



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**“Procedimentos de Coletas de Óleo para
Análise Preditiva de Turbinas à Gás”**

Anderson Henrique Beneduzzi



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**“Procedimentos de Coletas de Óleo para
Análise Preditiva de Turbinas à Gás”**

Anderson Henrique Beneduzzi

Orientador: Prof. Dr. Aparecido Carlos Gonçalves

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia - UNESP – Campus de Ilha
Solteira, para obtenção do título de Mestre
em Engenharia Mecânica.

Área de Conhecimento: Mecânica dos
Sólidos

ILHA SOLTEIRA
02/2012

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

B463p Beneduzzi, Anderson Henrique.
Procedimentos de coletas de óleo para análise preditiva de turbinas à Gás
Anderson Henrique Beneduzzi. - Ilha Solteira : [s.n.], 2012
88 f. : il.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Mecânica dos Sólidos, 2012

Orientador: Aparecido Carlos Gonçalves
Inclui bibliografia

1. Manutenção preditiva. 2. Turbina à gás. 3. Análise de óleo.


CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Procedimentos de Coletas de Óleos para Análise Preditiva de Turbinas à gás

AUTOR: ANDERSON HENRIQUE BENEDUZZI

ORIENTADOR: Prof. Dr. APARECIDO CARLOS GONCALVES

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica,
Área: MECÂNICA DOS SÓLIDOS, pela Comissão Examinadora;


Prof. Dr. APARECIDO CARLOS GONCALVES
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. MARCIO ANTONIO BAZANI
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. LUIZ DARO NETO
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Bauru

Data da realização: 09 de fevereiro de 2012.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Aparecido Carlos Gonçalves, pela compreensão, paciência e dedicação mostrados no tempo de orientação após minha conclusão da graduação.

Aos meus pais, Darcio e Cilene, por estarem ao meu lado apoiando nas minhas decisões e por serem construtores do maior presente que herdei que é meu caráter.

Aos meus irmãos que tanto me espelhei pela dedicação e vontade para vencer os desafios da vida.

Á minha esposa Ediellen pelo incentivo de vencer mais esta etapa de minha vida.

A todos os amigos do grupo de pesquisa e do trabalho que direta ou indiretamente fizeram parte da realização deste trabalho através de explicações, ensinamentos e apoio técnico dado no levantamento dos dados e demais formas de colaboração.

Muito Obrigado.

Anderson Henrique Beneduzzi

RESUMO

A cada ano que passa a necessidade de desenvolver novas técnicas de prevenção de falhas em equipamentos vem crescendo continuamente, devido à grande necessidade de obtenção de lucros com o menor custo de manutenção possível. Atualmente, turbinas à gás, são equipamentos de extrema importância para indústrias de petróleo e gás, devido sua grande capacidade de geração de energia cinética para acionamento de compressores e geradores de energia. Os custos de manutenção, formação de verniz no sistema de óleo e disponibilidade são algumas das preocupações mais importantes que se deve ter com uma turbina a gás. Um bom planejamento de manutenção otimizará os custos e maximizará a disponibilidade destes equipamentos. Os programas de manutenção devem ser eficazes, todas as recomendações do fabricante do equipamento devem ser seguidas, como o número e tipos de inspeção realizadas, peças sobressalentes, e outros fatores importantes que afetam a vida útil dos componentes e o funcionamento do equipamento. Dentre as inspeções realizadas pode-se encontrar a análise de vibração, boroscopia, termografia e a análise de óleo lubrificante. Neste trabalho são apresentadas as técnicas utilizadas na análise preditiva de óleo lubrificantes e um histórico das análises de óleo de um caso real de turbina a gás em que são observados e discutidos o procedimento ideal da realização de coletas das amostras de óleo de turbinas a gás desde o planejamento até o envio aos laboratórios para análise, verificação e diagnóstico.

Palavras Chave: Manutenção preditiva. Turbina à gás. Análise de óleo.

ABSTRACT

Each passing year the necessity to develop new techniques to prevent equipment failures increases continuously due to the great need of financial gain at the lowest possible maintenance costs. Currently, gas turbines are extremely important equipment for oil and gas industries, because to its great capacity to generate kinetic energy to drive compressors and generators. Maintenance costs, formation of varnish in the oil system and availability are some of the most important concerns that must be taken with a gas turbine. Good planning will optimize maintenance costs and maximize the availability of this equipment. Maintenance programs must be effective, all the equipment manufacturer's recommendations should be followed, as the number and types of inspections performed, spare parts, and other important factors that affect the life of the components and operation of equipment. Among the inspections it can be performed to find the vibration analysis, endoscopy, thermography and analysis of lubricating oil. This work will present the techniques used in predictive analysis of oil lubricants and oil analysis history of a real case of a gas turbine that will be seen and discussed the ideal procedure of carrying out collections of samples of oil from gas turbines planning to send to laboratories for analysis, verification and diagnosis.

Key Words: Predictive maintenance. Gas turbine. Oil analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Palavras chaves que interferem no planejamento de manutenção.....	17
Figura 2:	Representação geral das secções de uma turbina a gás.	19
Figura 3:	Representação das pás variáveis da turbina.	22
Figura 4:	Cinco sistemas que contribuem em parada do processo.	23
Figura 5:	Representação gráfica da influencia de óleo lubrificante em falhas de sistemas.	24
Figura 6:	Mecanismo de formação de vernizes de um óleo de turbina a gás.....	29
Figura 7:	Depósito de verniz em uma válvula hidráulica	29
Figura 8:	Esquema do sistema de óleo lubrificante.	33
Figura 9:	Esquema de funcionamento de um espectrógrafo	35
Figura 10:	Viscosímetro Cannon-Fenske.	42
Figura 11:	Determinação do índice de viscosidade.	43
Figura 12:	Densímetro digital e Analógico.....	45
Figura 13:	Aparelho Cleveland para obter o ponto de fulgor.	45
Figura 14:	Equipamento para medir ponto de fluidez.	46
Figura 15:	Teste de formação de espuma.	47
Figura 16:	Rotating Bomb Oxidation Test – RBOT.....	49
Figura 17:	Representação gráfica do método de RULER®.....	51
Figura 18:	Representação gráfica do parâmetro adimensional das cores.	52
Figura 19:	Exemplo da tendência de formar vernizes de um óleo de turbina a gás uma vez que os antioxidantes são consumidos.....	52
Figura 20:	Representação do método Four Ball.	54
Figura 21:	Esquema de ferrógrafo.	55
Figura 22:	Equipamento e esquema de funcionamento do método de ferrografia direta.	56
Figura 23:	Modelo de gráfico de tendências.....	57
Figura 24:	Gráfico do tipo "curva da asa".	57
Figura 25:	Ferrógrafo analítico FM III, juntamente com seu princípio de funcionamento.	62
Figura 26:	Princípio de funcionamento equipamento Contameter TOSHIBA.	63
Figura 27:	Monitor automático de partículas e diagrama de funcionamento.....	63
Figura 28:	Representação classificação ISO 4406 para contagem de partículas.	65
Figura 29:	Pontos de coleta de óleo da turbina em estudo.....	70
Figura 30:	Localização dos filtros de óleo próximo ao ponto de coleta b).....	71
Figura 31:	Bomba de coleta a vácuo.....	71
Figura 32:	Resultado da ferrografia quantitativa no TC A.	76
Figura 33:	Viscosidade cinemática pelo tempo do óleo do TC A.	79

Figura 34: Índice de neutralização (mgKOH/g) pelo tempo do TC A.....	79
Figura 35: Porcentagem de água no óleo do TC A pelo tempo.	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Requisitos físicos e químicos gerais do óleo lubrificante	32
Tabela 2:	Metais de desgaste e Origens potenciais	37
Tabela 3:	Sistema de classificação ISO para partículas	66
Tabela 4:	Propriedades dos equipamentos utilizados na pesquisa.	67
Tabela 5:	Informações Técnicas do óleo lubrificante Lubrax Ind. Turbina EP-32.	68
Tabela 6:	Limites do Óleo Lubrificantes em Serviço aceitáveis pelas normas e pelo fabricante	69
Tabela 7:	Dados levantados de espectrometria da base de dados do TC A.	77
Tabela 8:	Dados levantados de propriedades Físico Química da base de dados do TC A.	78

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

CIElab - O CIELAB é um programa computacional que permite a especificação de percepções de cores em termos de um espaço tridimensional

FMEA – Análise dos Modos e Efeitos de Falhas

IGV - Pá controladora da entrada de ar no compressor da turbina;

NGP - Velocidade do Compressor de ar de uma turbina;

PCP - Porcentagem de partículas grande;

RBOT - Teste de Oxidação por Bomba Giratória

RCM – Manutenção Centrada na Confiabilidade

RPVOT – Teste de Oxidação por Rotação de Reservatório Pressurizado

SOAP – Programa de Spectrometria para análise de Óleo

VSV - Pá variáveis do estator após a IGV;

τ - tensão de cisalhamento (Pa);

μ - viscosidade dinâmica (Pa.s);

$\frac{\partial u}{\partial y}$ - taxa de deformação por cisalhamento;

ν - viscosidade em cSt ou mm²/s;

ρ - massa específica.

$\lambda(t)$ - função intensidade

$h(t)$ - taxa de falha

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	13
2.	OBJETIVOS	15
3.	LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO.....	15
3.1.	Práticas Atuais de Manutenção.....	15
3.2.	Turbinas a Gás	17
3.2.1.	Considerações Iniciais	17
3.2.2.	Operação da turbina a gás.....	19
3.2.3.	Sistema de ar da turbina.....	20
3.2.4.	Sistema de Purga de Ar.....	21
3.2.5.	Sistema de Pás Variáveis	21
3.3.	Manutenção em Turbina a Gás	22
3.4.	Monitoramento de Contaminantes como Técnicas de Manutenção em Turbinas a Gás ..	23
3.5.	Lubrificantes e Técnicas de Análise de Óleo Lubrificante	25
3.5.1.	Lubrificantes	25
3.5.1.1.	Propriedades fundamentais do óleo lubrificante	27
3.5.1.2.	Análise da formação de Vernizes	28
3.5.1.3.	Classificações	30
3.5.2.	Sistema de Óleo Lubrificante	31
3.5.2.1.	Requisitos Gerais do Óleo Lubrificante	31
3.5.2.2.	Sistema de óleo Lubrificante em Turbinas a Gás	32
3.5.3.	Análise do Óleo Lubrificante.....	34
3.5.3.1.	Análise Espectroquímica	34
3.5.3.2.	Teste de Propriedades Físicas	40
3.5.3.3.	Ferrografia	54
3.5.3.3.1.	Ferrografia Direta	55
3.5.3.3.2.	Ferrografia Analítica.....	57
3.5.3.4.	Concentração de Partículas.....	62
3.5.3.5.	Filtragem por Membrana e Contagem de partículas.....	64
4.	CONSIDERAÇÕES	66
5.	METODOLOGIA.....	69
5.1.	Coleta de Óleo para Análise	69
5.1.1.	Periodicidade da Coleta/Análise.....	69

5.1.2.	Escolha do Ponto de Coleta.....	70
5.1.3.	Métodos de Coleta.....	71
5.1.3.1.	Mangueira e Frasco Plástico de Coleta.....	72
5.1.4.	Volume de Amostra.....	73
5.1.5.	Rotulação das Amostras.....	73
5.1.6.	Acondicionamento e Transporte das Amostras.....	74
5.1.7.	Prazo de Entrega das Amostras.....	75
5.1.8.	Filtragem de óleo.....	75
6.	RESULTADOS.....	75
6.1.	Histórico de dados da Turbina a Gás - A.....	76
6.1.1.	Ferrografia Quantitativa.....	76
6.1.2.	Espectrometria por Absorção Atômica ASTM D6525.....	76
6.1.3.	Propriedades Físico Química.....	77
7.	DISCUSSÃO.....	80
8.	CONCLUSÃO.....	82
9.	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....	83
10.	REFERÊNCIAS.....	84
10.1.	Bibliografia.....	87

1. INTRODUÇÃO

Como observamos por toda a mídia, o suprimento de Petróleo e Gás foi uma das maiores preocupações do Brasil no século XX. O debate político, as discussões econômicas, as disputas ideológicas, a literatura e o próprio imaginário nacional foram profundamente marcados e ainda o são pela questão do Petróleo e Gás.

No início do século XXI, a grande questão do Petróleo e Gás apresenta um panorama muito diferente do passado. A produção nacional vem crescendo sistemática e solidamente. As reservas de ambos os insumos também vêm tendo o mesmo comportamento. Recentemente, a descoberta do campo de Tupi, no pré-sal da Bacia de Campos, gerou expectativas de que, no futuro não muito longínquo, o país poderá não só alcançar, de fato, a auto-suficiência, mas também tornar-se um grande exportador.

Tanto para a área de Petróleo como a de Gás, a utilização de turbinas a gás se torna de extrema importância para a operação de cada um dos sistemas. As turbinas ao serem acionadas, podem ser acopladas a geradores em que geram energia para plataformas petrolíferas, refinarias ou termoelétricas, também podem ser acopladas a compressores e bombas centrífugas conseguindo assim seus objetivos de transporte de produtos por tubulações em longas distâncias, como é o caso dos gasodutos brasileiros.

Os operadores destes modelos de geração, por outro lado, tem um desafio particular por operar com tecnologias novas, que é o caso de operação via satélite de máquinas que operam 24h para abastecer todo país com estes produtos. Desta forma, para garantir o desempenho eficiente e a baixo custo, com a finalidade de atender às exigências do mercado consumidor, é importante reduzir a probabilidade de falha destes sistemas, mantendo reduzido o custo de manutenção. É neste contexto que os conceitos de confiabilidade passam a ser empregados, pois a confiabilidade está associada ao sucesso da operação dos equipamentos, ou seja, à execução das funções para as quais foram projetados, preferencialmente com ausência de falhas. Dessa forma, a confiabilidade, de uma forma simplista, pode ser definida como a possibilidade de um componente, equipamento, ou sistema executar a sua função, por um período de tempo específico, sem apresentarem falhas.

A disponibilidade de um sistema está relacionada com a confiabilidade dos equipamentos que o compõe e com as políticas de manutenção associadas aos mesmos, que não só influenciam o tempo de retorno à operação dos mesmos em caso de falha, mas também podem retardar a degradação da confiabilidade do equipamento, no caso de aplicação de técnicas preventivas ou preditivas. Adicionalmente a disponibilidade do equipamento também

está associada com aspectos econômicos de sua operação, pois quanto maior a disponibilidade, maior é a capacidade de produzir um produto específico a ser vendido, gerando faturamento para uma empresa.

Como é apresentado em Moubray (2000), através da aplicação de técnicas de avaliação da confiabilidade de sistemas, como a Análise de Modos e Efeitos de Falhas (FMEA), pode-se definir quais são os modos de falha dos componentes do sistema cuja ocorrência implica em consequências severas para o mesmo, mais especificamente, a perda de produção. No caso de sistemas de transporte de gás a consequência de maior gravidade para o mesmo, em função da falha de seus componentes, é o não transporte de gás. Uma vez identificado os modos de falha de maior gravidade (ou severidade) para o sistema, pode-se estudar, em função da natureza da falha do componente, qual a prática de manutenção mais adequada ao mesmo, visando à minimização da sua probabilidade de falha. Estes conceitos caracterizam a técnica de seleção de políticas de manutenção denominada Manutenção Centrada em Confiabilidade (RCM), a qual tem por objetivo a seleção da melhor política de manutenção para os componentes considerados críticos para o sistema, visando à minimização de ocorrências de falha que causa parada total do sistema.

Segundo Fitch (2004), com referência a motores de turbinas a gás, o U. S. Department of Defense relata que “aproximadamente 30 por cento de todas as falhas são causadas por contaminação de partículas metálicas nos sistemas de óleo lubrificante. Estudos mais precisos, se realizados, provavelmente provariam que a verdadeira porcentagem seria bem maior”.

Moubray (2000) explica ainda, que uma vez identificados os componentes críticos e seus modos de falha, pode-se determinar, em função dos dados históricos de falha, quais seriam os períodos mais indicados para a execução de uma intervenção de manutenção, a fim de evitar a falha em serviço, caracterizando a prática de manutenção preventiva. Além disso, em função das características dos modos de falha destes componentes, pode-se inclusive, indicar uma prática de manutenção preditiva mais adequada de ser aplicada.

Dentre os diversos tipos de manutenção preditiva existentes, em turbinas a gás, estão as análises de vibração, boroscopia, termografia e também a análise de óleo lubrificante. Neste trabalho, focamos os assuntos relacionados ao sistema de óleo destes equipamentos, mais especificamente nos procedimentos executivos na realização das coletas de amostras para análise.

Como em qualquer análise laboratorial, a coleta adequada das amostras é de fundamental importância para garantir representatividade e, conseqüentemente, resultados confiáveis. É importante salientar que, devido às constantes alterações ambientais, não

existem amostras iguais; dessa forma, o planejamento da coleta deve ser criterioso para fornecer quantidade de amostras suficiente para a realização de todos os testes requeridos.

2. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho tecnológico é definir um procedimento ideal para a realização da coleta, armazenamento e transporte de óleo lubrificante de turbinas a gás para análises laboratoriais. Para o alcance destes objetivos foram realizados: levantamento bibliográfico das práticas atuais de manutenção, do funcionamento de alguns sistemas de turbina a gás, do problema de formação de vernizes em óleo lubrificante de turbinas a gás e por fim as técnicas de análise de óleo lubrificante. Para auxiliar no desenvolvimento das discussões e conclusões deste trabalho, é apresentado um levantamento histórico realizado das análises de óleo de uma turbina a gás instalada em uma planta industrial brasileira.

3. LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO

3.1. Práticas Atuais de Manutenção

As práticas atuais de manutenção industrial têm incorporado, às suas estratégias usuais de gerenciamento, alguns conceitos originados na confiabilidade. Para Moubray (1996), a manutenção tem procurado novos modos de pensar, técnicos e administrativos, já que as novas exigências de mercado tornaram visíveis as limitações dos atuais sistemas de gestão. Uma das modificações apontadas por Moubray (1996) é a incorporação de elementos da confiabilidade às estratégias usuais de manutenção encontradas nas empresas de fabricação e de serviços tecnológicos. Um estudo realizado por Sellitto (2005), fala que autores divergem quanto à classificação das estratégias de manutenção, então acabou se baseando em uma única tipologia a qual foi proposta pela escola nipo-americana: (i) a emergência opera até a falha, reparando o item que falhou; (ii) a corretiva opera até a falha, reforçando ou corrigindo o item que falhou; (iii) a preventiva, executa intervenções incondicionais constantes de um programa pré-agendado; e (iv) a preditiva executa intervenções baseadas em diagnósticos.

Entrando um pouco mais a fundo no que foi comentado anteriormente, a manutenção se resume em 3 etapas principais e atualmente na literatura estão considerando mais 2 etapas atuais, conforme citado abaixo pelo Xavier (2002):

a) Principais;

Manutenção corretiva - é a atuação para correção da falha ou do desempenho menor que o esperado. Corretiva vem da palavra corrigir.

Manutenção preventiva - é a atuação realizada para reduzir ou evitar falhas ou queda no desempenho, obedecendo a um planejamento baseado em intervalos definidos de tempo.

Manutenção preditiva - é um conjunto de atividades de acompanhamento das variáveis ou parâmetros que indicam a performance ou desempenho dos equipamentos, de modo sistemático, visando definir a necessidade ou não de intervenção.

b) Atuais;

Manutenção detectiva - é a atuação efetuada em sistemas de proteção ou comando buscando detectar falhas ocultas ou não perceptíveis ao pessoal de operação e manutenção.

Engenharia de manutenção - é o conjunto de atividades que permite que a confiabilidade seja aumentada e a disponibilidade garantida. É deixar de ficar consertando, convivendo com problemas crônicos, melhorar padrões e sistemáticas, desenvolver a manutenibilidade, dar *feedback* ao projeto e interferir tecnicamente nas compras.

Modulações matemáticas de falhas estão cada vez mais sendo aplicadas a fim de chegar a uma análise mais concreta das manutenções a serem realizadas, foi como citou Sellitto (2005) em que ao menos duas linhas metodológicas para a modelagem de dados de falhas recorrentes em equipamentos surgem na bibliografia. A primeira linha modela os dados segundo um processo pontual, através da função intensidade $\lambda(t)$ e sua fundamentação teórica surge em Hokstad (1997) e Pulcini (2001). A segunda linha emprega a função taxa de falha $h(t)$ em sistemas reparáveis e sua fundamentação teórica é encontrada em Grosh (1989), Elsayed (1996) e Lafraia (2001). Uma aplicação desta linha metodológica calcula intervalos de manutenção preventiva associados a riscos e custos na operação de ônibus urbanos de passageiros e é encontrada em Sellitto et al (2002).

O avanço do planejamento de manutenção é uma necessidade para serviços públicos, industriais, produtores independentes de energia e operadores de instalações de coogeração, a fim de minimizar tempo de inatividade dos equipamentos. Além disso, a correta aplicação da manutenção e inspeções proporcionam benefícios diretos na redução de paradas inesperadas, ou seja, aumento da disponibilidade e aumento da confiabilidade, que por sua vez, podem também reduzir reparos imprevisíveis e tempo de inatividade. Segundo Balevic (2004) os principais fatores que afetam o processo de planejamento de manutenção são mostrados na Figura 1, assim como o modo de operação irão determinar como cada fator é ponderado.

Figura 1: Palavras chaves que interferem no planejamento de manutenção.



Fonte: Balevic (2004)

3.2. Turbinas a Gás

3.2.1. Considerações Iniciais

Historicamente, o desenvolvimento de turbina a gás não foi tão simples como a montagem dos sistemas de ciclo a vapor e das máquinas a pistão. As criações iniciaram em 1791 com John Barber, em 1892 com Dr. Stolze, mas não foram bem sucedidas. A primeira turbina bem sucedida, ocorreu em 1903 com Aegidius Elling que gerou potência de 11HP com câmara de combustão a pressão constante. (SILVA; ROSA, 2004)

Elling, em 1904, construiu uma turbina a gás regenerativa na qual chegou a gerar uma potência no eixo de 44HP, a uma temperatura máxima de 500 °C, com câmara de combustão a pressão constante. Em 1906, a firma suíça Brown-Boveri projetou o primeiro compressor centrífugo de múltiplos estágios para uma turbina de pressão constante, construída por Lemale e Armangaud em Paris. Segundo Smith (1951), no mesmo período, Holzwarth, na Alemanha, realizou grandes pesquisas para desenvolver uma turbina a gás de volume constante através de um arranjo de várias câmaras de combustão ao redor do eixo da turbina.

A empresa Brown-Boveri, somente em 1930, chegou a uma turbina de 2000 KW de potência, projeto que contava com um sistema de resfriamento por água. (SMITH, 1951).

Várias foram as tentativas de se conseguir trabalho útil com turbina a gás nas três primeiras décadas do século 20. A primeira turbina a gás industrial comercializada com sucesso foi produzida pela Brown Boveri em 1939 (SILVA; ROSA, 2004).

