Lager haben 200 μm Spiel. Der Spalt eines hydraulischen Servoventils liegt bei 2 bis 5 μm . Diese Zahlen zeigen, wie wichtig sauberes Öl ist. Werden die Standards nicht eingehalten, können Lager und Ventile schnell verschleifen.

Viele Turbinenhersteller empfehlen eine Ölsauberkeit von ISO 18/16/13 (NAS 1638 Klasse 7). Wird das Turbinenöl auch als Hydraulikflüssigkeit verwendet, liegt die empfohlene ISO-Sauberkeit oft bei 16/14/11 (NAS 1638 Klasse 5). Manche Turbinenhersteller veröffentlichen noch ISO-Sauberkeitsrichtlinien nach einer älteren Methode mit zwei Codes, welche die 4 μm Zählung auslöst.

Testen Sie die ISO-Sauberkeit monatlich oder vierteljährlich.

ASTM D892 – Schaum. Standardtest zur Schaumneigung von Schmierölen

Dass sich in einem Turbinenöltank auf der Oberfläche Schaum bildet, ist normal. Es sollte aber auch freie Bereiche geben, in denen größere Blasen platzen können. Sie können Turbinenöl auf seine Schaumneigung testen, jedoch macht diese in der Praxis selten Probleme. Nimmt sie weiter zu und lässt den Tank überlaufen oder einen falschen Ölstand anzeigen, sollten Sie etwas dagegen unternehmen.

ASTM D892 Tests werden bei drei Temperaturen ausgeführt: Sequenz 1 bei 24 °C, Sequenz 2 bei 93,5 °C und Sequenz 3 wieder abgekühlt auf 24 °C. Die Werte werden als Tendenz und Stabilität jeder Sequenz in ml angezeigt. Die Schaumneigung ist das in einem Messzylinder gemessene Schaumvolumen, nachdem fünf Minuten lang Luft durch die Schmierölprobe geblasen wurde. Die Stabilität ist das Volumen nach Ablauf einer 10-minütigen Ruhezeit.

Eine Schaumstabilität von 0 ml sagt, dass Schaumblasen platzen und sich während des Betriebs in der Turbine wenig Schaum bilden sollte. Von den beiden Werten ist der stabil gemessene Wert wichtiger.

ASTM D4378 empfiehlt 450 ml als Warngrenzwert für die Schaumneigung bei einer Stabilität von 10 ml für ASTM D892, Sequenz 1. Bitte beachten Sie, dass der ASTM D892 Schaumtest schlecht zu wiederholen ist. Eine Messung von 450 ml könnte in einem anderen Labor einen hohen Wert von 600 ml oder einen tiefen von 300 ml ergeben.

Achten Sie auf Sauberkeit, Verunreinigungen oder mechanische Ursachen, wenn Sie Probleme mit Schaum beheben wollen, bevor Sie zu Entschäumungsmitteln greifen. Falsch zugegeben, können diese mehr Luft einschließen, stärker Schaum bilden, Additive beeinflussen und damit zu noch größeren Problemen führen. Schmutz ist eine Hauptursache für Schaumbildung. Testen Sie deshalb auch die ISO-Sauberkeit und ICP-Metalle. Das Schmieröl in Bodennähe im Tank anzusaugen, minimiert das Risiko, dass Schaum auf ein Lager übertragen wird.

Testen Sie die Schaumneigung nur, um die Produktkompatibilität zu ermitteln, oder wenn Sie tatsächlich Probleme mit Schaum haben.

Interpretationsempfehlungen

Den Gesamtzustand des Turbinenöls ermitteln Sie mit der Kombination aus Ölanalyse, Sichtprüfung und den Betriebsstunden. Varnishanfällige Teile (**siehe Abbildung 5**) jährlich zu fotografieren, sollte zur Bewertung des Turbinenöls dazu gehören.

Optionen der Schmierstoffanalyse

Stellen Sie die Optionen der Turbinenölanalyse so zusammen, dass Sie kosteneffektiv die relevanten Informationen bekommen. Bitte achten Sie darauf, in den Probeninformationen auch die Laufzeit des Öls anzugeben.

Auswahl möglicher Gebrauchtölanalysen für Gas- und Dampfturbinen

Viskosität

Wasser (mit Befund/ohne Befund)

Wasservol. % (KF)

Oxidation

Gesamtsäurezahl (TAN)

Partikelkonzentration

PQ-Index (Particle Quantifier)

Metalle

Demulgiervermögen

Oxidationsstabilität

Kolorimetrie der Membranfläche (MPC)

Ultrazentrifugation (UC)

Schaum

ICP



Ein umfangreiches Ölanalyseprogramm erfordert Anlagenexpertise und das Wissen potenzieller Schwachstellen. Läuft das Programm und wird es richtig umgesetzt, sollten sich die richtige Interpretation und die resultierenden korrektiven Maßnahmen positiv auf die Betriebszeit und die Wartungsintervalle auswirken.

Für weitere Informationen über Industrieschmierstoffe und Services der Marke Mobil™ wenden Sie sich an Ihren lokalen ExxonMobil Vertriebspartner, kontaktieren Sie das ExxonMobil Technical Help Desk unter 0800 752 2584 oder besuchen Sie mobilindustrial.de.

*Die Warnstufe kann „Warnung“ oder „Alarm“ bedeuten. Dies ist abhängig von den Daten. Prüfen Sie das System, um die richtigen Korrekturmaßnahmen zu ergreifen.

© 2016 Exxon Mobil Corporation. Alle Rechte vorbehalten.
Alle in diesem Dokument verwendeten Marken sind Marken oder eingetragene Marken der Exxon Mobil Corporation oder verbundener Unternehmen, sofern nicht anders angegeben.

mobilindustrial.de