



**SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GMI 30
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

AS NOVAS ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS SOBRE ÓLEO MINERAL ISOLANTE E SEU REFLEXO NO SETOR ELÉTRICO

Jayme L. Nunes Jr. *
Grupo de Trabalho de Líquidos Isolantes
GT D1.01 da CIGRÉ – Brasil

Cláudio Aparecido Galdeano
Comissão de Estudos de Óleo Mineral Isolante
CE 10.1 da ABNT - COBEI

RESUMO

A ocorrência de falhas entre 2004 e 2005 reportadas como devido à ocorrência de ataque ao cobre por enxofre corrosivo em reatores e transformadores no Brasil e no exterior tornou clara a necessidade de discussão sobre a insuficiência das especificações atuais sobre os materiais de construção destes equipamentos de modo a garantir seus parâmetros de funcionalidade.

Ao longo dos anos, com o aumento da criticidade dos projetos de transformadores e reatores e o conseqüente aumento da temperatura média de trabalho, estes materiais vêm sendo submetidos a uma carga de trabalho cada vez maior para atendimento das exigências de maior troca térmica, rigidez dielétrica e vida útil.

Os autores, como coordenadores das comissões e grupo de trabalho citados acima e membros das forças tarefas internacionais da IEC e da CIGRÉ, fazem uma retrospectiva do assunto, uma comparação entre a norma brasileira e as principais normas internacionais e apontam seus futuros desenvolvimentos com a aplicação de novos ensaios e especificações de óleos isolantes.

PALAVRAS-CHAVE

Transformadores e reatores, óleo mineral isolante, especificação, ensaios físico químicos

1.0 - INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de novos métodos de ensaio ou o aprimoramento dos atuais para avaliação da qualidade do óleo isolante é o objetivo principal do Grupo de Trabalho de Líquidos Isolantes D1.01 da CIGRÉ-BR. Forças-tarefa são estabelecidas para desenvolver estes métodos. Estes desenvolvimentos são então submetidos à Comissão de Estudos de Óleo Mineral Isolante 10.1 da ABNT-COBEI para preparação de normas técnicas para controle da qualidade de óleo ou o uso em especificações.

Os óleos minerais isolantes são fluidos utilizados na quase totalidade dos equipamentos elétricos empregados na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. O monitoramento e a manutenção da qualidade deste óleo são essenciais para assegurar a operação confiável destes equipamentos elétricos. Procedimentos para esta finalidade foram estabelecidos por organizações de normalização, agências reguladoras do Setor Elétrico, concessionárias de energia e indústrias em vários países.

Ao longo dos anos, com o aumento da criticidade dos projetos de transformadores e reatores e com o uso de papel termo-estabilizado, permitindo o aumento da temperatura média de trabalho, o óleo isolante vem sendo submetido a uma carga de trabalho cada vez maior para atendimento das exigências de maior troca térmica,

rigidez dielétrica e vida útil. Comprovação prática desta afirmação é a redução ao longo dos anos da relação entre litros de óleo por kVA dos equipamentos (vide figura 1). (1)