No decorrer da Segunda Guerra Mundial os ingleses e os alemães utilizaram com sucesso as turbinas a gás para a propulsão de aviões. Neste processo, ocorreram os maiores progressos no aumento da sua eficiência térmica. Com o aumento da demanda energética, na década de 1970, passou-se a usar turbinas a gás em usinas geradoras de eletricidade, concorrendo com sucesso com as turbinas a vapor, pois tinham menor custo e maiores facilidades para a montagem, operação e manutenção.

Em conseqüência da crise do petróleo de 1973, foi reduzido o interesse pela geração termelétrica, estancando os investimentos em turbinas a gás. Apenas as turbinas para aeronaves prosseguiram em constante desenvolvimento, por razões militares (IENO, 2003). A Figura 2 mostra a representação geral de uma turbina à gás, formada por:

Caixa de Saída e Caixa de Engrenagem (Output Shaft e Gearbox)

A energia rotacional da seção da turbina é impulsionada por equipamento conhecido por caixa de engrenagem de redução de velocidade acionado por um motor de arranque.

Compressor (Compressor)

O compressor admite o ar exterior; logo comprime e pressuriza as moléculas de ar mediante a uma série de pás estacionárias e giratórias do compressor.

Câmara de Combustão (Combustor)

Na câmara de combustão, o combustível se junta com as moléculas de ar pressurizado e se queimam. As moléculas se expandem e se movem a grande velocidade no interior da seção da turbina.

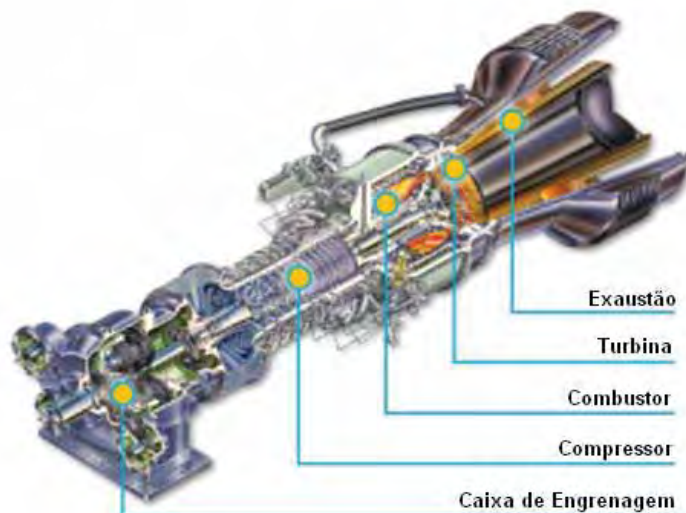
Turbina (Turbine)

A turbina converte o gás em grande velocidade em energia de rotação útil mediante a expansão do gás comprimido coletado através de uma série de pás do rotor da turbina.

Exaustão (Exhaust)

A seção de escape da turbina retira o gás consumido da seção da turbina e manda para a atmosfera.

Figura 2: Representação geral das secções de uma turbina a gás.



Fonte: Solar Turbines (2006)

A turbina de gás é um tipo de turbina de combustão interna, em termos gerais, podemos dizer que a turbina é um conjunto conversor de energia, pois converte a energia alcançada da queima de um combustível em energia mecânica útil de forma rotacional. O termo “gás” se refere ao ar ambiente que é absorvido e passa no interior da turbina na qual é utilizado como meio de trabalho no processo de conversão de energia.

O ar é absorvido, em primeiro lugar, no interior da turbina, onde se comprime, se mistura com o combustível e se queima. O gás quente resultante se expande em grande velocidade através de uma série de lâminas, de forma aerodinâmica, transferindo a energia criada na combustão fazendo girar um eixo de saída. A energia térmica residual do gás quente de escape pode ser aproveitada em uma variedade de processo industrial, devido sua alta temperatura.

A turbina a gás converte a energia do combustível em energia mecânica aplicando um processo termodinâmico conhecido como ciclo Brayton. Este ciclo é composto por quatro eventos, conforme descrito acima, se resume em compressão, combustão, expansão e escape.

3.2.2. Operação da turbina a gás

O ar é succionado para a entrada de ar da turbina e é comprimido pelo compressor de fluxo axial de múltiplos estágios. O ar comprimido é direcionado para a câmara de combustão num fluxo constante. O combustível é injetado no ar pressurizado dentro da câmara de combustão anular. Durante o ciclo de arranque da turbina a gás, a mistura ar/combustível é

inflamada e a queima contínua é mantida contanto que haja fluxo adequado de ar pressurizado e combustível. O gás quente pressurizado da câmara de combustão se expande e aciona a turbina, caindo em pressão e temperatura ao sair da turbina.

A turbina a gás requer aproximadamente um quarto do ar total que comprime para efetuar a combustão completa do combustível fornecido. O excesso de ar é usado para resfriar a câmara de combustão e mistura-se com os produtos de combustão para reduzir a temperatura do gás na saída da turbina, assim como auxiliar no sistema de vedação nos mancais labirintos.

Durante o ciclo de arranque da turbina, uma tocha dirigida à câmara de combustão e alimentada por uma tubulação de combustível separada é acesa por uma vela de ignição. A tocha inflama a mistura de ar/combustível que está entrando na câmara de combustão onde é iniciada queima contínua. A tocha se apaga mais tarde durante o ciclo de arranque.

As boas condições do ar de entrada são de extrema importância para a vida útil da turbina. Segundo a General Electric- GE (2003), os custos de manutenção e operação também são influenciados pela qualidade do ar que a turbina consome. Além dos efeitos prejudiciais o ar de entrada contaminado por contaminantes como sal, pó e óleo ao serem arrastados pelos componentes quentes, também pode causar erosão, corrosão e incrustações nas pás do compressor. General Electric (2003) afirma também que vinte micros de partículas que entram no compressor, já são suficientes para causar significativa erosão nas pás. Incrustação pode ser causada por minúsculas partículas de sujeira que entra no compressor, bem como a sucção de óleo de vapor, fumo, sal marinho e vapores industriais. Corrosão das pás do compressor causa pitting da superfície da lâmina, que, além de aumentar a rugosidade da superfície, também serve como locais potenciais para a iniciação de trincas de fadiga. Esta rugosidade da superfície e as alterações de contorno da lâmina irão diminuir o fluxo de ar compressor e eficiência que, por sua vez, reduz a produção de turbinas a gás e eficiência global térmica do equipamento, geralmente, a deterioração do compressor axial de fluxo é a principal causa de perda na produção de turbinas a gás e eficiência.

3.2.3.Sistema de ar da turbina

O sistema de ar da turbina é usado para pressurizar os retentores de óleo e para resfriar os discos do rotor da turbina. A turbina produz ar comprimido, começando quando o rotor do compressor da turbina é girado pelo motor de arranque/partida.

A turbina tem quatro retentores labirinto pressurizados a ar para evitar vazamento de óleo lubrificante dos mancais de deslizamento de metal patente.

Uma parte do ar do difusor do compressor é usada para resfriamento. O ar de resfriamento tem um trajeto de fluxo principal, internamente às paletas da turbina.

3.2.4.Sistema de Purga de Ar

Segundo Solar Turbines (2006), o sistema de ar de sangria é desenhado para evitar a pulsação da turbina com a redução da contrapressão imposta ao compressor da turbina durante a aceleração e a operação em baixa rotação. Ar comprimido (ar de purga) é purgado do alojamento da câmara de combustão para o difusor do escape da turbina e para o conjunto de fole. Para controlar a pulsação do compressor durante a aceleração e operação em baixa velocidade, a válvula de sangria se abre em resposta a comandos do controle do microprocessador de maneira que satisfaça uma programação de controle de pulsação da velocidade corrigida da turbina. A rotação da turbina a gás é usada para compensar os efeitos da temperatura da entrada de ar da turbina. Um sistema proporcional é usado para controlar a abertura e o fechamento da válvula de sangria.

A posição da válvula de sangria é também um controle da velocidade mecânica da turbina de potência, para ajudar na proteção contra sobrevelocidade da turbina de potência. A abertura da válvula de sangria regula a rotação da turbina de potência em condições mais altas que a rotação nominal máxima, retarda assim a aceleração do gerador de gás e da turbina de potência, reduzindo o rendimento aerodinâmico da turbina a gás (SOLAR TURBINES, 2006).

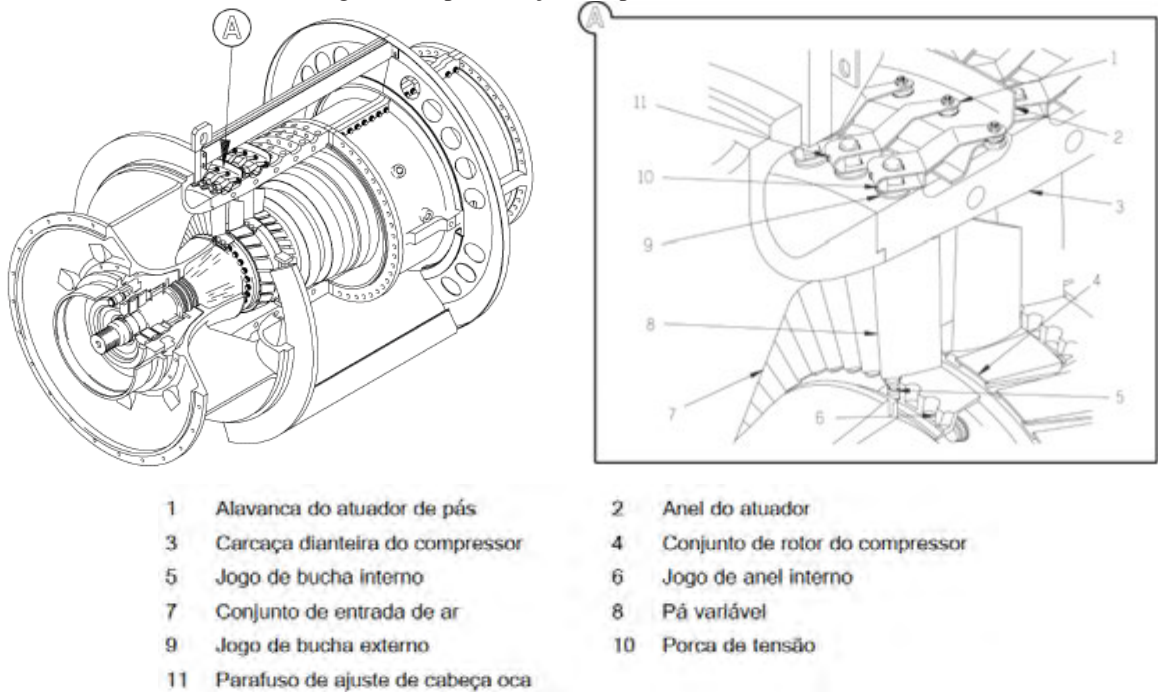
3.2.5.Sistema de Pás Variáveis

O sistema de pás variáveis é utilizado para evitar a sobrecarga do compressor durante o arranque e para manter o desempenho máximo do motor na faixa total de operação do gerador de gás. O controle das pás variáveis posiciona uma única linha de pás diretoras de entrada (IGVs) e quatro linhas de pás de estator variáveis (VSVs). A mudança da posição das pás varia o volume efetivo de ar que entra no rotor do compressor, equiparando aerodinamicamente, os estágios dianteiros de baixa pressão com os estágios traseiros de geometria fixa e de pressão mais elevada.

Conforme explica o fabricante Solar Turbinas (2006), abaixo de 80% da rotação corrigida do gerador de gás ($N_{gp\ corr}$), as pás variáveis estão na posição mínima (fechadas). Acima de 92% $N_{gp\ corr}$, elas estão em posição aberta. Entre estas rotações, as pás estão posicionadas de acordo com o programa linear de pás variáveis.

Na Figura 3 é possível verificar a representação das pás variáveis.

Figura 3: Representação das pás variáveis da turbina.



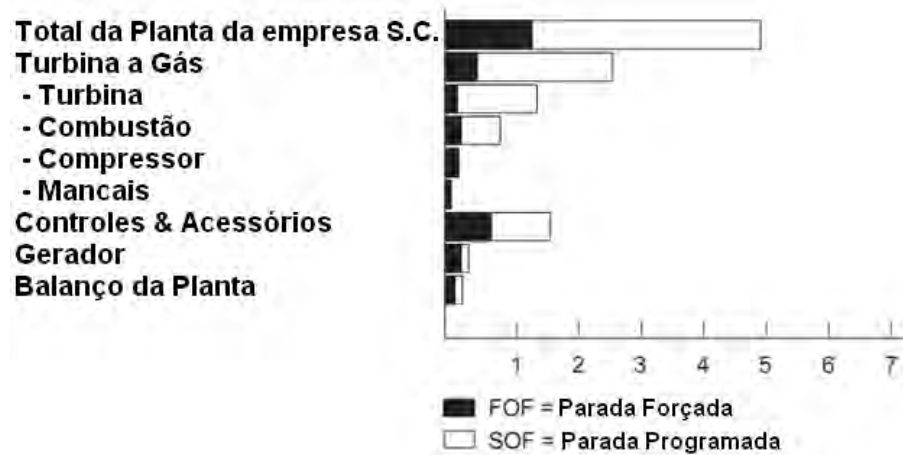
Fonte: Solar Turbines (2006)

3.3. Manutenção em Turbina a Gás

Peças únicas para uma turbina a gás que exigem maior atenção são aqueles associados a processo de combustão, juntamente com os expostos às altas temperaturas dos gases de descarga quentes do sistema de combustão. Dentre eles incluem camisas de combustão, tampas, bocal de injeção de combustível, tubos fogo cruzado, pedaços de transição, bocais de turbina, turbina estacionária e carcaça de saída.

Segundo Balevic (2004), além da manutenção base da turbina a gás, os dispositivos de controle, equipamento de medição de combustível, gás auxiliares da turbina e outras estações auxiliares também necessitam de manutenção periódica. É evidente, a partir da análise das interrupções programadas e indisponibilidade forçada (Figura 4), que o principal esforço de manutenção é atribuído a cinco sistemas básicos: controles e acessórios, combustão, turbina, gerador e o equilíbrio das plantas. A indisponibilidade de controles e acessórios é geralmente composta de interrupções de curta duração, enquanto que, inversamente, a outros quatro sistemas são compostos por menos paradas, mas geralmente interrupções de duração mais longa (BALEVIC, 2004).

Figura 4: Cinco sistemas que contribuem em parada do processo.



Fonte: Balevic (2004)

As inspeções e os requisitos de manutenção disponibilizados no Manual de Operações e Manutenção do fabricante prestam-se a estabelecer as diretrizes de manutenção preditiva a serem realizadas de modo mais ideal ao equipamento. Muita das informações fornecidas contém recomendações de consultoria técnica para ajudar resolver problemas e para ajudar melhorar o funcionamento, manutenção, segurança, confiabilidade ou disponibilidade da turbina. As recomendações técnicas devem ser atualizadas e levadas sempre em consideração no programa de manutenção geral do equipamento, de forma a aplicar as melhores técnicas de manutenções analisadas e com aplicabilidades comprovadas.

Para um programa de manutenção ser eficaz, tanto num ponto de vista de custo como de disponibilidade da turbina, os proprietários destes equipamentos devem inicialmente desenvolver uma compreensão geral da relação entre os seus planos operacionais de produção quanto às recomendações do fabricante ao número/tipos de inspeções, planejamento, peças sobressalentes e outros grandes fatores que afetam a vida e o bom funcionamento do equipamento, antes de aplicarem novas técnicas de manutenção.

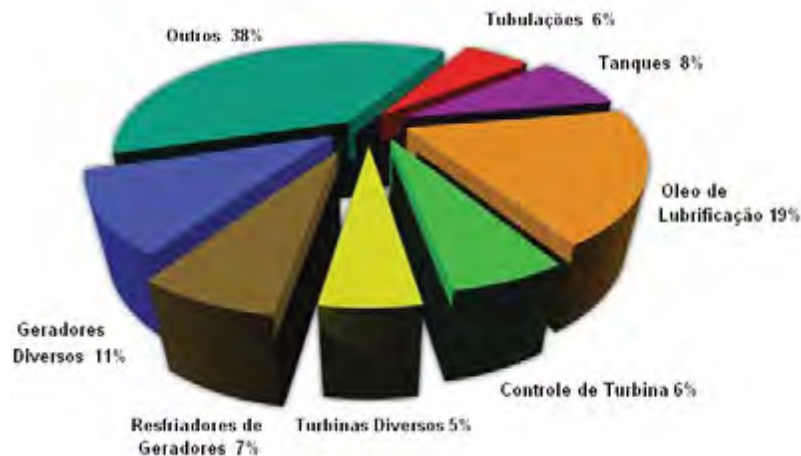
3.4. Monitoramento de Contaminantes como Técnicas de Manutenção em Turbinas a Gás

Fitch (2004) relata que a maioria das máquinas são sistemas dependentes de fluidos, como o corpo humano. Fluidos tais como lubrificantes, fluidos hidráulicos, líquidos refrigerantes, combustíveis e o ar carregam e transportam os contaminantes dentro do sistema. A presença anormal de contaminação num sistema pode ser descrita como a etapa inicial da falha, significando que, apesar da máquina ainda não apresentar perda de desempenho ou degradação do componente no momento, as condições que levam à falha e vida operacional

reduzida estão presentes e sem defesa. Fitch (2004) compara também que os níveis de contaminantes altos são semelhantes aos níveis de colesterol e pressão sanguínea altos, ou seja, mais cedo do que o esperado você morre, e assim de maneira semelhante ao colesterol, contaminação alta é uma condição corrigível.

Segundo informações apresentadas por Hannon (2002), de acordo com um estudo realizado em 1991 pela General Electric (GE), turbinas chegam a contribuir com 20 por cento médio de todas as paradas forçadas de uma planta. Entre estes 20%, a GE observou que 19% dos problemas de turbina/gerador foram associados com o sistema de óleo lubrificante, Figura 5. Por esta razão, o acompanhamento óleos para turbinas tornou-se comum na indústria de geração de energia.

Figura 5: Representação gráfica da influencia de óleo lubrificante em falhas de sistemas.



Fonte: Hannon (2002)

O autor Fitch (2004), afirma também que o monitoramento de contaminante pode ser igualmente eficaz como primeiro alerta para falhas iminentes da máquina. Quando uma falha de máquina está em progresso, há geração abrupta de resíduos de desgaste resultando em presença anormal de partículas nos fluidos. Essa reação em cadeia de poucas partículas gerando mais e mais partículas é uma indicação incontestável de falha em progresso. Com o uso de monitores portáteis de contaminantes, mudanças distintas nos níveis de contaminante podem ser facilmente reconhecidos, geralmente com tempo suficiente para programar a manutenção.

Segue abaixo as conclusões levantadas no trabalho de Fitch (2004):

Monitoramento de Vibração: Um levantamento interessante levantado, é que de acordo com a obra “Hanbuch der Schadenverhutung”, 63% das falhas de compressores e 78% das falhas de turbina não causam alteração na vibração. Além disso, nas tentativas de detectar

falhas de compressor centrífugo usando monitoramento de vibração, a Chevron (fabricante de lubrificantes) relata que, “muitas falhas de mancal de encosto ocorrem instantaneamente, permitindo, apenas, segundos entre a primeira indicação do problema e o contato interno das peças rotativas e estacionárias”. Eles dizem mais, “as órbitas de vibração sempre surgem pouco antes da falha catastrófica súbita, excedendo o limite de desligamento em ambas as direções radiais e axiais”.

Conforme analisado por Fitch (2004), o desgaste ocorre bem antes do aparecimento da vibração na maioria das máquinas. O nível acelerado de partículas no óleo lubrificante é, portanto, o primeiro sinal de falha iminente. Fora isso, há muitos tipos de equipamento em que o sinal de vibração é muito complexo para monitorar sem software sofisticado de computador para decifrar a assinatura. Até agora, por exemplo, as tentativas para usar monitoramento da vibração em equipamento hidráulico não tem tido muito sucesso.

Segundo Málaga e Ciria (2008), as turbinas a gás trabalham em algumas condições muito severas. Em consequência, o lubrificante está submetido a umas condições de trabalho mais exigentes: maiores temperaturas e pressões, alternância entre ciclos de trabalho/parada e intervalos de troca de óleo maiores. Isto tem gerado, acentuadamente, uma série de problemas que no passado não se apareciam e não eram tão severos. Um dos problemas mais importantes gerados como consequência do que foi citado, é a formação de vernizes insolúveis no sistema ocasionando a degradação do lubrificante e o consumo de aditivos antioxidantes. Devido a estes fatos, Málaga e Ciria (2008) verificaram a necessidade de trabalhar no desenvolvimento de novos métodos analíticos, com a finalidade de fazer a melhoria dos óleos de turbina a gás contra a formação de produtos insolúveis.

Podemos verificar por estes autores, a gama de parâmetros existentes para serem analisados em um equipamento para obtermos melhores condições de utilizações, maiores eficiências e disponibilidades de trabalho. Dentre eles foram destacados os lubrificantes, que através de sua análise após um planejamento ideal de manutenção pode-se evitar reparos imprevisíveis e altos custos de inatividade de equipamentos.

3.5. Lubrificantes e Técnicas de Análise de Óleo Lubrificante

3.5.1. Lubrificantes

Quando ocorre um movimento relativo entre superfícies é normalmente desejável minimizar a fricção e o desgaste. Qualquer substância interposta que reduz a fricção e desgaste é um lubrificante (CUNHA, 2005).

A lubrificação pode ser feita de muitas formas diferentes, dependendo da geometria dos corpos em contato, da aspereza e textura das superfícies deslizantes, da carga, da pressão, da temperatura, das rotações de rolamento e escorregamento, das condições ambientais, das propriedades físicas e químicas do lubrificante, da composição do material, e das propriedades das camadas superficiais das peças. Duas outras funções importantes dos lubrificantes são proteção contra corrosão e auxílio à vedação segundo Cunha (2005).

O autor esclarece que as funções básicas de um lubrificante consistem em:

- ✓ Redução do Atrito: A função primária do lubrificante é formar uma película delgada entre duas superfícies móveis, reduzindo o atrito e suas consequências, que podem levar à quebra dos componentes.
- ✓ Refrigeração: O óleo lubrificante representa um meio de transferência de calor. Nos motores de combustão interna, o calor é transferido para o óleo através de contatos com vários componentes, e então, para o sistema de arrefecimento de óleo.
- ✓ Limpeza: Em turbinas a gás uma das funções do lubrificante é retirar as partículas resultantes do processo de fricção dos mancais e anéis labirintos mantendo estas partículas em suspensão no óleo, evitando que se depositem no fundo do tanque de óleo e provoquem incrustações.
- ✓ Proteção contra a corrosão: A corrosão e o desgaste podem resultar na remoção de metais da turbina, por isso a importância dos aditivos anticorrosivo e antidesgaste.
- ✓ Vedação: O lubrificante ao mesmo tempo em que lubrifica e refrigera, também age como agente de vedação, impedindo a saída de lubrificante e a entrada de contaminantes externos aos compartimentos das turbinas.

Dentre os vários tipos de lubrificantes será dada ênfase aos lubrificantes líquidos utilizados em turbinas a gás.

Uma maneira de caracterizar os lubrificantes líquidos é através de sua viscosidade. Os lubrificantes são subdivididos de acordo com a sua base de formulação, ou seja, são definidos como (PETROBRAS, 1999):

- ✓ Minerais: São óleos obtidos a partir da destilação do petróleo. Suas propriedades dependem da natureza do óleo cru, cuja composição, muito variada, é formada por grande número de hidrocarbonetos, pertencentes a três classes: parafínicos, naftênicos e aromáticos. Os óleos minerais são os mais utilizados e importantes

em lubrificação. No estudo em questão, o óleo utilizado no equipamento de estudo é de natureza mineral.

- ✓ Graxos: São óleos de origem vegetal ou animal. Foram os primeiros lubrificantes a serem utilizados, e satisfaziam as modestas necessidades da época em que predominava a tração animal. Atualmente são pouco recomendados, principalmente por não suportarem temperaturas elevadas, oxidando-se facilmente, tornando-se rançosos e formando ácidos.
- ✓ Aditivados: Os óleos aditivados são óleos minerais puros ou sintéticos, aos quais foram adicionados substâncias comumente chamadas de aditivos, com o fim de reforçar ou acrescentar determinadas propriedades.
- ✓ Compostos: São misturas de óleos minerais e graxos. Certas aplicações especiais requerem muitas vezes o uso de óleos compostos, que conferem ao produto obtido maior oleosidade e maior facilidade de emulsão na presença de vapor. Geralmente são utilizados em equipamentos como perfuratrizes e cilindros a vapor.
- ✓ Sintéticos: São lubrificantes desenvolvidos em laboratório por processo de polimerização, especialmente para oferecer características especiais de viscosidade e resistência a temperaturas elevadas ou muito baixas, de forma a atender aplicações especiais em algumas indústrias. Esses lubrificantes são de custo elevado, devendo, portanto, serem empregados apenas em casos específicos que não possam ser atendidos pelos lubrificantes minerais.

3.5.1.1. Propriedades fundamentais do óleo lubrificante

Podem ser destacadas algumas propriedades e características de um óleo lubrificante que interferem diretamente no seu desempenho e na sua qualidade de lubrificação no interior de uma turbina, tais como:

- ✓ Viscosidade;
- ✓ Índice de viscosidade;
- ✓ Densidade;
- ✓ Ponto de fulgor;
- ✓ Ponto de fluidez;
- ✓ TAN/TBN;
- ✓ Oxidação
- ✓ Formação de Espuma
- ✓ Arrasto de Ar

3.5.1.2. Análise da formação de Vernizes

Com as atuais condições de trabalho das turbinas a gás o problema da formação de vernizes no óleo lubrificante está ainda mais evidente. Laboratórios estão trabalhando arduamente em pesquisas para conhecer o mecanismo de formação de vernizes como parte de técnicas analíticas para programas de monitoramento de óleo de turbinas a gás. Segundo Terradilhos et al. (2008) o desafio é ser capaz de determinar o tempo de início de formação de vernizes, já que hoje em dia não se pode determinar os compostos precursores da degradação do lubrificante mediante as técnicas de análise clássicas como TAN, RBOT e viscosidade.

Conforme demonstrado na Figura 6, a oxidação é o processo inicial da formação de vernizes, segundo Terradilhos et al. (2008). Ele explica que os produtos de oxidação solúveis se condensam e polimerizam formando oligômeros (número finito de monômeros) mediante reações tipo Condensação Aldólica. Depois de algum tempo, estes oligômeros chegam ao ponto de saturação de fluído, na qual depende tanto da temperatura de trabalho como as condições de fluxo. Uma vez que se tenha alcançado o ponto de solubilidade, os contaminantes precipitam formando partículas insolúveis. Este tipo de partícula também é chamado de Contaminantes Brandos, os quais possuem um tamanho médio de aproximadamente 0,08 micras. Os contaminantes brandos são de natureza polar e se atraem entre si. Dependendo das condições de fluxo, em certas regiões do sistema, formarão aglomerados de contaminantes brandos, os quais irão se depositando em diferentes partes da máquina gerando os acúmulo de vernizes (TERRADILHOS et al., 2008).

Figura 6: Mecanismo de formação de vernizes de um óleo de turbina a gás.



Fonte: Terradilhos et al. (2008)

Cada vez mais as indústrias que trabalham com turbina a gás pretenderão evitar a formação de vernizes em seus equipamentos, por isso é muito importante ter um bom programa de monitoramento de controle de óleo de turbina para serem tomadas as corretas ações preventivas. No estudo de investigação realizado por Terradilhos et al (2008) amostras de diferentes óleos de turbina a gás a certos intervalos de tempo foram coletadas para avaliar o consumo de antioxidantes frente a outras técnicas analíticas como RULER, QSA, FTIR assim como viscosidade, RBOT e controle de contaminação (TERRADILHOS et al., 2008). A Figura 7 apresenta um depósito de verniz em uma válvula hidráulica.

Figura 7: Depósito de verniz em uma válvula hidráulica



Fonte: Terradilhos et al. (2008)

Terradilhos et al (2008) informa que o impacto dos vernizes em uma turbina a gás pode ser diversos, logicamente afeta o sistema de lubrificação mediante a formação de vernizes a partir de produtos de oxidação do óleo polimerizado, dos quais contribuem para os seguintes problemas:

- Restrição e travamento das partes mecânicas em movimento;
- Travamento da válvula IGV – causando um funcionamento defeituoso da unidade de falha de partida;
- Aumento do desgaste do componente devido ao acúmulo de sujeira e partículas sólidas;
- Perda da transferência de calor no trocador de calor;
- Degradação autocatalítica do lubrificante;
- Obstrução de componentes com baixo fluxo de óleo.

3.5.1.3. Classificações

Segundo Cunha (2005) a classificação de óleos lubrificantes surgiu de uma necessidade que os engenheiros das fábricas de automóveis e os petroleiros tinham em padronizar seus produtos para serem melhores identificados pelo consumidor. As siglas que formam essa classificação atualmente são baseadas em normas de acordo com seu uso, qualidade e destinação. O produto é classificado após testes específicos que determinam as funções, composições, características físicas, entre outros requisitos. Atualmente existem diversos órgãos reguladores que classificam óleos lubrificantes (CUNHA, 2005), dentre eles:

SAE - Society of Automotive Engineers: É a classificação mais antiga para lubrificantes automotivos para motor e transmissão, definindo faixas de viscosidade e não levando em conta os requisitos de desempenho. Sua criação começou no início de 1900 quando os grandes produtores de carros começaram a surgir nos EUA e Europa e foi oficializada em 1905, tendo como 1º presidente Andrew Riker e como o 1º Vice – Presidente, Henry Ford, quem se tornaria mais tarde um marco na história.

API - American Petroleum Institute: Seu começo pode ser rastreado a partir da 1ª Guerra Mundial, quando o Congresso e indústrias de petróleo e gás natural americanas trabalharam juntas para se fortalecerem. A API foi oficialmente estabelecida em 20 de março de 1919 e elaborou, em conjunto com a ASTM (American Society for Testing and Materials), especificações que definem níveis de desempenho que os óleos lubrificantes devem atender.

ACEA - Association des Constructeurs Européens de l'Automobile: Associa alguns testes da classificação API, ensaios de motores europeus (Volkswagen, Peugeot, Mercedes Benz, etc.) e ensaios de laboratório.

JASO - Japanese Automobile Standards Organization: Define especificação para a classificação de lubrificantes para motores dois tempos (FA, FB e FC, em ordem crescente de desempenho).

NMMA - National Marine Manufacturers Association: Substituiu a antiga BIA (Boating Industry Association), classificando os óleos lubrificantes que satisfazem suas exigências com a sigla TC-W (Two Cycle Water), aplicável somente a motores de popa de dois tempos. Atualmente encontram-se óleos nível TC-W3, pois os níveis anteriores estão em desuso.

3.5.2.Sistema de Óleo Lubrificante

O sistema de óleo possui a principal função de suprir adequadamente óleo lubrificante filtrado, na vazão, pressão e temperatura correta, para a lubrificação e resfriamento dos mancais da turbina a gás. O sistema de óleo lubrificante é monitorado pelo sistema de controle da turbomáquina e incorpora um tanque de óleo, o sistema de resfriamento de óleo, bombas, filtros, dispositivos de controle de pressão e válvulas de controle de temperatura.

3.5.2.1. Requisitos Gerais do Óleo Lubrificante

Segundo Terradilho et al. (2008) os óleos de turbina a gás consistem em, aproximadamente, 99% do óleo base e 1% de aditivos. O componente mais importante do conjunto de aditivos é sistema antioxidante, embora o óleo de uma turbina também possa incluir inibidores de ferrugem e corrosão, antiespumantes, desemulsificante e alguns aditivos EP (Pressão Extrema).

Óleo lubrificante contendo aditivos adequados deve atender aos requisitos físicos e químicos da Tabela 1, com base nas normas ASTM. O óleo lubrificante não deve conter aditivos que sejam degradáveis abaixo da faixa de temperatura de operação, ou que sejam separáveis em água. Os aditivos devem permanecer uniformemente distribuídos em todo o óleo na faixa de temperaturas acima do ponto de fluidez, segundo levantamento de Hannon (2001) a tendência é que as temperaturas de operação das turbinas sejam cada vez elevadas

exigindo, assim, ainda mais a eficiência dos óleos lubrificantes, chegando a trabalhar na faixa de 71°C a 121°C.

Tabela 1: Requisitos físicos e químicos gerais do óleo lubrificante

Norma ASTM	Propriedades do Óleo	Requisitos Mínimos Para Óleo Novo
D130	Corrosão do cobre a 212 °F (100°C), três horas	Classe 1b
D665	Prevenção contra ferrugem, Procedimento B	Aprovado
D892	Limites de espuma, em mililitros, máximo	
	Sequência 1	50/0
	Sequência 2	50/0
	Sequência 3	50/0
D943	Resistência à oxidação (RBOT), No. mín. de horas até o número de neutralização 2,0	2000
D1401	Teste de emulsão a 54,4°C, ml. (min), máx	40-40-0 (30)
D1744	Água, Peso, Partes por milhão, Máximo	200 (0,02 wt. %)
D1947	Capacidade de suportar cargas, lb/pol, mín	1000
D2273	Volume de sedimentos % máxima	0,005
D4172	Características de prevenção de desgaste, diâmetro da escoriação, Milímetros máx (167°F [75°C] 1200 rpm, 88,1 lb [40kg], 1 hora)	0,90
D4628	Zinco, % em peso máximo	0,005 (50ppm)

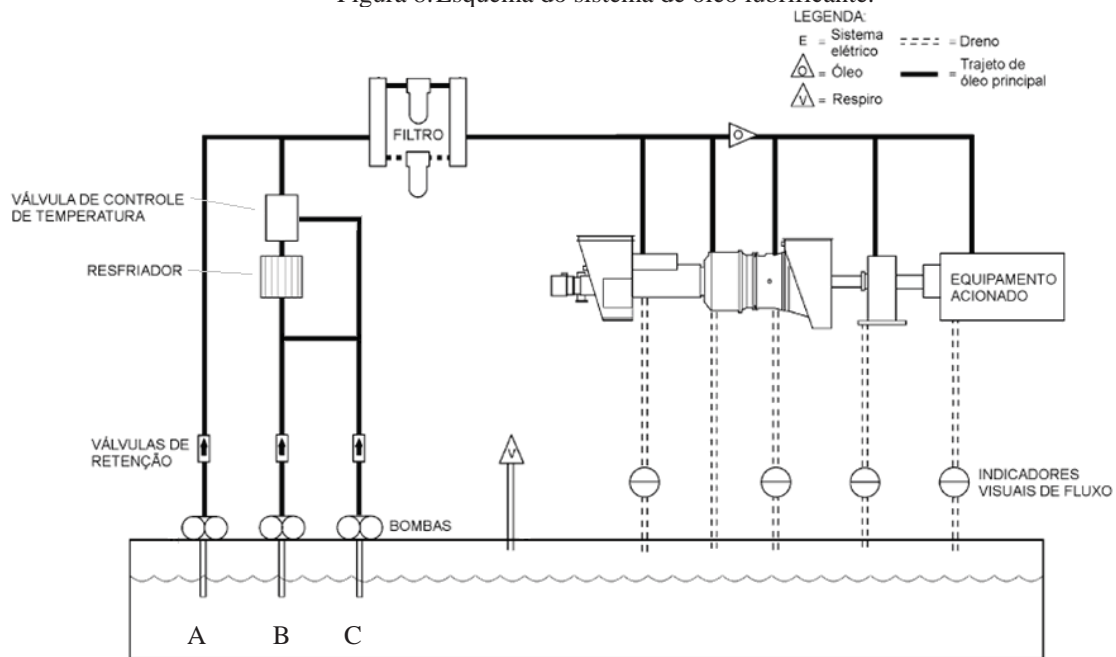
Fonte: Solar Turbine (2006)

3.5.2.2. Sistema de óleo Lubrificante em Turbinas a Gás

O Sistema de óleo lubrificante é composto por três sistemas interligados. A Figura 8 ilustra um diagrama deste sistema.

- Sistema de pós-lubrificação de reserva (A)
- Sistema de óleo de pré/pós-lubrificação (B)
- Sistema de bomba de óleo lubrificante principal (C)

Figura 8: Esquema do sistema de óleo lubrificante.



Fonte: Solar Turbine (2006)

a) Sistema de Óleo de Pré/Pós-Lubrificação

O sistema de óleo de pré/pós-lubrificação fornece óleo lubrificante aos mancais da turbina e do equipamento acionado antes da partida da turbina e após a parada da turbina. O sistema de pré/pós-lubrificação opera independentemente da bomba principal de óleo lubrificante. O sistema de óleo de pré/pós-lubrificação pode ser ativado pelo sistema de controle para proporcionar óleo lubrificante temporário em caso de falha da bomba principal de óleo lubrificante.

b) Sistema de Bomba de Óleo Lubrificante Principal

O sistema principal de óleo lubrificante tem a função de fornecer óleo lubrificante aos mancais da turbina enquanto a turbina está em operação. O sistema é composto de bombas, válvulas de controle de pressão e de temperatura, filtros, sistema de resfriamento do óleo lubrificante (oil cooler), coletores de entrada e tubulações de retorno.

c) Sistema de Pós-Lubrificação de Reserva

O sistema de pós-lubrificação de reserva fornece óleo lubrificante aos mancais da turbina se o sistema pré/pós-lubrificação falhar.

3.5.3. Análise do Óleo Lubrificante

Uma ferramenta útil para determinar as tendências do desgaste que ocorre dentro de uma turbina é a análise do óleo lubrificante, um histórico rigoroso de acompanhamento desta análise permite a detecção precoce de problemas e assegura a qualidade lubrificante do óleo.

As amostras devem ser tomadas frequentemente em intervalos regulares, a ser detalhado posteriormente. A forma mais eficiente de determinar a condição do óleo lubrificante é conduzir uma análise espectroquímica e um teste de propriedades físicas. Uma análise espectroquímica mede a quantidade de metais de desgaste e de outros agentes contaminadores. O teste de propriedades físicas verifica a qualidade do óleo lubrificante. Outros testes indicados para ser realizados são o de formação de espuma no óleo, contagem de partículas ópticas e teste de oxidação do óleo.

Determinar a qualidade do óleo lubrificante é mais que apenas determinar os níveis de concentração dos metais de desgaste. A tendência geral (aumento, diminuição ou estabilização) dos metais deve ser considerada. Os outros fatores são as propriedades físicas do óleo e as fontes externas de contaminação.

3.5.3.1. Análise Espectroquímica

Tendo em vista a gama de materiais que compõem um equipamento, a espectrometria surge com uma das técnicas que auxiliam no monitoramento das partículas presentes no lubrificante, é uma ferramenta que proporciona o melhor momento para a manutenção do equipamento.

A análise espectroquímica mede a quantidade de vários elementos em uma amostra de óleo lubrificante.

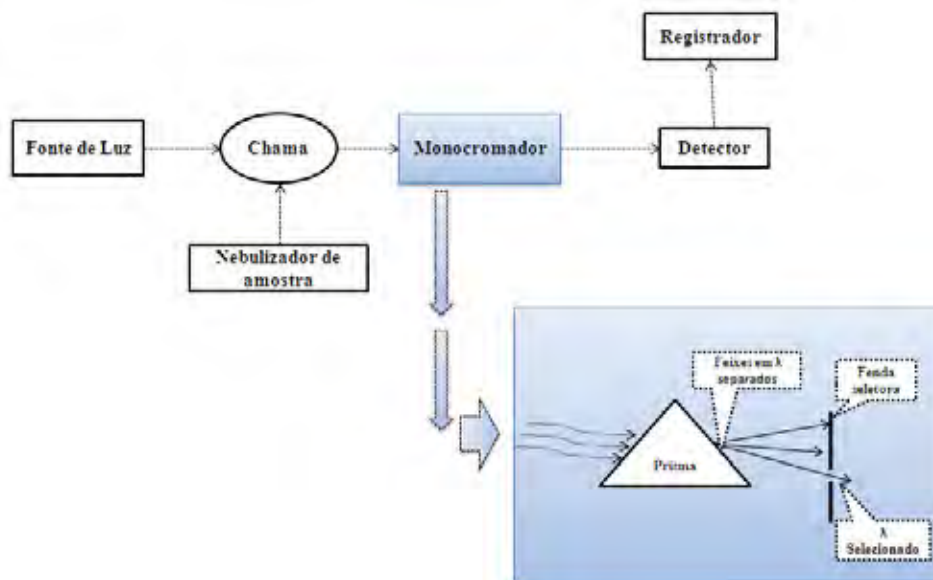
A análise espectrográfica tem sido usada desde a Segunda Guerra Mundial para estabelecer e quantificar a presença de metais de desgaste e aditivos nos óleos lubrificantes e fluidos hidráulicos. Tem havido muitos estudos conflitantes em relação à utilidade e precisão da análise espectrográfica (KIMURA, 2009).

Os Programas de Análise de Óleo por Espectrografia (Spectrometric Oil Analysis Program – SOAP) começaram a ser utilizados nos anos 40 pela indústria da estrada de ferro para teste de desgaste a partir de amostras de lubrificante. Com o advento do espectrômetro de emissão atômica os métodos SOAP passaram a ser utilizados em aviões militares e alguns veículos militares com motores a diesel. Os métodos incluem a absorção atômica (AA), espectrografia de emissão atômica (AES), plasma induzido por emissão (ICPE), Raio X por

fluorescência (XRF). Destes métodos, AES e ICPE, se baseiam na detecção da luz emitida pelos elementos, são os mais populares por causa do custo, da velocidade e de outros fatores. (LOCKWOOD; DALLEY, 1992, apud KIMURA, 2009).

A Figura 9 demonstra o princípio de funcionamento de um espectrômetro.

Figura 9: Esquema de funcionamento de um espectrógrafo



Fonte: Kimura (2009)

A maioria dos equipamentos modernos de espectrometria atômica são capazes de medir tanto a radiação absorvida por uma espécie atômica quanto a sua emissão. Desta forma é muito importante para o operador compreender os processos que ocorrem em cada uma das técnicas.

Segundo Kimura (2009), cada elemento tem um número específico de elétrons associados com seu núcleo. A configuração mais estável de um átomo é denominado “estado fundamental” e representa a forma como este é comumente encontrado no estado gasoso. Se uma determinada quantidade de energia é aplicada sobre o átomo e esta é absorvida, um dos elétrons mais externos será promovido a um nível energético superior, levando o átomo a uma configuração energética menos estável denominada “estado excitado”. Uma vez que esta configuração é instável, o átomo retorna imediatamente para o “estado fundamental”, liberando a energia absorvida sob a forma de luz.

Esses dois processos (absorção e emissão de luz) são explorados, com fins analíticos, através das técnicas de Emissão Atômica e Absorção Atômica.

A análise espectroquímica também é conhecida como FTIR (Fourier Transform Infrared), Segundo Terradilhos et al (2008), este método pode detectar produtos de degradação do lubrificante assim como alguns aditivos.

Troyer (2004) explica que o FTIR analisa efetivamente a medição da concentração de material orgânico ou metal-orgânicos diversos presentes no óleo. Quando o óleo é oxidado, as moléculas de hidrocarbonetos de petróleo podem tornar-se composto solúveis e insolúveis da oxidação dos subprodutos. FTIR mede a acumulação destes subprodutos.

a) Metais de desgaste

É provocado pelo movimento relativo entre peças ou componentes em contato. A chave para uma análise eficiente do óleo é rastrear o nível de materiais de desgaste ao longo do tempo. A composição e concentração de detritos de metais de desgaste dependem dos materiais do equipamento e do volume de óleo. Devido ao grande volume de óleo utilizado em turbinas a gás, a razão dos materiais de desgaste no volume de óleo é baixa. No início de funcionamento de novos equipamentos, níveis de partículas são gerados à medida que as folgas de rotação são estabelecidas. Ferro, chumbo, cobre, cromo, alumínio, níquel, prata, antimônio e estanho são elementos que indicam desgaste. Na monitoração da concentração de metais de desgaste, aumentos graduais ou abruptos indicam desgaste excessivo. Foram encontradas em diversas referências as possíveis fontes potenciais dos metais após análise espectrométrica. A Tabela 2 apresenta as possíveis origens dos metais de desgastes encontrados no Lubrificante.

Tabela 2: Metais de desgaste e Origens potenciais.

Metais de Desgaste	Origens Potenciais
Ferro	Mancais e engrenagens da caixa de engrenagens de acionamento de acessórios. Caixas de engrenagens de aumento e redução de velocidade do conjunto de compressor. Caixas de engrenagens de redução do grupo gerador.
Cobre	Mancais e retentores da turbina, mancais de empuxo, caixas de mancais (bronze), mancais das caixas de engrenagens de acionamento de acessórios, mancais e retentores do compressor de gás, material Babbitt, mancais da caixa de engrenagens de redução, acessórios (bombas) e resfriadores de óleo.
Estanho	Mancais e retentores da turbina, mancais de empuxo, retentores de caixas de engrenagens de redução, caixas de engrenagens de aumento ou diminuição de velocidade, mancais e retentores do compressor de gás.
Prata	Camadas de revestimento de mancais da turbina e dos retentores.
Antimônio	Mancais das caixas de engrenagens de redução e material radial Babbitt*.
Alumínio	Presente na vedação por labirinto dos compressores de gás e nos retentores de gás de separação.
Chumbo	Mancais e retentores da turbina, mancais de empuxo, retentores de caixas de engrenagens de redução, caixas de engrenagens de aumento ou diminuição de velocidade, mancais e retentores do compressor de gás.

* Babbitt, também chamado de Metal Babbitt ou Metal patente, é composto por resistente ligas usado para rolamento e entre eixos deslizantes em mancais, são materiais de baixo ponto de fusão e baixo coeficiente de atrito.