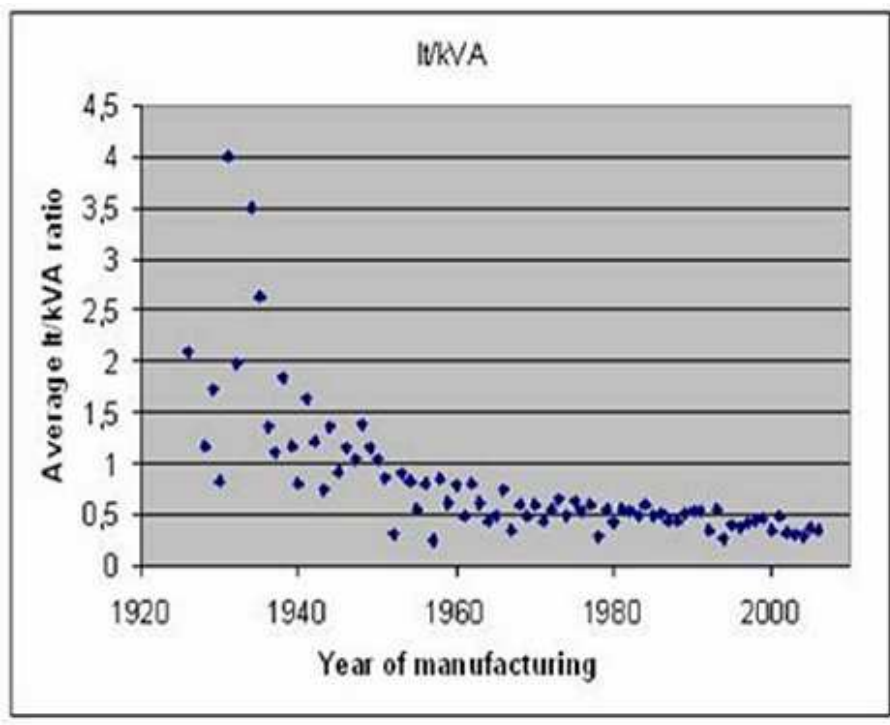


Figura 1 – Relação entre volume de óleo e potência dos equipamentos em L/kVA

Além disso, novos aspectos voltados à questão ambiental, tais como o teor de PCB's (Bifenilas Policloradas ou Ascaréis), a presença de PCA's (Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos), potencialmente carcinogênicos e a inclusão de aditivos como inibidores e passivadores, requerem nova abordagem de controle.

As comissões internacionais da IEC e da CIGRÉ e a própria ABNT estão trabalhando no desenvolvimento de novos métodos de ensaio e da revisão das especificações para evitar que problemas como os que ocorreram recentemente voltem a se repetir.

2.0 - ESPECIFICAÇÃO DE ÓLEO MINERAL ISOLANTE

Como na grande maioria dos produtos industriais, a definição dos limites de projeto para um novo material ou produto é sempre uma solução de compromisso entre desempenho e durabilidade. A formulação de óleos isolantes sejam eles, minerais, vegetais ou sintéticos é um exemplo direto desta afirmação já que muitos dos parâmetros exigidos para um bom desempenho do fluido são, de certo modo, conflitantes entre si.

2.1 Critério das especificações

As últimas revisões das especificações de óleo mineral isolante, tanto nacional como a ANP (Agência Nacional de Petróleo) no Brasil quanto as internacionais como a ASTM (American Society for Testing and Materials) americana e a IEC (International Electrotechnical Commission), têm buscado focar mais na funcionalidade do fluido do que na sua classificação ou caracterização. (2,3,4)

A abordagem da funcionalidade vem ao encontro da expectativa do usuário de obter um bom desempenho do fluido com a máxima durabilidade. Especificações fortemente focadas na caracterização do fluido transferem, de certo modo, a responsabilidade de formular o óleo do fabricante para a entidade responsável pela especificação, seja ela uma organização de normalização como a IEC ou uma agência regulatória como a ANP.

Exemplo prático deste fato é a antiga especificação do DNC (atual ANP) para óleo mineral isolante naftênico, Regulamento Técnico DNC Nº. 3/94, que permaneceu sem revisão até 2005, portanto por 11 anos e que foi

fortemente espelhada em um óleo isolante considerado, na época, de boa qualidade. Após alguns anos, com a evolução das técnicas de refino e da substituição dos crus que servem de base à fabricação, os produtores de óleo isolante passaram a ter dificuldades para compatibilizar a especificação nacional com as internacionais.

2.2 Novos requisitos de corrosividade, saúde e meio ambiente

A partir da ocorrência de falhas em equipamentos pela formação de compostos corrosivos, os organismos de estudos e normalização no Brasil e no Exterior iniciaram esforços para entendimento do fenômeno e a busca de métodos de ensaio que detectassem o potencial corrosivo dos óleos, já que as especificações vigentes na época não foram suficientes para preveni-lo. Todos os óleos minerais, aqui e no exterior, que foram reportados como potencialmente corrosivos pelos novos métodos, atendiam as antigas especificações. (5)

Os novos ensaios, como a NBR 10.505/05, a ASTM D1275B/06 e a nova norma da IEC, atualmente em projeto, trazem requerimentos muito mais severos em relação à corrosividade que suas antigas versões, obrigando os fabricantes de óleo a ajustar suas linhas de produção para produtos com baixos teores de compostos sulfurados trazendo conseqüências diretas na estabilidade da oxidação dos óleos. (6,7)

Outro fato que afeta a formulação dos fluidos são novos requerimentos de saúde e meio ambiente. A necessidade de redução dos PCA's (Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos), para atendimento das exigências da norma IP346 de modo a buscar a não carcinogenicidade do produto, além de menores teores de carbonos aromáticos para torná-los ambientalmente mais amigáveis. Esta redução acaba tendo um efeito positivo sobre as propriedades elétricas, notadamente a Rigidez Dielétrica a Impulso. Exemplo deste comportamento pode ser verificado na Tabela I.