Fonte: Solar Turbines (2005)

b) Contaminantes

A contaminação é associada com substâncias que entram no óleo lubrificante de uma fonte externa. A causa comum mais provável de contaminadores é a contaminação de amostras ou procedimentos de reabastecimento incorretos. Segundo Solar Turbines, (2005) o silício na forma de dióxido de silício é um dos contaminadores mais comuns e é o elemento que indica a presença de sujeira, areia ou poeira no óleo. Outras fontes de silício incluem retentores, graxa, aditivos antiespumantes e de resfriamento. Qualquer nível de silício superior a 5 ppm deve ser considerado anormal. Metais de desgaste são também uma forma de contaminadores abrasivos.

c) Aditivos do óleo

Os aditivos do óleo são componentes químicos adicionados aos óleos para criar novas propriedades nos fluidos, reforçar as propriedades já existentes e reduzir a taxa à qual mudanças indesejáveis ocorrem no óleo durante a vida útil. Os principais aditivos são:

- ✓ Detergentes;
- ✓ Dispersantes;
- ✓ Detergentes alcalinos;
- ✓ Antioxidantes;
- ✓ Passivadores de metais;

- ✓ Anticorrosivos;
- ✓ Antiferrugem;
- ✓ Antiespumantes;
- ✓ Antidesgaste;
- ✓ Extrema pressão;
- ✓ Modificadores de atrito ou fricção;
- ✓ Abaixadores do ponto de fluidez;
- ✓ Melhoradores de índice de viscosidade;
- ✓ Corantes.

Segundo Kimura (2009), os aditivos, na sua maioria, são misturados aos óleos bases através de pacotes, ou seja, uma mistura já preparada que irá trazer os benefícios assegurados pelo lubrificante. Segundo seu estudo realizado, cada aditivo listado traz isoladamente um benefício, como, por exemplo:

- ✓ O aditivo detergente, com menor poder dispersante, possuem cinzas devido à presença de metais em sua composição. São capazes de manter em suspensão as partículas de vários tamanhos.
- ✓ Os aditivos detergentes alcalinos são usados para neutralização dos ácidos gerados pela combustão, reduzindo a formação dos depósitos carbonosos, lacas e vernizes.
- ✓ Os aditivos modificadores de fricção reduzem o coeficiente de atrito entre as partes em movimento, reduzindo assim o desgaste.

Um dos principais aditivos são os melhoradores do Índice de Viscosidade. São responsáveis pela redução da variação da viscosidade em função da temperatura. São compostos por polímeros de elevado peso molecular, que formam uma espécie de nódulos no óleo. À medida que a temperatura do lubrificante se eleva, os nódulos se expandem, e, assim dificultam o escoamento do óleo. Este aditivo é importante nas partidas a frio, pois mantém as suas viscosidades adequadas quando os “nódulos” estão contraídos nos seus invólucros (KIMURA, 2009)

Conforme explica Silveira et al. (2010) apud Kimura (2009), aditivos são incorporados aos óleos lubrificantes para melhorar sua cor, viscosidade, ponto de fluidez, capacidade antidesgaste, propriedades anticorrosivas e antioxidativas, são adicionados aos óleos básicos a fim de produzir características específicas de desempenho para operação em condições severas. Dessa forma, o óleo básico funciona como um solvente para os aditivos, controlando o volume e propriedades da superfície. Em seu trabalho, Silveira et al. (2010) apud Kimura (2009), cita que esses aditivos contêm metais, tais como, bário, cálcio, zinco, chumbo, cromo, magnésio, antimônio, níquel, cádmio, mercúrio e molibdênio, que são adicionados ao óleo

novo como composto organometálico, para melhorar o desempenho do óleo sob condições severas.

Outros autores complementam que o fósforo pode ser misturado nos vários lubrificantes pelos fabricantes, e também que o fósforo e o zinco agem como elementos de desgaste revestindo as peças molhadas e reduzindo o atrito, assim como o cálcio, bário e magnésio são dispersantes e detergentes que fluem pelo sistema, detectam partículas de contaminação e desgaste e as levam ao filtro para serem removidas do óleo (SOLAR TURBINES, 2005). Os compostos de potássio são usados como inibidores de corrosão, mas podem também ser encontrados como um sal mineral na água do mar. Alguns aditivos anticorrosivos podem ter efeitos adversos em outras propriedades do óleo. Os aditivos devem ser corretamente formulados.

d) Zinco

Fabricantes estabelecem menos de 50 ppm para óleo novo, isto é, 50 ppm como um aditivo de óleo (não um contaminador ou resíduo). Tipicamente, os óleos que contêm aditivos com zinco terão até 600 ppm de zinco. O zinco causa a formação de sedimentos e o ataque galvânico dos revestimentos de prata.

Silveira et al. (2010) explica em seu trabalho que o metal zinco é adicionado ao óleo lubrificante na forma de dialquilditiofosfato de zinco (ZnDDP) como aditivo multifuncional, desempenhando as funções antioxidante, inibidor de corrosão, antidesgaste, detergente e extrema-pressão. Portanto, o óleo lubrificante contém uma quantidade razoável de zinco como um complexo organometálico.

e) Produtos Insolúveis

Os produtos insolúveis de degradação são compostos poliméricos precursores da formação dos vernizes. A formação destes compostos são consequência da geração de produtos de degradação do óleo base e do consumo de aditivos, dos quais precipitam dentro deste óleo base (MÁLAGA; CIRIA, 2008).

Os autores, Málaga e Ciria (2008), informam também que o tamanho destes polímeros é normalmente inferior a uma micra, sendo muito difícil poder analisá-los mediante técnicas analíticas tradicionais. Terradilhos et al. (2008) informa em sua pesquisa que as tecnologias de filtração mecânica não são capazes de eliminar os contaminantes insolúveis que conduzem a formação de vernizes devido ao seu tamanho extremamente pequeno, sendo necessário a

utilização de filtros eletrostáticos para a eliminação deste tipo de contaminante. A tecnologia tem a capacidade de eliminar contaminantes até 0,01micra.

Málaga e Ciria (2008), semelhante ao relatado por Terradilhos et al. (2008) citado anteriormente, explicam que a presença destes produtos insolúveis dentro na máquina pode acarretar uma série de problemas que nas quais podem acarretar:

- Obstrução de partes móveis da turbina a gás;
- Aumento do desgaste;
- Diminuição da capacidade de resfriamento, etc.

3.5.3.2. Teste de Propriedades Físicas

Os testes de propriedades físicas consistem em uma série de testes relacionados para determinar a classificação, contaminação e degradação de um lubrificante. Os parágrafos a seguir descrevem o que é medido pelos testes de propriedades físicas:

a) Diluição de combustível

A diluição de combustível é uma medida da quantidade de combustível líquido não queimado presente em um óleo lubrificante e é determinada por uma destilação ou um teste de inflamação. Este teste indicará problemas tais como vazamento da bomba de combustível no alojamento da engrenagem de acessórios.

b) Água

A água presente no óleo lubrificante é anormal. O teste de água, quando realizado em conjunto com outros testes relacionados, indica emulsificação do lubrificante de uma fonte externa de contaminação ou condensação. Quando a água está presente em concentrações de 2.000 ppm ou mais, o óleo é condenado a menos que a concentração possa ser reduzida abaixo deste limite por centrifugação ou por outros métodos.

c) Viscosidade

Viscosidade é a medida da taxa de fluxo de um lubrificante a uma determinada temperatura em relação ao tempo. É a propriedade mais importante dos óleos lubrificantes, podendo ser definida como a tensão de cisalhamento em um plano do fluido por unidade de

gradiente de velocidade normal ao plano. A viscosidade pode ser expressa em termos de viscosidade cinemática (mm^2/s ou cSt) ou viscosidade absoluta ou dinâmica ($\text{Pa}\cdot\text{s}$).

Sir George Gabriel Stokes (1819 – 1903) foi um matemático e físico irlandês, que fez importantes descobertas para a mecânica dos fluidos, física, matemática e óptica. Ele encontrou uma expressão para a força friccional em objetos esféricos com pequenos números de Reynolds. Seu trabalho em movimentos de fluidos e viscosidade resultou no cálculo da velocidade terminal de uma esfera caindo em um meio viscoso, o que ficou conhecido como Lei de Stokes. Mais tarde, a unidade de viscosidade foi denominada em Stokes, em homenagem ao seu trabalho.

Hutchings (1992) apud Kimura (2009) define a viscosidade de fluidos newtonianos, em termos da deformação por cisalhamento τ conforme representado na Equação 3.1.

$$\tau = \mu \cdot \frac{\partial u}{\partial y} \quad (3.1)$$

Onde:

τ = tensão de cisalhamento (Pa);

μ = viscosidade dinâmica ($\text{Pa}\cdot\text{s}$);

$\frac{\partial u}{\partial y}$ = taxa de deformação por cisalhamento.

A viscosidade cinemática é definida conforme Equação 3.2.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (3.2)$$

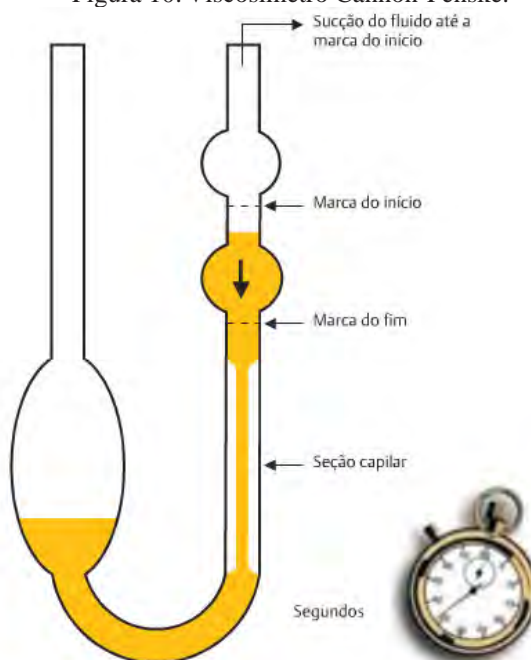
Onde:

ν = viscosidade em cSt ou mm^2/s ;

ρ = massa específica.

A Figura 10 ilustra um viscosímetro cinemático.

Figura 10: Viscosímetro Cannon-Fenske.



Fonte: Kimura (2009)

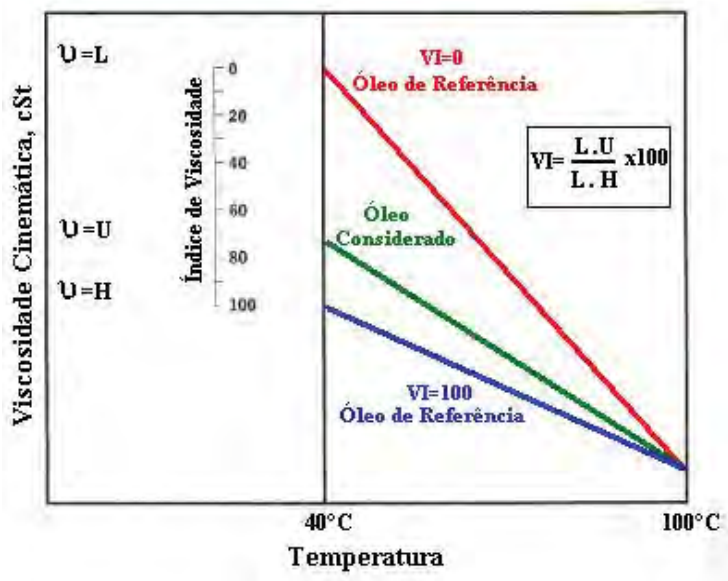
O óleo lubrificante deverá ser trocado se a viscosidade aumentar ou diminuir em relação à viscosidade original em porcentagens maiores que as indicadas pelo fabricante do equipamento.

d) Índice de Viscosidade

Kimura (2009) explica que normalmente a viscosidade dos fluidos diminui com a temperatura. Assim é definida outra importante propriedade do óleo que é o índice de viscosidade (VI). O índice de viscosidade é um número adimensional, usado para indicar que a viscosidade cinemática depende da temperatura do óleo.

Ela é baseada na comparação da viscosidade cinemática do óleo testado a 40 °C, com a viscosidade cinemática de dois óleos de referências (um VI = 0, e o outro VI = 100) cada um tendo a mesma viscosidade em 100 °C com o óleo testado. As tabelas para o cálculo do VI de uma viscosidade cinemática medida de um óleo a 40 °C e 100 °C são referenciadas na ASTM D2270, conforme mostra a Figura 11.

Figura 11: Determinação do índice de viscosidade.



Fonte: Kimura (2009)

Segundo a Figura 11, um óleo com menor mudança na viscosidade cinemática com a temperatura terá um VI mais alto que um óleo com maior mudança de viscosidade para a mesma variação de temperatura.

A maioria das parafinas, solventes-refinados, minerais-baseados em óleos industriais, possuem VIs típicos no intervalo de 90 a 105. Entretanto, muitos óleos minerais altamente refinados, sintéticos e óleos com VI melhorado possuem VIs que excedem 100. Óleos sintéticos do tipo PAO (Poli Alfa Olefin) possuem VIs na faixa de 130 a 150 (BARNES, 2002).

e) Número de neutralização

O TAN (Total Acid Number) representa a massa em mgKOH/g necessária para neutralizar um grama de óleo: é a medida de todas as substâncias contidas no óleo que reagem com hidróxido de potássio. Os constituintes mais comuns de tais produtos ácidos são ácidos orgânicos, sabões de metais, produtos de oxidação, nitritos e nitrocompostos e, ainda, outros compostos, que podem estar presentes como aditivos e que reagem com hidróxido de potássio (MALPICA, 2007).

Um TAN alto geralmente significa óleo superaquecido ou oxidado. Se o teste TAN indicar um aumento significativo de acidez desde o último teste, um teste de oxidação com bomba giratória (RBOT) deve ser executado.

Com o resultado da progressiva oxidação do óleo, podem ocasionar na formação de ácidos orgânicos; sendo que os sabões metálicos são, então, resultantes da reação destes ácidos com metais.

O TBN (Total Base Number) determina a eficácia no controle dos ácidos que surgem durante o processo de combustão. Quanto maior o TBN, maior a eficácia em eliminar os contaminadores que causam o desgaste e em reduzir os efeitos corrosivos dos ácidos sobre um período de tempo prolongado. O Número de Base Total (TBN) é uma medida da alcalinidade de reserva restante no lubrificante, sendo tipicamente usado com óleos hidráulicos e de motor, não com óleos de turbina.

f) Densidade

A densidade pode ser definida como o número que determina o peso de certo volume de uma substância quando ela estiver submetida a uma determinada temperatura. Assim, se um óleo possui densidade de $0,8 \text{ g/cm}^3$ a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ significa que nesta temperatura, 1 cm^3 do óleo pesa $0,8 \text{ g}$.

O método usual para sua determinação é mergulhar no óleo um densímetro, que fica em equilíbrio a certa profundidade. Nesta haste graduada lê-se, ao nível da superfície, a valor da densidade. Conforme ilustrado na Figura 12 (KIMURA, 2009).

No Brasil, a temperatura normal de referência do produto é $20 \text{ }^\circ\text{C}$, podendo em alguns casos ser expressa a $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ou $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Caso a temperatura de ensaio seja diferente, faz-se a conversão para a temperatura desejada através de fórmulas ou tabelas.

A maior utilização da densidade em óleos lubrificantes é na conversão de peso em volume, e vice-versa. Mas ela também é utilizada para fins de controle da fabricação do óleo, além de ser um dado fundamental para o projeto de trocadores de calor.

Figura 12: Densímetro digital e Analógico



Fonte: Kimura (2009)

g) Ponto de Fulgor

Caracteriza-se como sendo a menor temperatura de um óleo na qual o vapor liberado na atmosfera, inflama-se momentaneamente com a aplicação de uma chama, formando assim um lampejo ou flash.

A Figura 13 apresenta o equipamento utilizado para obter o ponto de fulgor de vaso aberto.

Figura 13: Aparelho Cleveland para obter o ponto de fulgor.



Fonte: Kimura (2009)

A determinação do ponto de fulgor mais empregada é feita seguindo a norma ASTM D92-52, através do aparelho Cleveland. Quando a temperatura chega próxima ao ponto de fulgor previsto, usa-se uma chama esférica sob o óleo que está sendo aquecido no aparelho.

Um detalhe importante é distinguir o ponto de fulgor do ponto de combustão que é a temperatura na qual os vapores de óleo queimam de modo contínuo, durante um mínimo de 5 segundos. Normalmente o ponto de combustão é em média 22 a 28 °C acima do ponto de

fulgor. Outro ponto a ser esclarecido é a diferença do ponto de fulgor e de combustão com o ponto de auto-inflamação do lubrificante, que é a temperatura na qual o óleo se inflama espontaneamente, sem o contato com a chama.

O conhecimento do ponto de fulgor permite avaliar as temperaturas de serviços que um óleo lubrificante pode suportar com absoluta segurança. Óleos com ponto de fulgor inferior a 150 °C não devem ser empregados para fins de lubrificação. Esse é um tipo de teste que avalia o nível de contaminação por combustível no óleo (MOURA; CARRETEIRO, 1978).

h) Ponto de Fluidéz

Também conhecido como “ponto de gota” para graxas ou “ponto de congelamento”, é a temperatura mínima na qual o óleo ainda é capaz de fluir, temperatura essa determinada pelo padrão ASTM D97-47 por meio de resfriamentos sucessivos de amostras de óleo colocadas em frascos de vidro. O teste consiste em a cada intervalo de 5 em 5 °F verificar se o óleo ainda é capaz de fluir (MOURA; CARRETEIRO, 1978 apud KIMURA, 2009).

Se esta superfície permanecer imóvel por mais de 5 segundos foi atingido o ponto de congelamento do óleo. A temperatura 3 °C acima desta é o ponto de mínima fluidez.

Por exemplo, se um óleo apresentar um ponto de congelamento de -20 °C, seu ponto de mínima fluidez será de -17 °C. O equipamento é demonstrado na Figura 14.

Os lubrificantes automotivos possuem ponto de fluidez em geral abaixo de 0 °C, e assim, é desnecessário a sua especificação em regiões com climas tropicais. O ponto de fluidez só interessa no emprego de lubrificantes para máquinas frigoríficas.

Figura 14: Equipamento para medir ponto de fluidez.



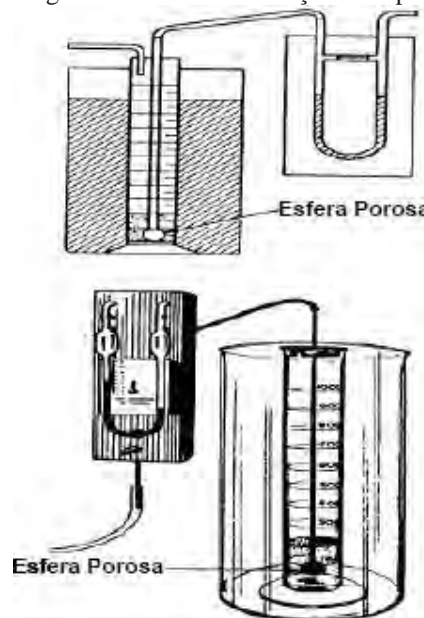
Fonte: Kimura(2009)

i) Teste de Formação de Espuma

Segundo Kimura (2009), a espuma é a formação de uma camada de bolhas na superfície do óleo. A espuma se torna um problema quando ela é capaz de obstruir a drenagem normal do óleo e devolvê-lo ao tanque de óleo lubrificante. A espuma do óleo pode ser reduzida com a adição de compostos anti-espumantes no óleo lubrificante, entretanto, todos os contribuidores mecânicos possíveis devem ser investigados e eliminados primeiro. A adição incorreta de anti-espumante pode causar o arrasto de ar no óleo.

Segundo Almeida (2006), o método ASTM D-892 nos dá uma indicação da tendência à formação de espuma dos óleos, bem como a estabilidade da espuma formada. Ele explica que o teste consiste em se manter inicialmente uma amostra do óleo à temperatura de 75°F (24°C), na qual é injetado ar a uma velocidade constante, durante 5 min. mede-se assim o volume de espuma formada, em milímetros; deixa-se a amostra em repouso durante 10 min. e então se mede o volume de espuma restante (sequência I). O teste é repetido com uma segunda amostra a 200°F (93,5°C) (sequência II). Em seguida, após o desaparecimento de toda espuma remanescente, faz-se novamente o teste com a mesma amostra a 24°C (sequência III). A Figura 15 mostra um esquema de um teste de espuma.

Figura 15: Teste de formação de espuma.



Fonte: Almeida (2006)

j) Teste de Arrasto de Ar

O arrasto de ar (aeração) consiste em pequenas bolhas de ar presas sob a superfície do óleo. O ar preso no óleo reduz a resistência da película de óleo, causando problemas com o

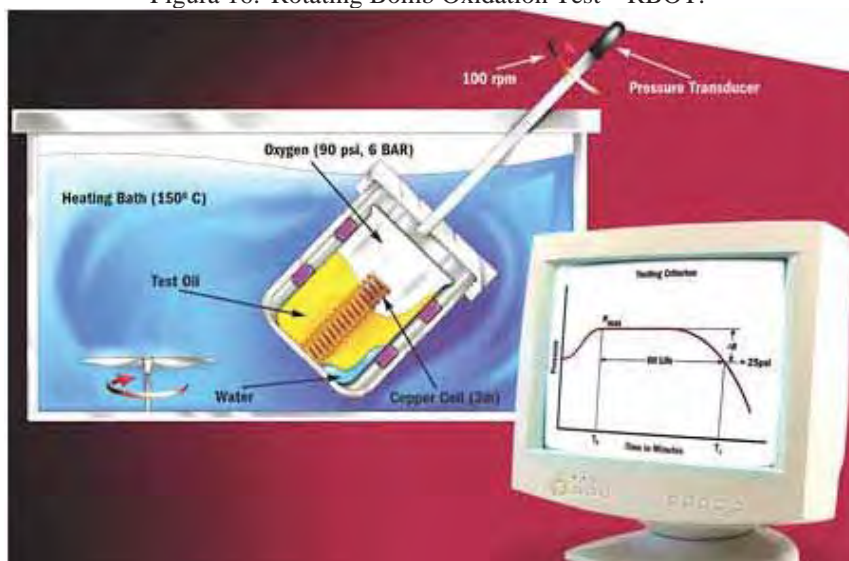
contato físico entre os eixos e os mancais e o encaixe dos dentes das engrenagens. O ar arrastado no óleo lubrificante pode também causar a vibração de mangueiras e a cavitação de bombas. A principal causa de arrasto de ar é o uso inadequado de anti-espumantes. A norma padronizada neste teste é a ASTM D 3427 a qual determina o tempo necessário para a separação de ar.

k) Teste de oxidação de bomba giratória (RBOT)

Anteriormente conhecido como o teste Rotating Bomb Oxidation Test (RBOT), o teste Rotating Pressure Vessel Oxidation Test (RPVOT)- ASTM D2272, segundo Hannon (2002), foi desenvolvido para o monitoramento de óleos em serviço para avisar de uma perda na resistência à oxidação. A oxidação é impulsionada pelo calor e pela exposição a contaminantes como água, ar aprisionado e metais catalíticos. Quando um óleo de turbina degrada, forma ácidos orgânicos fracos e produtos de oxidação insolúveis que aderem às partes reguladoras, superfície de contato e a resfriadores do óleo lubrificante. Após um período de tempo, esses subprodutos da oxidação como carbono insolúveis, aderem em superfícies causando uma mudança significativa na lubrificação, impedindo que o óleo forneça refrigeração adequada aos mancais, elementos de controle críticos da turbina e trocadores de calor (HANNON, 2002).

Hannon (2002) explica também, que este teste acelerado de oxidação é um padrão da indústria para a identificação de problemas de estabilidade de oxidação com óleos de turbina em serviço, pois a ASTM D4378-97 relaciona uma queda RPVOT a 25% do óleo novo, com um aumento proporcional no *Total Acid Number* (TAN) como um limite de aviso. A Figura 16 ilustra um teste RBOT.

Figura 16: Rotating Bomb Oxidation Test – RBOT.



Fonte: Troyer (2004)

Serra et al (2007), explica em sua pesquisa que os resultados desse ensaio ao longo do tempo sofrem um decaimento em seus valores, pois todo óleo dependendo das condições de trabalho, tem uma tendência à oxidação inferindo assim diretamente no tempo de vida útil do óleo lubrificante.

Em matéria disponível em Compressor Oils¹, é explicado que o óleo é colocado em um reservatório, ou uma cápsula, onde é submetido a oxigênio sob pressão na presença de um catalisador de cobre. O reservatório é submerso em um banho de aquecimento a 150°C e girado axialmente a 100 rpm, o que provoca um aumento na pressão do reservatório. Como a oxidação ocorre no reservatório, a pressão aumenta. O tempo é gravado até que a pressão cai 25 psi. Quanto maior o tempo que leva o óleo do compressor a queda de 25 psi, melhor a sua estabilidade de oxidação.

1)RULER® - Remaining Useful Life Evaluation Routine

Terradilhos et al. (2008) explica que Ruler® é um equipamento comercial de voltamperometria e que aplica a norma ASTM D-6971. RULER® Technology (200-) relata que o equipamento foi desenvolvido pela University of Dayton Research Institute e pela Wright Laboratory da Wright Patterson Air Force Base, sendo um método complementar para

¹ < <http://www.compressoil.com/oil-testing-methods/rbot-test.htm> >

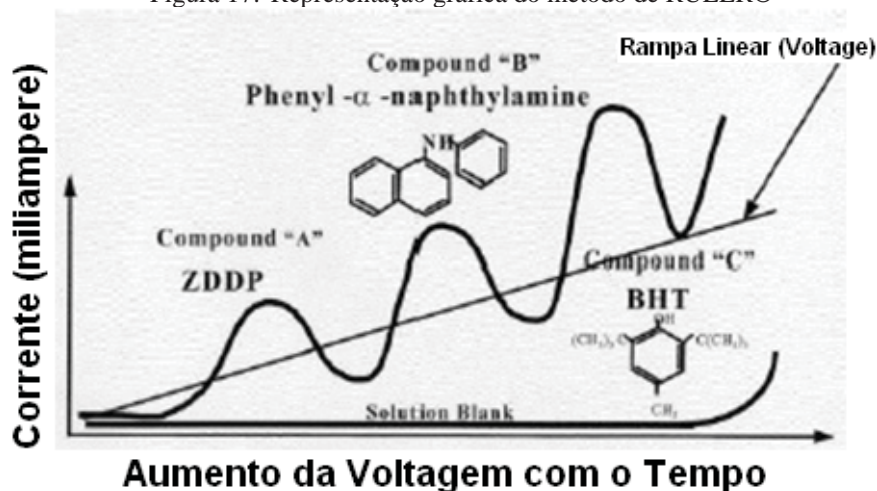
avaliar lubrificantes a partir do ponto de vista da estabilidade à oxidação e reserva antioxidantes.

Segundo RULER[®] Technology (200-), o equipamento fornece medição dos níveis de antioxidantes para óleos minerais e base sintéticas. Com a capacidade de monitorar queda de antioxidantes, o programa de análise de óleo pode quantificar os níveis destes antioxidantes de óleos usados, bem como as parcelas de entrada e armazenadas. O aparelho pode detectar operações anormais de equipamentos antes da avaria, prever e estender os intervalos de troca de óleo para os equipamentos normais de funcionamento, e estender os intervalos de troca de óleo através da adição de aditivo antioxidante.

Segundo informações do fabricante, o teste pode ser realizado com qualquer lubrificante contendo pelo menos uma espécie de antioxidantes. O frasco de teste (célula electrolítica) é preparado por mistura de uma amostra de óleo com um solvente e um substrato sólido. O solvente separa o antioxidante a partir do óleo, e assim o frasco é agitado vigorosamente. Quando o substrato líquido se concentra para o fundo do frasco, o óleo e outros detritos comum do óleo usado, adere às partículas do substrato. Após este procedimento a amostra está pronta para a análise e o elétrodo pode ser inserido para dentro do frasco de teste.

O instrumento usa técnica de ciclo voltimétrico aplicando uma rampa de tensão controlada através do eletrodo inserido na amostra de óleo diluído. Conforme representado na Figura 17, à medida que o potencial de tensão aumenta, os antioxidantes tornam-se quimicamente excitado, causando o aumento da corrente de oxidação até atingir um pico, em seguida este diminui a medida que o potencial de tensão continua a aumentar. Resumidamente, neste teste a faixa de tensão está relacionada com o potencial que faz a identificação do tipo de antioxidante e a altura do pico de corrente indica a concentração do antioxidante.

Figura 17: Representação gráfica do método de RULER®



Fonte: RULER® Technology (200-)

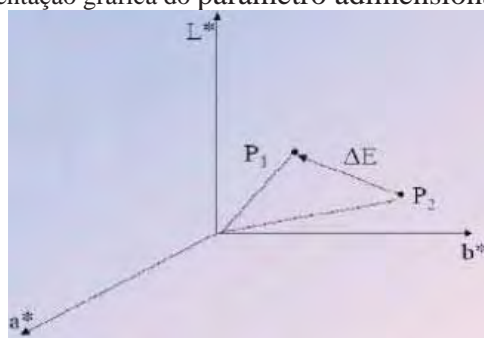
m) Análise da Cor ou QSA®

Segundo Terradilhos et al. (2008), o teste de QSA® (Quantitative Spectrophotometric Analysis) foi desenvolvido como uma ferramenta preditiva para determinar a tendência à formação de vernizes. A amostra de óleo se mistura com um solvente para acelerar a precipitação dos componentes de verniz, e se filtram com a ajuda de uma membrana. Analisa-se então a cor do filtro: quanto mais escura sua cor, mais severa é a tendência de formação de verniz. A escala se encontra entre 1 e 100, sendo 1 o valor de um óleo novo e 100 o ponto crítico da formação de vernizes.

Estudos de Málaga e Ciria (2008) relatam que mediante a análise da cor que deixam os resíduos insolúveis do óleo sobre uma membrana, se pode medir a tendência da formação dos produtos de degradação de óleos em turbinas. Informam que existem diferentes modos de determinar a cor, entre os mais utilizados encontram-se os programas para análise Modelo RGB e o CIElab. O segundo modelo citado anteriormente, o CIElab, foi o escolhido para análise dos pesquisadores Málaga e Ciria (2008).

Com o auxílio de um Espectrofotométrico Visível puderam determinar as coordenadas do espaço CIElab, comparando o valor das coordenadas do óleo usado (P2) com o respectivo óleo novo (P1) para obter como resultado um parâmetro adimensional das cores (ΔE), conforme Figura 18, que na aplicação está relacionada com a tendência da Formação de Vernizes do óleo de turbina.

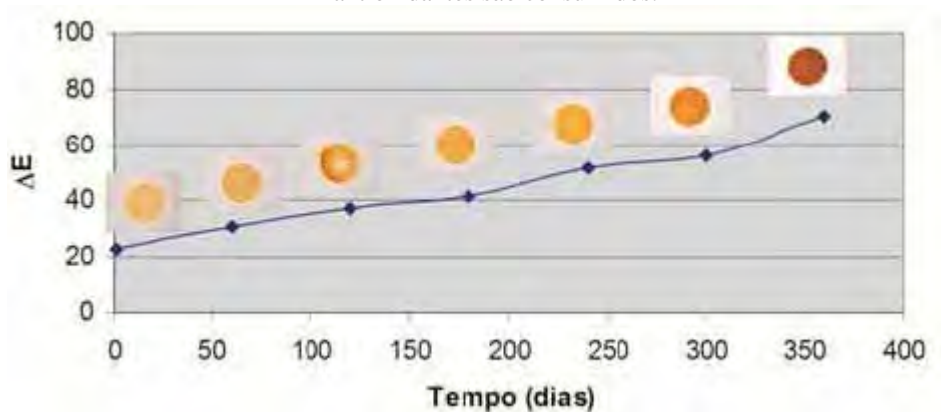
Figura 18: Representação gráfica do parâmetro adimensional das cores.



Fonte: Málaga e Ciria (2008)

A figura 19 mostra a tendência de um óleo de turbina a gás em relação ao tempo, uma vez que são consumidos os antioxidantes.

Figura 19: Exemplo da tendência de formar vernizes de um óleo de turbina a gás uma vez que os antioxidantes são consumidos.



Fonte: Málaga e Ciria (2008)

Málaga e Ciria (2008) recomendam avaliar a tendência de formação de vernizes de um óleo com outras técnicas analíticas:

- Determinação da concentração de Antioxidante individual (RULER - Remaining Useful Life Evaluation Routine).
- Análise gravimétrica (contagem de partícula) em diferentes micragens de filtro.
- FTIR (Fourier Transform Infrared) mede a concentração de materiais orgânicos ou metalo-orgânicos presentes no óleo.

n) Corrosão em Lâmina de Cobre:

Este valor define as características de proteção corrosiva do óleo lubrificante. Este ensaio determina o comportamento do óleo em relação ao cobre e as suas ligas. As normas para este ensaio são ASTM D130 e NBR 14359.

Segundo o site Labor Oil ², o ensaio consiste em se emergir uma lâmina de cobre, previamente polida, numa amostra de óleo, em condições padronizadas em laboratório. Ao final do teste, a lâmina é lavada com solvente e comparada a um padrão; verifica-se, assim, o grau de corrosão desse material. Usa-se o cobre devido ao fato de esse metal e suas ligas serem amplamente usados na fabricação de mancais e serem os mais sujeitos ao ataque corrosivo.

o) Prevenção Contra Ferrugem:

Este é um teste de proteção contra ferrugem do óleo lubrificante. Este ensaio determina o comportamento do óleo em relação à formação ferrugem após um tempo de 1.000 horas (STARRETT³) em mistura com uma quantidade determinada de água. O teste pode ser realizado em procedimento A, em que é feito a mistura com água destilada ou por procedimento B na qual é realizado com água do mar sintética. O resultado final do teste é “aprovado” ou “reprovado”. As normas para este ensaio são ASTM D 665.

p) Teste de Emulsão:

Este é um indicativo da capacidade de separação da água do óleo quando submetido a contaminação por água. Para o ensaio é utilizado a proporção de óleo/água de 40/40ml a 30 min máximo para separação. A norma para este ensaio é ASTM D 1401.

q) Volume de Sedimentos:

Segundo a Petrotest (2012), este método de ensaio é sobre a determinação de quantidades mínima (menos de 0,005% em volume) de sedimento no óleo lubrificante. Desde que o material solúvel do óleo precipitado pelo solvente especificado não seja desejado como parte do sedimento medido, o método de teste não é aplicável nos casos em que componentes

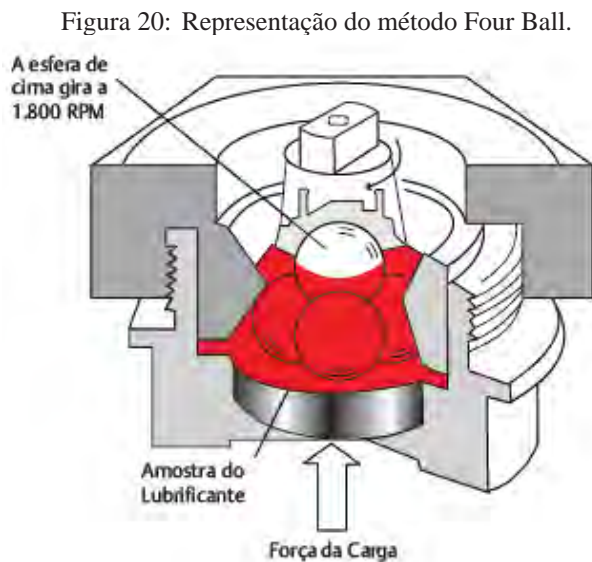
² < http://www.laboroil.com.br/internet_afq.php>

³ < <http://www.starrett.com.br/catalogo-geral-de-produtos/files/assets/seo/page347.html>>

precipitados solúveis em óleo irão sensivelmente contribuir para as leituras de sedimentos. A norma para este ensaio é ASTM D 2273.

r) Característica de Prevenção de Desgaste (Método Four-Ball):

Segundo a Texaco (2005), este é um ensaio que avalia as propriedades antidesgastes do lubrificante. Conforme Figura 20, o teste é compreendido de uma esfera de aço que gira na parte superior a 1800 rpm sobre 3 outras esferas que estão imóveis em uma cuba de teste recoberta com o óleo. Os testes são feitos aumentando a carga até ocorrer a soldagem das esferas, para então, após o ensaio medir o diâmetro das escoriações sofridas pelas esferas, em mm. A norma para este ensaio é ASTM D 4172.



Fonte: Texaco (2005)

3.5.3.3. Ferrografia

Conforme pesquisado por Kimura (2009), o termo ferrografia foi introduzido na década de 1970 pelos inventores Seiffert e Westcott que necessitavam na época de uma melhoria da análise de óleo lubrificante dos motores aeronavais. Até então, usava-se o método usual de quantificar a concentração de material particulado, no qual as partículas eram depositadas em filtro de papel e observadas em microscópio. Assim, tornava-se difícil observar a morfologia e as dimensões das partículas.

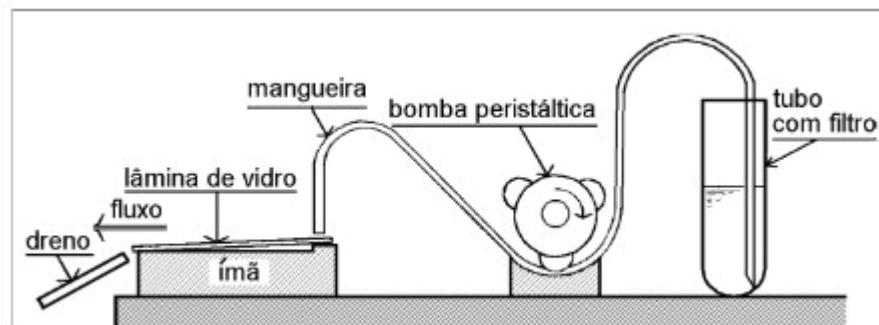
A ferrografia é uma técnica de monitoramento e diagnose que auxilia na determinação da severidade, modos e tipos de desgastes em máquinas, que influenciam na tomada de decisões quanto ao tipo e a urgência de intervenção da manutenção (KIMURA, 2009).

Esta técnica baseia-se sob algumas premissas, as quais podem ser destacadas:

- ✓ Toda máquina desgasta-se antes de falhar;
- ✓ O desgaste gera partículas;
- ✓ A quantidade e o tamanho das partículas são diretamente proporcionais à severidade do desgaste que pode ser constatado mesmo a olho nu;
- ✓ Os componentes de máquinas que sofrem atrito, geralmente são lubrificados e as partículas permanecem em suspensão durante certo tempo;
- ✓ Considerando que as máquinas e seus elementos são constituídos basicamente de ligas de ferro, a maior parte das partículas provém dessas ligas.

A Figura 21 demonstra o esquema de um ferrografo, equipamento desenvolvido na época por Westcott que separava as partículas presentes no óleo de acordo com o seu tamanho.

Figura 21: Esquema de ferrógrafo.



Fonte: Kimura (2009)

Existem dois tipos de análise ferrográfica, uma quantitativa que consiste em avaliar as condições de desgaste dos componentes de uma máquina ou equipamento por meio da quantificação das partículas em suspensão no óleo, e outra do tipo analítica, que observa a morfologia das partículas no lubrificante.

3.5.3.3.1. Ferrografia Direta

O método de ferrografia direta ou quantitativa proporciona de maneira rápida e prática uma classificação das partículas contidas no óleo lubrificante. Tal classificação é nomeada leitura direta, na qual os elementos encontrados na amostra são distinguidos entre partículas

grandes e pequenas. Conforme citou Cunha (2005), o valor de L + S, chamado concentração total de partículas, é um dos parâmetros utilizados para avaliação do desgaste. Tal classificação é nomeada da seguinte forma:

L - (abreviatura de large = grande) corresponde ao valor encontrado de maiores que 5 µm.

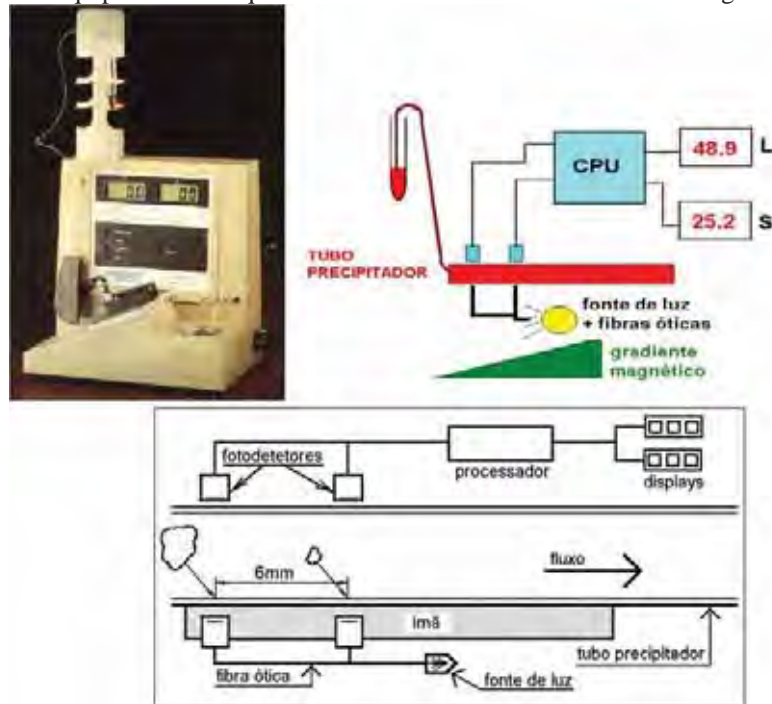
S - (abreviatura de small = pequeno) corresponde ao valor encontrado de partículas pequenas menores que 5 µm.

Outros parâmetros podem ser utilizados juntamente com L + S, por exemplo, a porcentagem de partículas grandes (PLP).

$$PLP = [(L - S) / (L + S)] * 100$$

A Figura 22 ilustra o equipamento de ferrografia de leitura direta, seguido de seu esquema básico de funcionamento.

Figura 22: Equipamento e esquema de funcionamento do método de ferrografia direta.

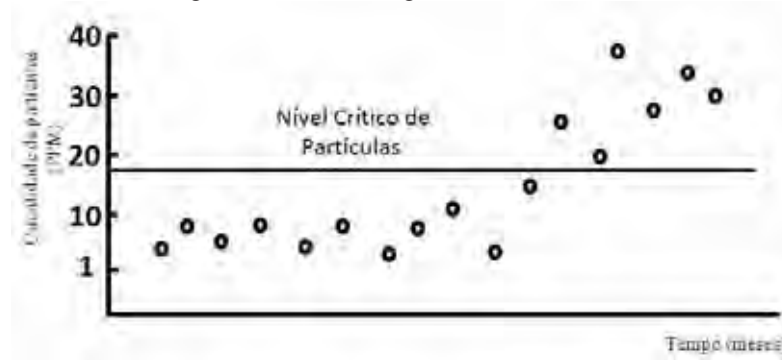


Fonte: Kimura (2009)

O uso da ferrografia quantitativa para o acompanhamento das condições do equipamento auxilia na construção de gráficos de tendências, na qual estatisticamente podem-se estabelecer parâmetros para avaliar as reais condições de desgaste da máquina. O gráfico

de tendências é uma ferramenta utilizada para avaliar esses dados. A Figura 23 exemplifica o caso.

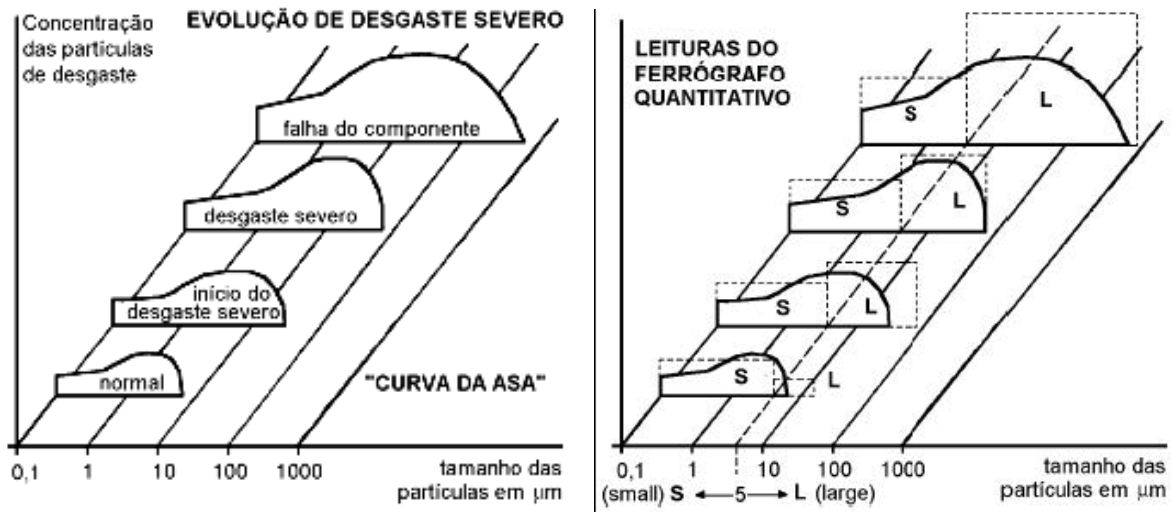
Figura 23: Modelo de gráfico de tendências.



Fonte: Kimura (2009)

A Figura 24 conhecida como “curva da asa” é comumente usada para avaliar os parâmetros de desgaste de uma máquina, onde no eixo Y encontram-se os níveis de concentração de partículas e no eixo X o tamanho das partículas em μm .

Figura 24: Gráfico do tipo "curva da asa".



Fonte: Kimura (2009)

3.5.3.3.2. Ferrografia Analítica

A técnica de ferrografia analítica tem por objetivo observar a morfologia, tamanho, cor e analisar visualmente a concentração de partículas no ferrograma.

Enquanto a ferrografia quantitativa indica uma tendência anormal de desgaste, as técnicas ferrográficas analíticas podem ser utilizadas para identificar especificamente a

natureza dos problemas potenciais da máquina, permitindo um estudo profundo das partículas cujo tamanho esteja entre 1 e 250 μm (ARATO, 2004).

A ferrografia analítica caracteriza os tipos de partículas de desgaste em cinco grupos, a seguir, são demonstrados os grupos juntamente com suas causas mais prováveis para o seu surgimento:

- ✓ Partículas ferrosas: Esfoliação, corte por abrasão, fadiga de rolamento, arrastamento e desgaste severo por deslizamento;
- ✓ Partículas não-ferrosas: Metais brancos, ligas de cobre, ligas de metal patente ou antifricção;
- ✓ Óxidos de ferro: Óxidos vermelhos, óxidos escuros, metais oxidados escuros;
- ✓ Produtos da degradação do lubrificante: Corrosão e polímeros de fricção;
- ✓ Contaminantes: Poeira, pó de carvão, asbesto (variedade fibrosa de sais minerais metamórficos), material de filtro, flocos de carbono.

O conhecimento da morfologia e o tipo de desgaste que a originou é muito importante para uma análise consistente da amostra, conforme apresentado por Kimura (2009) os diferentes tipos de partículas de desgaste.

a) Desgaste devido ao atrito

Estas partículas são formadas pelo deslizamento normal entre duas superfícies metálicas.

As partículas são identificadas por sua forma de plaquetas planas e lisas, e por seu comprimento relativamente grande em relação a sua espessura. O tamanho da partícula é geralmente pequeno, menor que 15 μm na dimensão principal. O desgaste que produz este tipo de partícula é de natureza benigna, e é frequentemente chamado de desgaste normal por atrito.

A contaminação de um sistema de lubrificação pode frequentemente acontecer e ter uma notável influência na produção de partículas de desgaste por atrito. A taxa de geração das partículas e, por sua vez, sua concentração, aumentam rapidamente, o que é frequentemente acompanhado por um aumento correspondente no tamanho das partículas, (algumas vezes maiores que 100 μm). Embora a falha catastrófica seja improvável sob estas condições, uma alta taxa de desgaste causa um rápido desgaste do maquinário e muito cuidado deve ser tomado na avaliação do estado de uso.

b) Desgaste severo por deslizamento

Partículas de desgaste devido ao deslizamento severo podem ser formadas sob condições de carregamento excessivas na superfície, alta velocidade de funcionamento ou por lubrificação imprópria. As partículas são normalmente finas, enquanto que seu tamanho na dimensão principal é maior quando comparado com as partículas de desgaste normal por atrito, alcançando aproximadamente 20 µm. Uma forma de caracterizar sua morfologia está na presença de “estrias”, que são linhas paralelas na superfície resultante do deslizamento, outra característica deste tipo de desgaste em aço é a existência da coloração azulada, marrom ou amarela. As cores são resultado do aquecimento localizado, produzindo as cores do revenido associado com o aço. A severidade do desgaste está relacionada com a temperatura atingida, partindo do amarelo claro para o azul, o que indica um nível de desgaste crítico.

São exemplos de materiais abrasivos: diamante, alumina (Al_2O_3), zircônia (ZrO_2), Sílica (SiO_2) e vidro (silicato). São exemplos de materiais resistentes a abrasão: Ferro fundido branco com alto teor de cromo, aço ferramenta, aço cementado e aço normalizado.

A usinagem, retificação, lapidação e esmerilhamento, podem ser citadas como exemplos de processos de desgaste abrasivo de dois corpos. Já os de três corpos são: polimento e a decapagem em tambor rotativo.

c) Desgaste devido ao corte

Neste tipo de desgaste, as partículas encontradas são indicativas de um estado de uso ativo, são produzidas por penetração, ranhura ou corte de uma superfície por outra. Isto é provocado pela diferença intrínseca no nível de dureza entre as superfícies em contato, ou pôr contaminantes duros embutidos na superfície de menor dureza, que causaram penetração na superfície oposta.

As partículas produzidas por este mecanismo são rapidamente identificadas por sua grande semelhança com cavaco ou detritos de usinagem, embora, suas dimensões sejam muito pequenas.

Estas partículas podem variar amplamente no comprimento, ou seja, de aproximadamente 5 µm até 100 µm, com larguras médias de 2 a 15 µm. Frequentemente exibem cores do revenido resultante do aquecimento durante sua formação.

A presença de partículas de desgaste devido ao corte é indicativo de uma situação anormal de funcionamento e requer um monitoramento cuidadoso. Frequentemente algumas pequenas partículas de desgaste devido ao corte são encontradas fortuitamente dispersadas

entre detritos depositados, porém não indicam nenhum uso adverso ocorrido. Porém, se a quantidade e/ou tamanho das partículas aumentarem com o tempo de trabalho, os indicativos apontam para uma iminente quebra de algum componente da máquina.

d) Desgaste devido à fadiga

Quando as superfícies estão em contato devido à ação de uma carga de compressão, estas apresentam o movimento de rolamento, surgindo as tensões de contato, as quais produzem tensões de cisalhamento cujo valor máximo ocorre próximo a superfície de contato, tem-se a fadiga superficial.

Na zona de contato, a tensão normal de compressão é máxima na superfície e a de cisalhamento é máxima abaixo da superfície. Acredita-se, que devido às tensões cíclicas, esta tensão de cisalhamento pode levar a uma falha por fadiga do material. Esta teoria é reforçada pela probabilidade de existir (ou se formar) uma trinca abaixo da superfície, que logo se propaga devido ao carregamento cíclico, podendo chegar à superfície lascando-a e fazendo surgir uma partícula superficial macroscópica com a correspondente formação de crateração (pitting) ou lascamento (spalling).

São exemplos deste tipo de falha: mancais de rolamento, dentes de engrenagens, cames e em partes de máquinas que envolvem superfícies em contato com rolamento.

e) Partículas não Ferrosas

Com o uso do equipamento de ferrografia analítica, os materiais não ferrosos geralmente tendem a se acumularem no anel externo da amostra que são menos magneticamente atraídos quando comparados com os materiais ferrosos (exceto níquel). As partículas produzidas por metais não ferrosos frequentemente possuem características similares às exibidas por partículas ferrosas, por exemplo, as características observadas nos desgaste por atrito, desgaste por corte e alta tensão no deslizamento estão sempre presentes. A característica distintiva principal dos metálicos não ferrosos é, porém, sua cor (KIMURA, 2009).

Conforme apresentado por Cunha (2005), seguem alguns elementos não ferroso apresentados em seus estudos:

e.1) Cobre

Quando vistas na luz refletida, as partículas de cobre aparecem com a cor salmão rosa. O alcance do tamanho pode variar consideravelmente, tipicamente de 2 a 100 μm ou mais. A

forma da partícula dependerá do mecanismo de desgaste. Ocasionalmente são encontradas partículas de cobre soldadas com partículas metálicas, devido ao mecanismo de uso intrínseco que causa adesão entre os dois materiais.

e.2) Bronze ou latão

Quando vistas na luz refletida, as partículas de latão aparecem com uma cor amarelo ouro e as partículas de bronze com uma cor amarelo/cor-de-rosa escuro. A característica topográfica exibida pela partícula dependerá novamente do mecanismo de desgaste.

e.3) Cromo

As partículas de cromo aparecem com uma coloração prata brilhante quando são vistas por luz refletida. Normalmente elas possuem superfícies lisas nas quais exibem micro trincas, e, predominantemente, possuem tamanhos abaixo de 50 μm . O chapeamento com cromo é uma fonte comum destas partículas.

e.4) Níquel

Estas são similares as partículas de cromo, por também possuírem uma coloração prata brilhante com superfícies lisas, quando vistas por luz refletida. As superfícies são, contudo, normalmente sem traços característicos. Usualmente elas são produto da quebra da placa de níquel. Por causa da sua forte propriedade magnética elas são normalmente encontrada no anel interno de depósito, alcançando tamanhos de 5 a 50 μm .

e.5) Alumínio

Estas aparecem com um tom prateado cinzento quando vistas por luz refletida. As partículas de alumínio normalmente possuem uma superfície com topografia irregular ocasionando assim, uma aparência rugosa. O tamanho das partículas pode variar consideravelmente, sendo normalmente muito grandes (25 a 500 μm).

A Figura 25 ilustra um ferrógrafo analítico juntamente com o seu princípio de funcionamento para a obtenção do ferrograma.

Figura 25: Ferrógrafo analítico FM III, juntamente com seu princípio de funcionamento.

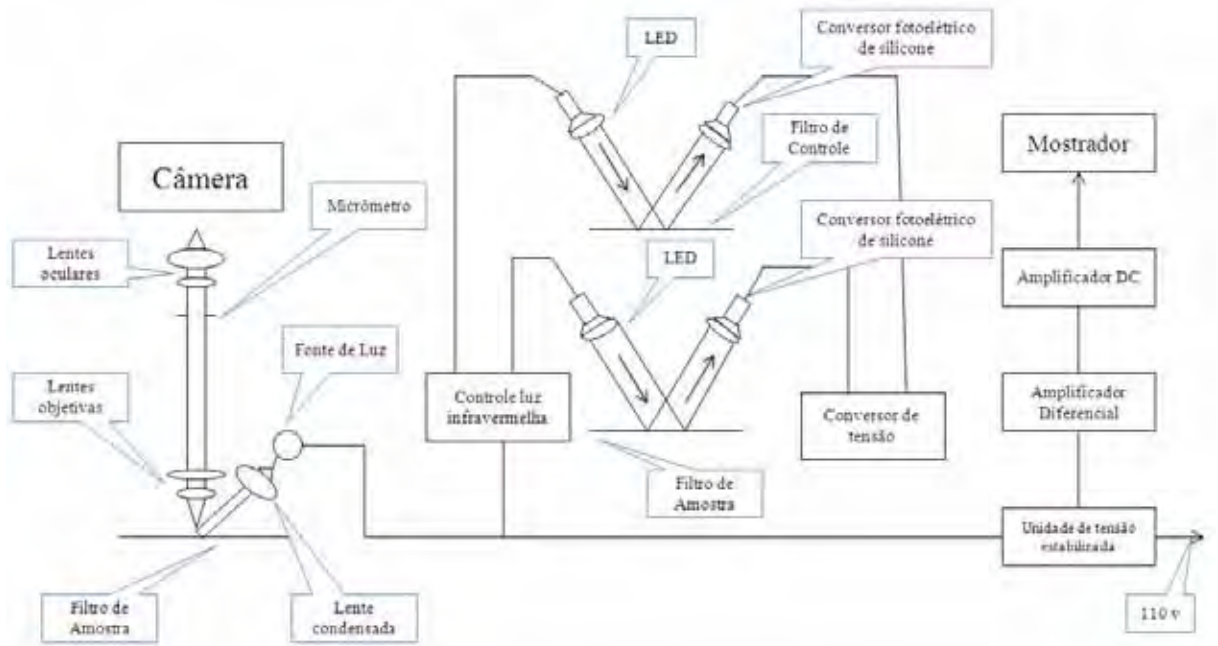


Fonte: Kimura (2009)

3.5.3.4. Concentração de Partículas

Roylance e Hunt (1999) apud Kimura (2009) explicam que atualmente existem vários contadores automáticos de partículas, alguns podem relacionar a quantidade de partículas não ferrosas, partículas ferrosas ou o número de partículas totais. Por exemplo, o Contameter Toshiba foi concebido não só para fornecer um exame visual para o microscópio, como também pode detectar partículas pela absorção de raios infravermelhos, (independentemente da coloração do lubrificante), sendo seu princípio de funcionamento é mostrado na Figura 26.

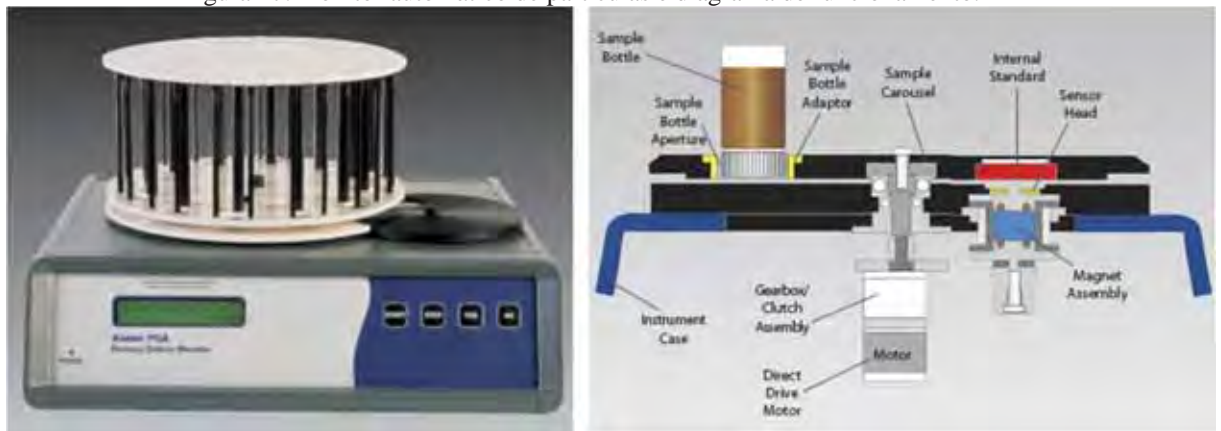
Figura 26: Princípio de funcionamento equipamento Contameter TOSHIBA.



Fonte: Kimura (2009)

Outro tipo de equipamento comumente usado, citado por Kimura (2009) é o monitor automático de partículas (PQA). Ele examina a amostra por meio de um campo indutivo, que ao detectar a presença de materiais magnéticos apresenta o resultado na forma de um índice adimensional chamando índice PQ. Este índice é diretamente relacionado com a quantidade de materiais ferromagnéticos contidos no óleo, informação muito útil na construção dos gráficos de tendências. Na Figura 27, é mostrado um monitor automático de partículas (PQA), juntamente com o seu diagrama de funcionamento.

Figura 27: Monitor automático de partículas e diagrama de funcionamento.



Fonte: Kimura (2009)

3.5.3.5. Filtragem por Membrana e Contagem de partículas

Com a operação normal do equipamento, gera-se uma variedade de contaminantes, como metais de desgaste, oxidação e outros subprodutos, que devem ser levados pelo lubrificante para assegurar o funcionamento adequado, além disso, o óleo também é exposto a contaminantes externos, tais como água, sujeira e/ou combustível. Lubrificantes e sistemas hidráulicos contêm filtros para reduzir e/ou reduzir os níveis de contaminação.

A limpeza do óleo é de extrema importância em todas as máquinas lubrificadas e em particular em equipamentos de folgas ultrafinas, como o rolamento anti-atrito em motores de aviões e servo-válvulas em sistemas hidráulicos. Segundo Kimura (2009), as partículas de desgaste, na faixa de tamanho de 2 a 10 μm , são responsáveis por até 80 % de falhas no sistema hidráulico. Consequentemente, a filtração de óleo é um aspecto importante de lubrificação de equipamentos e de particular interesse para o analista de petróleo.

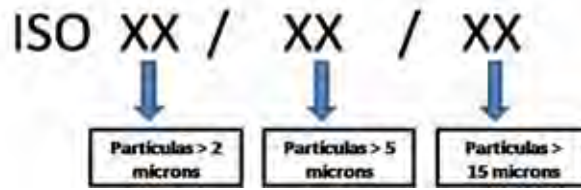
Para avaliar o estado do óleo lubrificante, a técnica da filtragem por membrana retém os particulados através de elemento filtrante de alta precisão com mesh de 5 μm , e, com a análise em microscópio, permite a visualização das partículas e a contagem comparativa dos elementos presentes na amostra.

O método padrão para quantificar a limpeza do lubrificante tem sido publicado pela ISO (International Standards Organization). A ISO estabeleceu a norma ISO 4406 para relacionar a contagem de partículas em níveis de limpeza do fluido que permite o estabelecimento de limites e alarmes para avisar quando a contaminação é excessiva. A norma ISO é representada por um sistema de dois ou três dígitos, a saber:

- ✓ Sistemas de dois dígitos: São utilizados para quantificar partículas em sistemas de limpeza em lubrificantes e sistemas hidráulicos usados em geral na indústria. O primeiro dígito, indica a contagem de partículas acima de 5 μm e o segundo dígito indica a contagem de partículas superiores a 15 μm . O nível de contaminação é indicado pelos desvios dos valores do sistema normal.
- ✓ Sistemas de três dígitos: O sistema foi proposto pela corporação Pall e Vickers Inc. como um meio para proteger e monitorar sistemas de servo válvulas ou sistemas hidráulicos de alto desempenho. O primeiro dígito indica a contagem de partículas acima de 2 μm , o segundo indica o número de partículas acima de 5 μm e o terceiro dígito representa a contagem de partículas acima de 15 μm .

Sucintamente o código ISO de classificação de contagem de partículas é representado na Figura 28.

Figura 28: Representação classificação ISO 4406 para contagem de partículas.



Fonte: Kimura(2009).

A nova ISO 11171 substituiu a ISO 4406 em aceitação da ISO MTD (Medium Test Dust) como uma substituição da ACFTD (Air Cleaner Fire Test Dust). A maioria das versões extensamente usadas desta norma técnica, referem ao número de partículas maiores que 4, 6, e 14 μm em 1 ml de fluido. O número de partículas 4+ e 6+ é usado como um ponto de referência de partículas. O tamanho 14+ indica a quantidade de partículas grandes presentes, as quais contribuem grandemente para a possível falha catastrófica da máquina.

A Tabela 3 demonstra os valores do sistema ISO para determinação da quantidade de partículas.

A contagem de partículas é usada extensamente para monitorar os sistemas hidráulicos, onde as partículas de desgaste são maiores que 10 μm (além dos limites da espectrografia normal). Muitas indústrias publicam níveis recomendados de contagem de partículas. A contagem de partícula é mais apropriada quando os mecanismos de fadiga são meios preliminares da falha ou quando as partículas de contaminantes causam abrasão (LAGO, 2007).

Segundo Hannon (2002), os níveis típicos recomendados de limpeza de óleo da turbina, pela ISO 4406 são 18/16/13, e NAS 1638 ou um nível de limpeza de 7, embora a extensão da vida de componentes possa ser alcançada mantendo níveis de limpeza significativamente inferiores a estes limites.

Tabela 3: Sistema de classificação ISO para partículas.

CÓDIGO ISO	Quantidade de partículas por ml	
	Mínimo	Máximo
1	0,01	0,02
2	0,02	0,04
3	0,04	0,08
4	0,08	0,16
5	0,16	0,32
6	0,32	0,64
7	0,64	1,3
8	1,3	2,5
9	2,5	5
10	5	10
11	10	20
12	20	40
13	40,0	80
14	80	160
15	160	320
16	320	640
17	640	1300
18	1300	2500
19	2500	5000
20	5000	10000
21	10000	20000
22	20000	40000
23	40000	80000
24	80000	160000
25	160000	320000
26	320000	640000
27	640000	1300000
28	1300000	25000000

Fonte: Kimura (2009)

4. CONSIDERAÇÕES

No levantamento bibliográfico podemos verificar a diversidade de técnicas que são utilizadas para a realização de análise das amostras de óleo lubrificante de forma a levantar o diagnóstico mais preciso da situação que um equipamento se encontra. As decisões a serem tomadas após a análise destes resultados chegam a ter significantes reduções de gastos com a manutenção.

A análise do óleo lubrificante para tomada de decisão é apenas uma etapa de todo processo na qual se inicia no planejamento das manutenções preditivas da empresa, em que são definidos quais equipamentos serão monitorados, que tipo de manutenção preditiva será aplicada, qual o período destas análises, e principalmente a definição do procedimento de realização destas manutenções para, então, serem obtidos os resultados necessários para análise.

Manutenções preditivas como análise de vibração, termografia e boroscopia na maior parte das vezes são feitas por empresas terceiras contratadas que realizarem as coletas e a análise dos resultados, porém na análise de óleo é muito comum as amostras serem coletadas por funcionários e então serem enviadas para laboratório para serem analisados. As coletas realizadas na própria empresa devem ser realizadas por pessoas capacitadas ou orientadas da maneira de proceder com uma coleta da análise de óleo.

Para chegarmos ao procedimento ideal de coleta de óleo em turbina a gás, primeiramente levantou-se um histórico das análises de óleo de uma turbina realizado em laboratório conceituado no mercado, de uma planta compressora de gás natural que tem a finalidade de transportar o produto por tubulação. Á partir deste levantamento foram identificado possíveis incoerências para, então, serem relevadas, discutidas e esclarecida as maneiras corretas do procedimento de realização das coletas.

A planta industrial possui três turbinas a gás com o intuito de acionar compressores centrífugos para realizar este transporte de gás. Foi isolado como sistema de análise uma turbinas a gás que iremos nomear de Turbina Compressora A (TC A). O equipamento possui as características aproximadas conforme mostradas na Tabela 4. Tais equipamentos possuem uma rotação aproximada de 8.600rpm e as condições de trabalho são cíclicas entre tempo trabalhando e tempo parado, dependendo sempre das condições de transporte definido para o período.

Tabela 4: Propriedades dos equipamentos utilizados na pesquisa.

PROPRIIDADE	VALOR	UNIDADE
Potência	11.900	kW
Eficiência	34,5	%
Taxa de Calor	10.450	kJ/kW-hr
Vazão de Exaustão	151.500	kg/hr
Temperatura de Exaustão	480	°C

Tal sistema em estudos teve a operação iniciada em 2005, e foi realizada uma pesquisa no banco de dados de todas as análises de óleo realizado no equipamento de 2005 até 2010.

Estes equipamentos, em operação normal de trabalho, operam com o volume aproximado de 5.000 litros de óleo. O sistema de óleo do equipamento trabalha com a temperatura média de 66°C, podendo chegar a alguns pontos do sistema de óleo em torno de 88°C. O óleo lubrificante utilizado nas turbinas foi mantido o mesmo neste período de análise, sendo ele do tipo LUBRAX INDUSTRIAL TURBINA EP-32, óleo lubrificante de base mineral especialmente desenvolvido para uso em turbinas a gás atendendo, segundo informações técnicas do fabricante, exigências das especificações para turbinas DIN 51515 categoria TD-L, DIN 51524 categoria HL, SIEMENS TLV-901304, GEK 101941A, GEK 32568F e GEK 46506D.

Tabela 5: Informações Técnicas do óleo lubrificante Lubrax Ind. Turbina EP-32.

Propriedades	Grau ISO 32
Densidade a 20/4°C*	0,863
Ponto de Fulgor (VA) (°C)	234
Ponto de Fluidez (°C)	-21
Viscosidade a 40°C (cSt)	33,1
Viscosidade a 100°C (cSt)	5,58
Índice de Viscosidade	111
Proteção Antiferrugem (c/ água do mar sintética)	Passa
Demulsibilidade (tempo de separação) (minutos)	
a 54°C	14
a 82°C	-
Índice de Acidez Total - TAN(mgKOH/g)	0,13
Corrosão à Lâmina de Cobre 3h, 100°C	1b

* É a relação entre a massa específica do produto a 20°C e a massa específica da água a 4°C.

Outra observação importante é que todas as análises de óleo foram realizadas por um mesmo laboratório, evitando assim variações nas técnicas de amostragem e de medição usadas por diferentes laboratórios, levando a resultados diferenciados. Usar um método de amostragem consistente de um laboratório confiável é importante para serem estabelecidas tendências válidas dos resultados.

Outra definição importante de ser considerada em uma análise de óleo são os parâmetros de referência aceitáveis das condições do óleo lubrificante quando comparado com ele em condição de novo, esta referência se torna o “dead line” das decisões de se manter, substituir ou utilizar aditivos para voltar as condições do óleo menos degradáveis ao equipamento. Na Tabela 6 encontram-se um modelo dos parâmetros que são definidos pelos fabricantes dos equipamentos.

Tabela 6: Limites do Óleo Lubrificantes em Serviço aceitáveis pelas normas e pelo fabricante

Propriedades	Limites (em comparação com óleo novo)
Água	Máximo de 2.000 ppm
Viscosidade	+20% ou -10%
Número de ácido total (TAN)	Aumento de 0,4 mgKOH/g (para todos os tipo de óleo) ou: 0,8 mg KOH/g máximo para óleos de hidrocarboneto sintéticos (óleos classe I) 0,6 mg KOH/g máximo para óleos de petróleo (óleos classe II)* 2,0 mg KOH/g máximo para óleos de éster sintético (óleos classe III) 0,2 mg KOH/g máximo para óleos de éster de fosfato (óleos classe IV)
Características de formação de espuma	Seqüência I - 300/10 Seqüência II- 300/10
Liberação de ar a 122°F (50°C)	10 minutos máximo
Teste de oxidação de bomba giratória (RBOT)	25% do valor original (óleo novo)

*Óleo de referência a ser analisado.

5. METODOLOGIA

5.1. Coleta de Óleo para Análise

As amostras devem ser tomadas enquanto a turbina está em operação e depois que o óleo atingir a temperatura de trabalho. Isso assegurará que as concentrações de partículas atingiram uma distribuição uniforme por todo o óleo.

Quando estiver coletando amostras para a realização da contagem de partículas, por exemplo, os procedimentos de coleta são muito importantes, pois tem grande influência nos resultados.

Para a realização de coleta de amostra de lubrificante em turbinas a gás, deve-se: definir a periodicidade; escolher o ponto de coleta; o método de coleta; o volume a ser recolhido, rotulação; acondicionamento e prazo de envio das amostras.

5.1.1. Periodicidade da Coleta/Análise

A periodicidade de realização de coleta e envio para análise deve ser seguido criteriosamente de forma contínua, sem interrupções. Inicialmente deve ser definido junto com a fabricante ou fornecedora do equipamento o período mais adequado a ser obedecido. Em turbinas a gás, este período varia a cada 2 ou 3 meses, porém a chave para uma análise de óleo eficiente é a determinação de mudanças com o passar do tempo. As amostras devem ser tomadas em intervalos de tempo regulares para que o programa funcione corretamente.

A periodicidade das análises no laboratório é irregular, não havendo uma frequência de coleta/análise mais padronizada, isto acaba dificultando uma análise mais detalhada e assim uma conclusão real da variação ao longo do tempo.

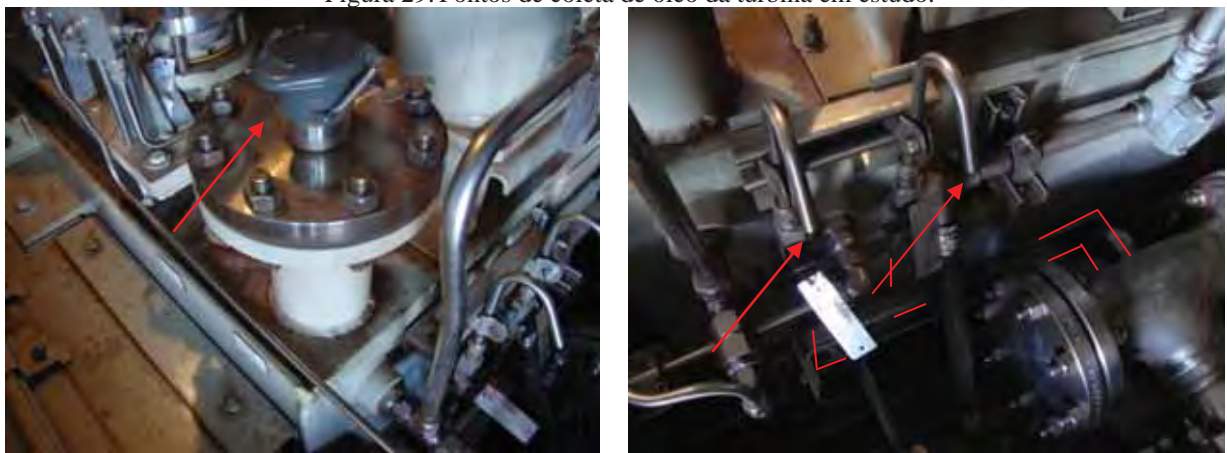
Períodos longos de análise podem acarretar falta de informações para tomada ágil de decisões, enquanto períodos muito curto podem gerar um custo em excesso de manutenção preditiva, por isto a periodicidade deve ser bem planejada e principalmente cumprida corretamente.

5.1.2. Escolha do Ponto de Coleta.

As partículas que interessam para a análise são aquelas geradas recentemente no equipamento. Considerando este pré-requisito, o ponto de coleta deverá ser aquele em que uma grande quantidade de partículas novas esteja presentes em região de grande agitação. Pontos após filtros, após chicanas de reservatórios ou após curvas devem ser evitados, pois esses elementos retiram, precipitam as partículas do lubrificante ou causam maior turbulência no fluxo do óleo. Os pontos de amostragem instalados na parte inferior do perímetro de uma tubulação ou tanque, tendem a permitir o depósito de partículas na válvula de amostragem.

Nas Figuras 29, observam-se dois locais possíveis para a retirada de óleos na turbina em estudo.

Figura 29: Pontos de coleta de óleo da turbina em estudo.



a) Respiro do tanque de óleo

b) Pontos de retirada pós filtro

No equipamento em análise, o local correto para realização da coleta é no ponto a) com o auxílio de coletor especial a vácuo, neste ponto é feito a coleta diretamente do tanque de óleo. Já no ponto b) podemos verificar as diversas interferências antes do local de coleta, apesar de ser mais fácil, ágil e limpo, este ponto causa variações nas amostras devido a duas curvas em sequência em cada um dos pontos além de estarem pós filtros de óleo, como podemos observar na Figura 30, havendo a possibilidade de arrastar materiais desprendido ou acumulados no filtro.

Após o exposto acima, referente aos problemas de coleta em dreno, definimos assim o respiro como ponto de coleta das amostras e este deverá ser mantido em todas as outras coletas que serão realizadas a fins de análise laboratorial.

Figura 30: Localização dos filtros de óleo próximo ao ponto de coleta b).



5.1.3. Métodos de Coleta.

Os principais métodos de coleta de lubrificantes envolvem válvulas de coleta, bombas de coleta e imersão. A coleta de amostras de lubrificante, no exemplo em questão, é recomendada ser feita com o auxílio de uma bomba de vácuo para não haver contato algum do meio com o óleo coletado para assim não ocorrer uma possível contaminação da amostra. A Figura 31 mostra o esquema de uma bomba a vácuo para coleta.

Figura 31: Bomba de coleta a vácuo.



Fonte: Shopping Tray⁴ (200-)

Trata-se de uma bomba de vácuo manual, tendo o seu êmbolo/porca de aperto fabricados em alumínio e o cabeçote (com rosca interna) em plástico. O conjunto contém um tubo plástico translúcido para coleta de amostra, podendo este ser de variados volumes, e mangueira plástica transparente (1,50 cm) para sucção do fluido. Segundo a fonte Shopping Tray⁴, a bomba gera até 65 cmhg de vácuo.

5.1.3.1. Mangueira e Frasco Plástico de Coleta

Os materiais plásticos de coleta de óleo devem ser esterilizados, isentos de poeiras e umidade, para garantir um bom resultado das amostras coletadas. Tanto a mangueira quanto o frasco plástico devem ser utilizados uma única vez, ou seja, em somente um equipamento. Usar a mesma mangueira em diversos equipamentos pode acarretar imprecisão nos resultados, pois partículas acumuladas de um equipamento podem interferir na medição de outro equipamento.

Entre a coleta de um e de outro equipamento, é possível realizar a esterilização dos materiais plásticos através da utilização de produtos químicos, isto não sendo possível o ideal será a substituição da mangueira e do frasco. O recomendado é que, antes da contratação de serviços de análise do laboratório, seja negociado o fornecimento dos frascos e mangueiras esterilizadas pelo próprio laboratório, de forma a minimizar as interferências nas amostras.

Os frascos de coleta devem permitir uma perfeita vedação da amostra, de preferência as tampas devem ser do tipo auto-lacráveis, conferindo assim uma maior confiabilidade na amostra.

Convém levar frascos adicionais ao programado, pois podem ocorrer quebras, contaminação ou vazamento obrigando o técnico coletor a substituir a embalagem e em alguns casos, a repetir a coleta.

Não tocar a parte interna dos frascos e do material de coleta (como tampas), nem deixá-los expostos ao pó e outras impurezas, tais como gasolina, óleo e fumaça de exaustão de veículos, que podem ser grandes fontes de contaminação de amostras. Cinzas e fumaça de cigarro podem contaminar fortemente as amostras com metais pesados e fosfatos, entre outras substâncias.

Recomenda-se aos coletores fazer a anti-sepsia nas mãos com álcool 70°GL, e não fumar, não falar ou comer durante o procedimento da coleta de amostras. O recomendado é adotar o uso de luvas plásticas, com vistas à proteção da amostra e também do próprio coletor

⁴ <<http://shopping.tray.com.br/oferta/1510-bomba-de-vacu-manual/id:156046>>

da amostra de óleo, assim como, utilizar um par de luvas látex para cada ponto de coleta. No caso das análises físicos químicas as luvas não deverão ser lubrificadas com talco.

Os frascos de coleta devem permanecer abertos apenas o tempo necessário para o seu preenchimento e devem ser mantidos ao abrigo do sol até o momento de serem enviados ao laboratório.

Conforme podemos observar nos resultados da espectrometria de contaminantes, tanto Sódio como o Silício está presente no sistema de óleo.

5.1.4. Volume de Amostra.

Os volumes coletados são determinados previamente pelo laboratório que irá executar as análises, pois os volumes serão dependentes das metodologias adotadas por cada um. O que é mais aplicado para a realização das análises laboratoriais, é o volume em torno de 300 ml, na qual deve ser colocado em um frasco com capacidade extra ao coletado. O espaço extra deve ser deixado vazio para permitir uma agitação posterior da amostra coletada. Excesso de lubrificante, após a coleta, deve ser descartado imediatamente, para evitar que as partículas se precipitem.

5.1.5. Rotulação das Amostras.

A rotulação correta de uma amostra de óleo é uma das etapas da coleta que exigem maior atenção, é nela que encontramos todas as informações de rastreabilidade da amostra a ser analisada. Uma amostra de óleo com etiqueta incorreta é inútil se os resultados da análise não puderem ser ligados a um equipamento em particular.

A etiqueta deverá conter as seguintes informações:

- **Nome da empresa:** Para identificação da empresa de onde veio os frascos.
- **Tipo de óleo usado:** Serve para identificar e levantar as características do óleo novo para comparar com as condições encontradas do óleo retirado.
- **Data da coleta da amostra:** Para auxiliar no controle do histórico das amostras.
- **Tipo de combustível usado:** Para identificar alguma contaminação na amostra do referido combustível.
- **Local da coleta no equipamento:** Para indicar se as coletas são realizadas sempre do mesmo local, e se o local pode acarretar alguma interferência na amostra.
- **Número de série do equipamento:** É a identificação única do equipamento, sendo um número de registro inalterável.

- **Horas da turbina desde a última revisão:** Objetivando identificar a ocorrência de variação nos resultados durante certo período de tempo.
- **Horas da turbina desde a última troca/filtragem de óleo:** Utilizada para identificar a ocorrência de variação nos resultados durante certo período de tempo.
- **Quantidade de óleo acrescentada desde a última coleta de amostra:** Utilizada para auxiliar na análise dos resultados da amostra de forma a indicar uma proporção maior ou menor das partículas ou variação das condições físicas do óleo antes e depois da adição.

5.1.6. Acondicionamento e Transporte das Amostras

Após a coleta das amostras, as mesmas devem ser perfeitamente acondicionadas, para evitar quebras, tombamentos das amostras e contaminação. As amostras devem ser transportadas ao laboratório no tempo necessário para que sua análise ocorra dentro do prazo de entrega adequado.

Na preparação da amostra, deve-se:

a) Colocar os frascos na caixa de amostras de tal modo que fiquem firmes durante o transporte;

b) Evitar a colocação de frascos de uma mesma amostra em caixas diferentes.

Se as amostras forem enviadas por meio de transporte comercial, além dos procedimentos já listados, o técnico coletor deve tomar os seguintes cuidados complementares:

c) Prender firmemente a tampa da caixa que contém os recipientes;

d) Identificar a amostra, pelo lado de fora, indicando sua procedência, destino, data de envio e outras datas que sejam importantes;

e) Indicações de “PARA CIMA”, “FRÁGIL” e “PERECÍVEL”, escritas de modo perfeitamente legível.

f) Enviar dentro da caixa, em envelope plástico lacrado, uma cópia da ficha de coleta das amostras enviadas. Como segurança, uma cópia das fichas de coleta deve ser retida com o técnico coletor para garantir a realização e envio das amostras para análise, pois em muitos casos as amostras embaladas são esquecidas de serem enviadas ao laboratório.

5.1.7. Prazo de Entrega das Amostras

A validade de preservação das amostras de óleo, varia conforme as condições de cada óleo, em média o prazo ideal de envio da amostra é entre 2 a 3 dias. Para a análise espectroquímica ou ferrográfica em que se analisa as partículas sólidas existentes, este prazo não tem necessidade de ser especificado. Quanto às condições físico-químicas e a formação de vernizes com reações de reversibilidade, os prazos acabam tendo uma maior influência nos resultados, devido às alterações que podem ocorrer em suas propriedades.

5.1.8. Filtragem de óleo

O tratamento de filtragem visa o condicionamento físico completo do fluido, aumentando o grau de limpeza e reduzindo teores de água, gases, sólidos e borras a níveis próximos aos comparados com óleo novo.

Esse processo de filtragem é mais recomendado em equipamentos que possuem grandes volumes de óleo lubrificante no sistema, pois o custo de filtragem é bem inferior que o a troca de todo óleo do sistema.

O equipamento de filtragem é instalado na linha do sistema de óleo do equipamento tal que durante o período pré-determinado, os técnicos da empresa contratada para filtragem, sob orientação prévia da contratante, efetuam a filtragem sem parada do equipamento.

A preservação de componentes internos (bombas, válvulas, etc..) acontece quando não existem partículas geradas de desgastes no sistema. Essa "usinagem" e "travamentos" destes componentes não ocorrem em fluidos limpos. Os gases facilitam o atrito entre peças e a perda da transmissão de potência em fluidos hidráulicos, além de que alguns desses gases são corrosivos. No processo de filtração obtém-se a degaseificação completa do fluido.

6. RESULTADOS

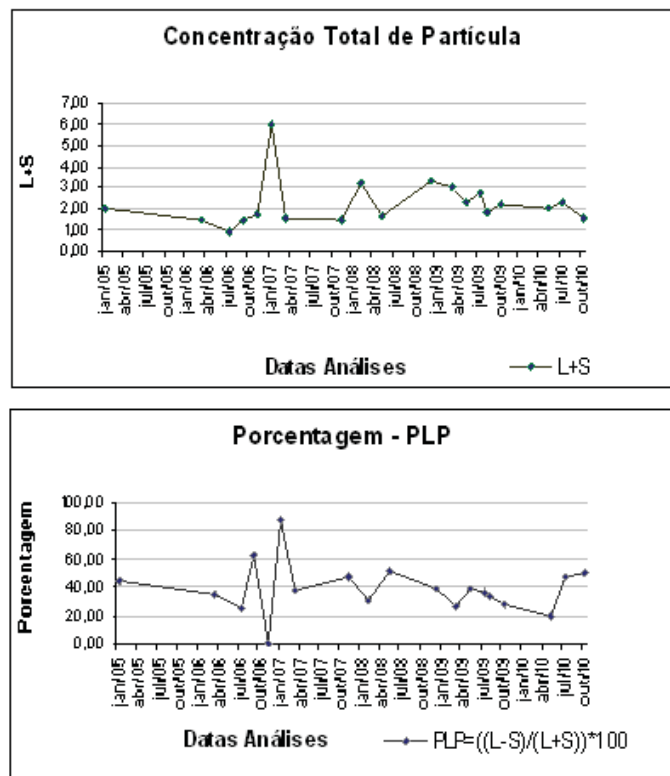
Serão apresentados, a seguir, os gráficos e os valores obtidos no levantamento realizado das análises de óleo de um equipamento. As considerações mais relevantes ao procedimento de coleta de amostras de óleo em turbina, deste levantamento realizado, foram comentadas no decorrer do trabalho.

6.1. Histórico de dados da Turbina a Gás - A

6.1.1. Ferrografia Quantitativa

Na Figura 32 está representado a ferrografia direta conforme apresentado por Cunha (2005). No gráfico de cima o valor da Concentração total de Partícula (L+S) e no de baixo a Porcentagem de Partículas Grandes (PLP).

Figura 32: Resultado da ferrografia quantitativa no TC A.



6.1.2. Espectrometria por Absorção Atômica ASTM D6525

Na Tabela 7 está apresentado o levantamento histórico da análise espectrométrica realizada no óleo da turbina a gás estudada. Nela estão apresentadas as datas e horas de operação do equipamento em que foram realizadas as coletas, assim como os elementos encontrados de metais, contaminantes e aditivos das amostras.

Tabela 7: Dados levantados de espectrometria da base de dados do TC A.

TCA		Espectrometria (ppm)																		
		METAIS										CONTAMINANTES			ADITIVOS					
Datas	Horas Operação	Fe	Cr	Pb	Cu	Sn	Al	Ni	Ag	Ti	V	Si	B	Na	Mg	Ca	Ba	P	Zn	Mo
jan/05	1568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	9	0	2	0	1	3	0
mar/06	5901	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	14	0	3	0	12	5	0
jul/06	7341	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	16	0	3	0	20	4	0
set/06	9060	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	18	0	3	0	22	4	0
nov/06	10404	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	7	0	14	0	1	0	11	4	0
jan/07	11713	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	20	0	3	0	3	6	0
mar/07	14180	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	20	0	3	0	20	7	0
nov/07	5680	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	0	2	0	22	4	0
fev/08	19106	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	21	1	3	0	32	5	0
mai/08	21373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	1	4	0	23	4	0
dez/08	14887	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	3	0	3	4	0
mar/09*	26602/15445	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0	26	0	3	3	26	7	1
mai/09	15794	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	14	0	24	0	3	0	22	5	0
jul/09	17066	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	26	0	2	0	4	5	0
ago/09	28336/17177	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0	3	0	0	3	0
out/09	17403	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	26	0	3	0	6	5	0
mai/10	19182	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	4	0	14	4	0
jul/10	20483	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	1	0	25	0	3	1	28	6	1
out/10	22414	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	3	1	34	6	0

*Realizada a troca de turbina para manutenção geral no fabricante.

Uma observação a ser realizada da Tabela 7, é que em março de 2009 houve a troca da turbina, por uma semelhante de mesma propriedade, pois este equipamento retirado havia atingido as horas de operação recomendadas pelo fabricante para manutenção geral.

6.1.3. Propriedades Físico Química

Na Tabela 8 está apresentado o levantamento histórico da análise físico química realizada no óleo da turbina a gás estudada. Nela são apresentadas as datas de operação do equipamento em que foram realizadas as coletas, assim como a viscosidade (faixa ideal e valor encontrado), índice de acidez (TAN) e quantidade de água das amostras.

Tabela 8: Dados levantados de propriedades Físico Química da base de dados do TC A.

Físico Química - TC A					
VISCOSIDADE @ 40C (cSt)			INDICE DE NEUTRALIZAÇÃO (mgKOH/g)	Água	
Datas	FAIXA IDEAL		VALOR ENCONTRADO	TAN	VALOR (%)
jan/05	26	32	34	0,14	0,0058
mar/06	29	35	35	0,16	0,0070
jul/06	29	35	34	0,16	0,0063
set/06	29	35	33	0,08	0,0065
nov/06	29	35	33	0,16	0,0066
jan/07	29	35	33	0,1	0,0068
mar/07	29	35	34	0,12	0,0082
nov/07	29	35	32,7	0,12	0,0027
fev/08	29	35	33,4	0,16	0,0062
mai/08	29	35	32,9	0,15	0,0015
dez/08	29	35	33,2	0,2	0,0064
mar/09	29	35	33,1	0,15	0,0034
mai/09	29	35	33,2	0,12	0,0033
jul/09	29	35	33,3	0,12	0,0069
ago/09	29	35	35	0,08	0,0056
out/09	29	35	32,5	0,15	0,0048
mai/10	29	35	33,6	0,21	0,0021
jul/10	29	35	32,9	0,12	0,0034
out/10	29	35	33,1	0,1	0,0101

a) Viscosidade cinemática ASTM D445 (cSt = mm²/s)

Na Figura 33 está representado de forma gráfica a propriedade físico química em relação a viscosidade encontrada no óleo durante o período de janeiro de 2005 a outubro de 2010 apresentados na Tabela 8.

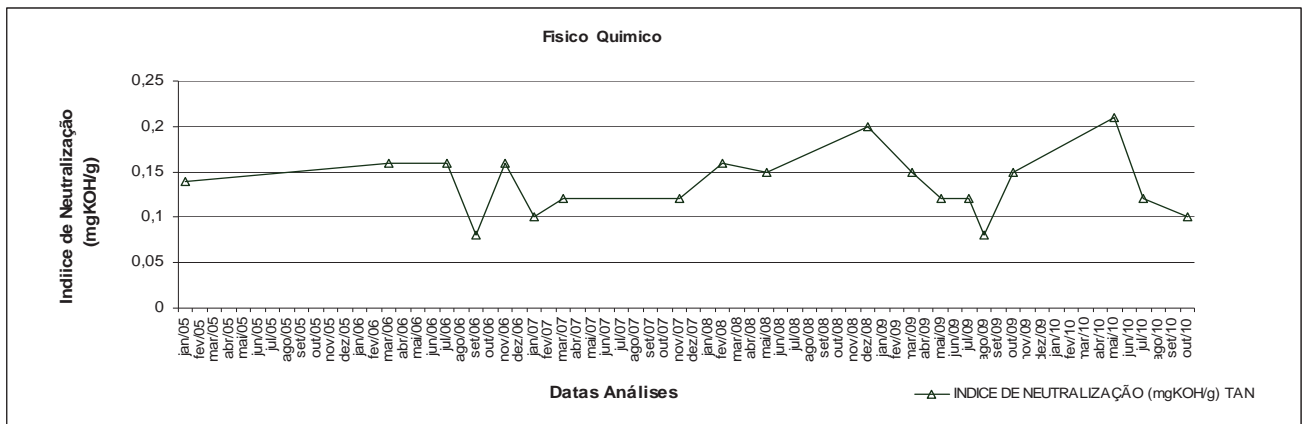
Figura 33: Viscosidade cinemática pelo tempo do óleo do TC A.



b) Índice de Neutralização (TAN): ASTM D 974/ ASTM D 664

Na Figura 34 está representada de forma gráfica a propriedade físico química em relação ao índice de acidez (TAN) encontrada no óleo durante o período de janeiro de 2005 a outubro de 2010 apresentados na Tabela 8.

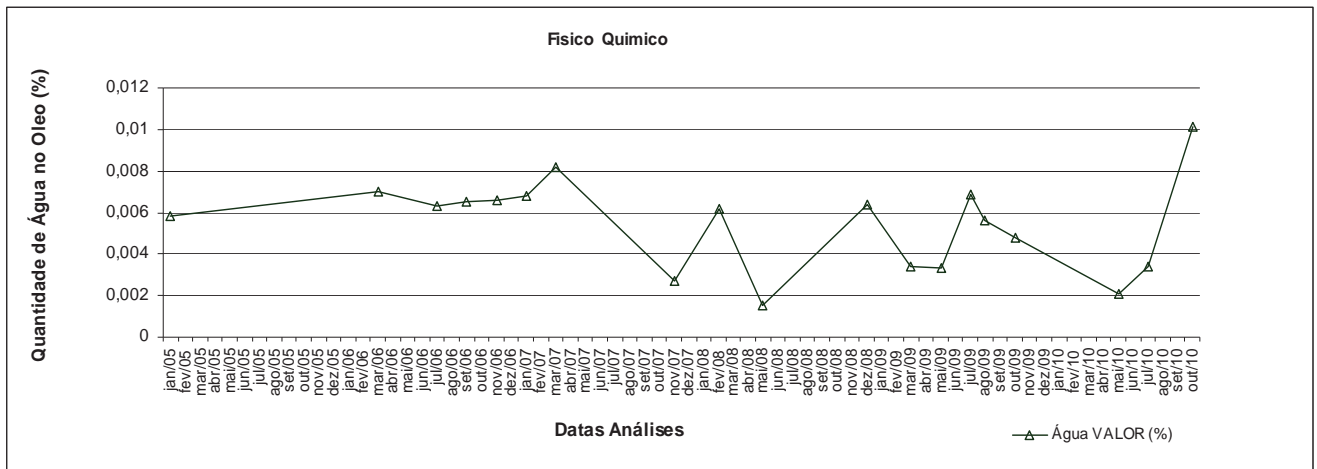
Figura 34: Índice de neutralização (mgKOH/g) pelo tempo do TC A.



c) Água ASTM D1744/ASTM D95/ASTM D6304

Na Figura 35 está representado de forma gráfica a propriedade físico química em relação a quantidade de água encontrada no óleo durante o período de janeiro de 2005 a outubro de 2010 apresentados na Tabela 8.

Figura 35: Porcentagem de água no óleo do TC A pelo tempo.



7. DISCUSSÃO

Pela NBR ISO/IEC 17.025, a amostragem é um procedimento definido, na qual uma parte de uma substância, material ou produto é retirado para gerar uma amostra representativa do todo para ensaio.

Em uma retirada do lubrificante, o planejamento tem por objetivo definir as atividades de coleta, preservação, manuseio e transporte das amostras, de modo a assegurar a obtenção de todas as informações necessárias da forma mais precisa, com o menor custo possível.

Esta fase deve definir, em detalhes, o programa de coleta de amostras de óleo, levando em consideração os métodos analíticos que são aplicados, assim como prever os recursos humanos, materiais e financeiros necessários. Outro ponto de grande relevância é a definição de um laboratório credenciado garantindo padrões de qualidade em seus procedimentos de análise.

Um bom planejamento deverá ser embasado em informações preliminares como: a cuidadosa determinação dos pontos de coleta, o estabelecimento de um itinerário racional e uma periodicidade de forma contínua de coleta, levando em conta a disponibilidade do laboratório para a execução das análises e prazos de preservação das amostras.

Os drenos existentes nos equipamentos servem basicamente para fazer retirada do óleo para ser utilizado em outras finalidades, drenos não são apropriados para a coleta de óleo para fins de análise laboratorial.

Após o planejamento, deve ser realizado um treinamento de conscientização de todo o corpo técnico da empresa que estará envolvido nas coletas de óleo para análise preditiva, na qual se deve informar que a atividade só pode ser realizada com a turbina em condições de

operações, depois que o óleo atingir a temperatura de trabalho, assegurando assim que as concentrações de partículas atingiram uma distribuição uniforme por todo o óleo. Outro ponto é a rigorosidade em se manter os períodos pré-determinados para as coletas para se ter uma conclusão real da variação das condições do óleo ao longo do tempo. Devem ser orientados na utilização da bomba a vácuo de óleo, conforme descrito na metodologia, atentando-se a evitar ações que causam contaminações de óleo e o manuseio e utilização das mangueiras e frascos plásticos esterilizados.

As rotulações das amostras é outro momento importante, essencial para se ter uma rastreabilidade da amostra, é através das informações contidas nestas rotulações que as análises laboratoriais serão relacionadas e assim arquivadas para se manter um histórico confiável.

O acondicionamento para o transporte das amostras deve evitar tombamentos dos frascos e as caixas de armazenamento possuem indicações externas que contém produto frágil e/ou perecível, e internamente uma ficha de coleta de todos os frascos enviados. É importante que o prazo de 2 a 3 dias para envio após coleta das amostras seja obedecido para evitar reações e alterações das propriedades físico-químicas da amostra devido a problema de formação de vernizes pelas reações de reversibilidades, conforme estudado.

A realização ou não da filtragem de óleo é sempre algo a ser discutido. Muitas empresas acham não serem necessárias por pensarem não haver mudança nas condições do óleo, outras aplicam filtragem continuamente em seus equipamentos mais críticos, como óleos de turbinas, geradores ou transformadores devido aos seus grandes volumes de óleo no sistema, em que o custo de filtragem é bem inferior que o a troca de todo óleo do sistema.

Como mostrado nas recentes pesquisas sobre envernizamento do óleo de turbinas a gás, os contaminante insolúveis precursores da formação destes vernizes, chegam a ter a dimensão de $0,01\mu\text{m}$, sendo necessária a realização de filtragem eletrostática para a minimização deste contaminante no óleo para evitar obstruções ou paradas inesperadas dos equipamentos, reforçam-se, com isto, a importância de aplicação desta técnica de filtração.

Verifica-se na Tabela7, que em março de 2009, houve a troca de turbina do sistema, porém não foi realizada uma filtragem no sistema de óleo, com o objetivo de deixá-lo com as características semelhantes de um óleo novo, possibilitando neste caso, ter ocorrido indução de um problema no sistema devido à existência de partículas da outra turbina, assim como ocorrer uma análise imprecisa do óleo da real condição do equipamento novo.

Acredita-se que o processo de filtragem é uma realidade que se tornará cada vez mais comum, visto a evolução dos equipamentos em que cada vez mais serão exigidos lubrificantes resistentes as condições exigidas de operação.

8. CONCLUSÃO

Como foi possível observar a manutenção preditiva por análise de óleo não é restrita somente a uma simples coleta de óleo para análise em um laboratório. Existem diversos procedimentos importantes que antecedem a análise em si e que devem ser seguidos, fazendo com que a confiabilidade dos resultados se torne ainda maior.

A quantidade de informação que pode ser obtida a partir de uma amostra do óleo faz com que passemos a cuidar ainda mais deste produto de essencial função aos equipamentos.

Para que o programa de análise de óleo funcione corretamente as amostras devem ser tomadas de forma periódica, atendendo um plano de manutenção pré-definido pela equipe de planejamento da empresa, considerando como base orientações do fabricante do equipamento. Os resultados possuem maior consistência a partir do momento que são analisados pelo seu histórico, mas para ter um histórico correto, as informações dos rótulos das amostras devem estar padronizadas e preenchidas completamente para que não ocorra dúvida no engenheiro responsável pelos ensaios.

Conforme apresentado por alguns autores durante o levantamento bibliográfico do assunto, o envernizamento do óleo de turbina a gás é uma questão interessante de ser aprofundado nos próximos estudos, visto as técnicas complementares de análise que são necessárias para sua identificação, assim como os riscos que esta formação pode causar ao equipamento. Com estes novos problemas possíveis de serem encontrados nas análises fica claro que os procedimentos de coleta passarão a ser cada vez mais relevante de maneira a evitar divergências dos resultados.

Nos períodos de trocas das turbinas a gás para reparos no fabricante (como ocorrido no equipamento analisado), a filtragem do óleo do sistema é importante para minimizar os particulados deixados pela turbina anterior, de maneira a não fornecer valores “maquiados” nas próximas análises de óleo da nova turbina. Visto nos estudos levantados a existência de partículas menores que 1µm referente aos contaminantes insolúveis, faz-se necessário a realização da filtragem do sistema, mais especificamente o processo de filtragem eletrostática utilizada para extrair partículas menores que 1µm decorrentes do envernizamento do óleo.

As empresas devem criar um banco de dados único contendo todo o histórico de todas as análises de lubrificantes juntamente com os resultados do histórico de vibração do mesmo equipamento para correlação através de planilhamento e assim auxiliar nas tomadas de decisões de manutenções preditivas nos equipamentos.

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi discutido, de maneira sucinta, o conceito de manutenção preditiva e foi feita uma pequena revisão sobre turbinas a gás e os procedimentos adotados nas análises de óleo lubrificante, destacando técnicas pouco conhecidas e pouco aplicadas. Também foi abordado o assunto sobre formação de vernizes no óleo lubrificante de turbinas a gás, devido às condições reais de operação exigindo maiores temperaturas.

Por fim foram apresentados resultados reais do histórico da análise de óleo de uma turbina a gás, na qual foram utilizados para definir as melhores práticas de realização do procedimento de coleta de óleo para análise preditiva em turbinas a gás.

Resumidamente, como sugestões para trabalhos futuros sobre análise de óleo em turbinas a gás, temos:

- ✓ Aprofundamento nos estudos de formação de vernizes nos óleos lubrificantes de turbinas em condições severas de operação;
- ✓ Estudar a técnica da filtragem eletrostática, para confirmar sua real eficiência em segurar partículas menores que 1 micra;
- ✓ Simular laboratorialmente o consumo de antioxidantes dos óleos de turbinas através do comparativo das técnicas RBOT e QSA, assim como QSA e RULER;
- ✓ Realizar testes de alteração físico-química em óleos lubrificantes de turbinas a gás, a fim de comprovar a reversibilidade ocorrida do envernizamento, após um certo tempo da amostra armazenada.

10. REFERÊNCIAS

ALMEIDA, M. T. de. **Mecânico lubrificador. CST – acelor Brasil.** TAJUBÁ: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 2006. 185 p.

ARATO JUNIOR, A. **Manutenção preditiva usando análise de vibrações.** Barueri: Manole, 2004. 190 p.

BALEVIC, D.; BURGER, R.; FORRY, D. **Heavy-duty gas turbine operating and maintenance considerations.** Atlanta: General Electric Company, 2004. Disponível em: < <http://www.cogensp.com.br/cogensp/cogeral.htm>>. Acesso em: 15 fev. 2007.

BARNES, M. Viscosity-how it is measured and reported. **Practicing Oil Analysis.** [S.l.: s n.] p. 46-50, 2002.

COMPRESSOR OILS. **The RBOT test for determining oxidative stability.** [S.l.: s.n., 200-] Disponível em: < <http://www.compressor oils.com/oil-testing-methods/rbot-test.htm> >. Acesso em: 20 dez. 2011.

CUNHA, R. C. **Análise do estado de conservação de um redutor de velocidade através da técnica de partículas de desgaste no óleo lubrificante auxiliada pela análise de vibrações.** 2005. 164 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

FITCH, J. C. **SOTREQ:** manutenção proativa pode economizar 10 vezes mais do que práticas de manutenção preditiva/preventiva convencionais. [S.l.: s n.], 2004. Disponível em:< <http://www.sotreq.com.br/artigostecnicos/>>. Acesso em: 25 nov. 2010.

GE POWER SYSTEMS. **Heavy-duty gás turbine operating and maintenance considerations.** Atlanta: [s.n.], 2003.

HANNON, J. B. **Performance evaluation of new and in-service turbine oils.** [S.l.: s.n.], 2002. Disponível em:< <http://www.machinerylubrication.com/Read/300/turbine-oil-performance> >. Acesso em: 1 dez. 2010.

HANNON, J. B. **Exxon mobil. how to select and service turbine oils.** [S.l.]: Machinery Lubrication, 2001. Disponível em:< <http://www.machinerylubrication.com/Read/210/turbine-oils> >. Acesso em: 20 ago. 2011.

HANNON, J. B. **Performance evaluation of new and in-service turbine oils.** [S.l.]: Machinery Lubrication. practicing oil analysis. , 2002. Disponível em: < <http://www.machinerylubrication.com/Read/300/turbine-oil-performance> >. Acesso em: 15 dez. 2011.

HUTCHINGS, I. M. **Tribology: friction and wear of engineering materials.** Londres: Edward, 1992. 273 p.

IENO, L. C. P. **Seleção de centrais termelétricas utilizando gás natural de cana**. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia)- Escola Politécnica, Universidade do Estado de São Paulo- USP, São Paulo, 2003.

KIMURA, R. K.; GONÇALVES, A. C. **Uso da técnica de análise de óleo em motores diesel estacionários, utilizando misturas de biodiesel e diferentes níveis de contaminação do lubrificante**. 2009. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

LABOROIL. **Laboratório de análise**. [S.l.: s. n.], Disponível em: <
http://www.laboroil.com.br/internet_afq.php >. Acesso em: 9 jan. 2012.

LAGO, D. F. **Manutenção de redutores de velocidade pela integração das técnicas preditivas de análise de vibrações e análise de óleo lubrificante**. 2007. 179 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2007.

LUBRAX TURBINA EP. **Informações técnicas do óleo lubrificante**. [S.l.: s.n., 200-], Disponível em: <
http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:vJNTPaO6g04J:www.br.com.br/wps/wcm/connect/8af74a0046296a3f95aaf74c43885233/ft-lub-ind-turbinas-lubrux-turbina-ep.pdf%3FMOD%3DAJPERES%26CACHEID%3D8af74a0046296a3f95aaf74c43885233+Lubrux+Turbina+EP&hl=pt-BR&gl=br&pid=bl&srcid=ADGEESgZOmVCQuSwSySEk9NKBC55vaRxETRwNnEPTmOyo1VhyZ8NOQ4yt3WtDJkLale-0A53JhNJCEvj5gCMq76MOKJeo7bCVBJKhZsOOqsMV_VHWsjrqAz0rYstmqbNwgUaV3YIktfr&sig=AHIEtbSsXBxwVXg7ZX0TM8ymO692lm_tQw >. Acesso em: 20 jun. 2011.

MÁLAGA, A.; CIRIA, J. I T. **Seguimiento de la formación de partículas insolubles en aceites de turbina de gas**. Espanha: [s.n.], 2008. 14p. (Boletín: Lubrificación y Mantenimiento). Disponível em: <
<http://www.wearcheckiberica.es/Documentacion/DocTecnica/Boletin13.pdf> >. Acesso em: 6 jan. 2012.

MALPICA, L. G. **Manutenção preditiva de motores de combustão interna, à gasolina, através da técnica de análise de lubrificantes**. 2007. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2007.

MOUBRAY, J. **Reliability-centred maintenance (RCM) ou manutenção centrada em confiabilidade**. New York: Aladon, 2000. 448 p.

MOUBRAY, J. **Introdução à manutenção centrada na confiabilidade**. São Paulo: Aladon, 1996. 423 p.

PETROBRÁS. **Lubrificantes: fundamentos e aplicações.** Rio de Janeiro: Petrobras. 1999. 148 p. Área de Tecnologia de Lubrificantes- ATEC – Gerência Industrial (GEI) - PETROBRÁS Distribuidora SA – Duque de Caxias.

PETROTEST. **Constituent separation by centrifuge - PetroCEN (semi-automatic) ASTM D 2273.** Germany: [s.n.], [200-]. 3p. Disponível em: < http://www.petrotest.com/petrotest_product_13-2140_ASTM+D+2273_en.pdf >. Acesso em: 19 abr. 2012.

RULER[®] TECHNOLOGY. **Remaining useful life evaluation routine - condition monitoring technology for your lubricants.** USA: [s.n.], [200-]. 10 p. Disponível em: < http://www.expotechusa.com/catalogs/koehler/Literature/RULER_ePacket1/What_is_RULE_R.pdf >. Acesso em: 15 jan. 2012.

SELLITTO, M.; BORCHADT, M.; ARAÚJO, D. **Manutenção centrada em confiabilidade: uma abordagem quantitativa.** In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO- ENEGEP, 22., 2002, Curitiba. **Encontro...**Curitiba: ABEPRO, 2002. 8 p.

SELLITTO, M. A. Formulação estratégica da manutenção industrial com base na confiabilidade dos equipamentos. **Revista Produção**, São Paulo, v. 15, n. 1, p. 44-59, 2005. ISSN 0103-6513.

SILVA, L. E. E.; ROSA M. A. **Geração térmica, planejamento, projeto e operação.** Rio de Janeiro : Interciência, . 2004. 1296 p.

SILVEIRA, E. L. C.; COELHO, R. C.; MOITA NETO, J. M.; MOUA, C. V. R. de; MOURA, E. M. de. **Determinação de metais em óleos lubrificantes, provenientes de motores de ônibus urbano, utilizando a FAAS.** Teresina: Departamento de Química, Universidade Federal do Piauí, 2010. Disponível em:< http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0100-40422010000900008&script=sci_arttext >. Acesso em: 20 ago. 2011.

SMITH. **Gas turbines and jet propulsion.** 5. ed. Londres: Iliffe & Sons, 1951. 393 p.

SOLAR TURBINES. **About solar - gas turbine overview**, [S.l.: s.n.], 2006. Disponível em: <<http://mysolar.cat.com/cda/layout?m=35442>>. Acesso em: 25 nov. 2010.

SOLAR TURBINES. **Instruções de manutenção e operação.** [S.l.: s.n.], 2005. 547 p.

SERRA, T. Z.; CAVALCANTI, E. J. C.; SIHVENGER, J. C.; MORA, N. D. **Análise comparativa do desempenho do óleo lubrificante tipo turbina antes e após regeneração.** Paraná: UNIOESTE, 2007. 8 p.

SHOPPING TRAY. **Loja virtual de compra e venda de produtos.** [S.l.: s.n.,200-]. Disponível em: < <http://shopping.tray.com.br/oferta/1510-bomba-de-vacuo-manual/id:156046>>. Acesso em: 22 jan. 2012.

TEXACO. **Fundamentos de lubrificação**. Rio de Janeiro: Chevron do Brasil, 2005. 74 p.

TERRADILLOS, J.; AMEYE, J. O; LIVINGSTONE, G. **Conocer el mecanismo de formación de barnices como parte de técnicas analíticas para programas de monitoramento de aceite de turbina de gas**. Espanha: [s.n.], 2008. 14 p. (Boletín: Lubricación y Mantenimiento). Disponível em: < <http://www.wearcheckiberica.es/Documentacion/DocTecnica/Boletin13.pdf> >. Acesso em: 6 jan. 2012.

TROYER, D. **Looking forward to lubricant oxidation? practicing oil analysis (3/2004)**. [S.l.: s.n.], 2004. Disponível em: < <http://www.machinerylubrication.com/Articles/Print/596> >. Acesso em: 20 jan. 2012.

XAVIER, J. N. **Manutenção – tipos e tendências - tecém – tecnologia empresarial Ltda .** Belo Horizonte: [s.n.], 2002. 4 p.

10.1.BIBLIOGRAFIA

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS- ABNT. **NBR ISO/IEC 17025**: Requisitos gerais para competência de laboratórios de ensaio e calibração. Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: < http://www.abnt.org.br/IMAGENS/CERTIFICACAO/pg-02.05__avaliacao_da_conformidade.pdf >. Acesso em: 15 dez. 2011.

ELSAIED, E. **System reliability engineering**. Massachusetts: Addison Wesley Longman, 1996.

GROSH, D. **A primer of reliability theory**. New York: John Wiley & Sons, 1989.

GUEVARA CARAZAS, F. J. **Análise de disponibilidade de turbinas a gás empregadas em usinas termelétricas a ciclo combinado**. 2006. 136 f. Dissertação (Mestrado)- Universidade de São Paulo- USP, São Paulo, 2006.

HOKSTAD, P. The failure intensity process and the formulation of reliability and maintenance models. **Reliability Engineering and Systems Safety**, Barking, v.1, n. 58, p. 69-82, 1997.

JONES JUNIOR, W. R. **Ferrographic and spectrometer oil analysis from a failed gas turbine engine**. Cleveland: Lewis Research Center, National Aeronautics and Space Administration, 1982. 90 p.

KITTIWAKE. ANALEX rpd rotary particle depositor. Reino Unido:[s.n.], 2011. Disponível em: < <http://www.kittiwake.com/ANALEXrpd.htm> >. Acesso em: 20 nov. 2010.

LAFRAIA, J. **Manual de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.

LOCKWOOD, F. E.; DALLEY R. **Lubricant analysis**. In: HENRY, S. D. et al. **ASM handbook: friction, lubrication, and wear technology**. Metals Park: The Materials Information Society, 1992. v. 18, p. 99-312.

MOURA, C. R.; CARRETEIRO, R. P. **Lubrificantes e lubrificação**. Rio de Janeiro: Livros técnicos e Científicos, 1978. v.1.

PULCINI, G. A bounded intensity process for the reliability of repairable equipment. **Journal of Quality Technology**, Milwaukee, v. 33, n. 4, p. 480- 492, oct. 2001.

ROYLANCE, B. J.; HUNT, T. M. **Wear debris analysis**. Oxford: Coxmoor publishing company, 1999.

RMT LABORATORIES, LLC. **Technical information page. spectrographic metals and their sources**. [S.l.: s.n., 200-]. Disponível em: <<http://www.mrmlaboratories.com/Metals.htm>>. Acesso em: 7 ago, 2011.

SEIXAS, E. de S. **Manutenção centrada na confiabilidade - estabelecendo a política de manutenção com base nos mecanismos de falha dos equipamentos**. [S.l.: s.n.], [200-]. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/17172863/Manutencao-Centrada-em-Confiabilidade>>. Acesso em: 20 nov. 2010.

SILVA JÚNIOR, A. I.; CASELLA, R. J. ; BIDART, M. A. F. **Absorção atômica**. Rio de Janeiro: Universidade Estadual do Rio de Janeiro, 2006. (Apostila de espectrofotometria de absorção atômica).

TOMS, L. A. **Machinery oil analysis: methods, automation e benefits**. 2. ed. Virginia Beach: Coastal Skills Training, 1998.