Tabela I: Exemplo da relação entre teor de PCA's no óleo e a Tendência à evolução de gases (Gassing Tendency)

Teor de PCA's (% peso) IP 346	Teor de Aromáticos (%) IEC60590	Rigidez Dielétrica a Impulso (KV) ASTM D3300	Tendência à evolução de gases (µl/min) ASTM D2300B
0.02	5	>300	+33
0.03	7	282	+26
0.11	10	220	+16
0.48	10	196	+11
1.20	10	148	+4

Avaliando-se a Tabela I pode-se verificar uma relação direta entre as características das moléculas do óleo e sua absorção de gás. É bem conhecido e demonstrado em vários artigos, que moléculas aromáticas afetam propriedades de absorção de gases e rigidez dielétrica a impulso do óleo. Para absorção de gás, um alto teor de aromáticos é desejável. Os Hidrocarbonetos Aromáticos reagem da mesma maneira em um transformador como no processo de hidrogenação na refinaria em geral, ou seja, saturando as estruturas aromáticas pela absorção do Hidrogênio. (8)

Para rigidez dielétrica a impulso, um óleo com alto teor de aromáticos, particularmente de PCA's significa baixos valores para rigidez. A Tabela I apresenta os resultados para óleos com teores de PCA's diferentes testados para rigidez dielétrica a impulso e tendência à evolução de gases. Claramente óleos com tendência a evolução negativa apresentam baixa rigidez dielétrica a impulso, embora os valores possam variar para produtos fabricados a partir de diferentes crus.

O método normalizado para determinação de PCA's em óleo é o IP346 e está baseado em extração de DMSO (dimetil sulfóxido) dos PCA's e posterior medição gravimétrica. Há uma correlação entre PCA's e Câncer, óleos com mais que 3% (porcentagem em peso de compostos de DMSO extraíveis) são classificados como potencialmente carcinogênicos e pode requerer controle para aspectos de saúde e segurança. (9)

Também há relação direta entre grau de refino e a tendência à absorção de gás. Como resultado, um óleo mais refinado terá menor propriedade de absorção de gás, principalmente devido ao fato que óleos altamente refinados têm teores mais baixos de PCA's e de compostos aromáticos.

Todos estes aspectos têm forçados os fabricantes a renovar suas linhas de óleos isolantes, trazendo ao mercado novos produtos. Uma tendência que deve ser reforçada pela severidade dos novos requerimentos é a presença de produtos específicos para aplicações específicas.

3. Comparação entre a Norma Brasileira e as Internacionais

A recente revisão da especificação de óleo mineral isolante através da resolução ANP nº. 25, foi baseada em uma proposta conjunta apresentada pela CE 10.1 da ABNT/COBEI e do GT D1.01 da CIGRÉ – Brasil, levando em conta estes novos requerimentos de desempenho, compatibilidade com as normas internacionais além, é

claro, das condições de operação dos equipamentos no Brasil. Este aspecto é particularmente evidenciado no atendimento aos requisitos do método de ensaio de enxofre corrosivo da NBR 10505/05 que é o mais rigoroso quanto à corrosividade dentre as 3 especificações citadas acima. (10)

Uma análise comparativa entre a especificação de óleo mineral isolante brasileira ANP 25/2005, a ASTM D 3487-00 e a IEC 60296-2003 revela grande similaridade de parâmetros. A principal diferença conceitual é quanto à classificação do óleo em relação ao teor do aditivo antioxidante DBPC (2,6-diterciário-butil paracresol). A IEC e a ANP identificam três possibilidades: tipo U (não-inibido); tipo T (com traços de inibidor, máx. 0,08%) e tipo I (inibido com 0,08 – 0,40%). A ASTM só considera o tipo I (máx 0,08%) e tipo II (máx 0,3%). A tabela II abaixo relaciona alguns parâmetros comuns:

TABELA II – Comparação das especificações ANP, ASTM e IEC

Característica	unidade	Especificação		
		ANP 25	IEC 60296	ASTM D3487
DENSIDADE RELATIVA (máx.)		0,861-0,900	0,895	0,91
VISCOSIDADE CINEMÁTICA (máx.) 40°C	mm ² /s	11	12	12
PONTO DE FULGOR (mín.)	°C	140	135	145
TENSÃO INTERFACIAL (mín.)	mN/m	40	NE	40
GASSING TENDENCY (máx.)	µL/m	NE	NE	+30
FATOR DISSIPAÇÃO 100°C (máx.)	%	0,5	0,5 (90°C)	0,3
RIGIDEZ DIELÉTRICA (mín.)	kV	42	30	35
TEOR DE ÁGUA (máx.)	mg/kg	35	30	35

NE: não especificado

Na maioria das situações, o incremento de uma das propriedades vai afetar positiva ou negativamente as demais, por exemplo: quanto menor a viscosidade, maior a velocidade de circulação do óleo e, portanto maior troca térmica. Mas, mesmo neste caso há um limite, já que a redução de viscosidade também significa redução da temperatura de ponto de fulgor que, em um país tropical como o Brasil, tem maior relevância que, por exemplo, em países nórdicos. Vide Figura 2.

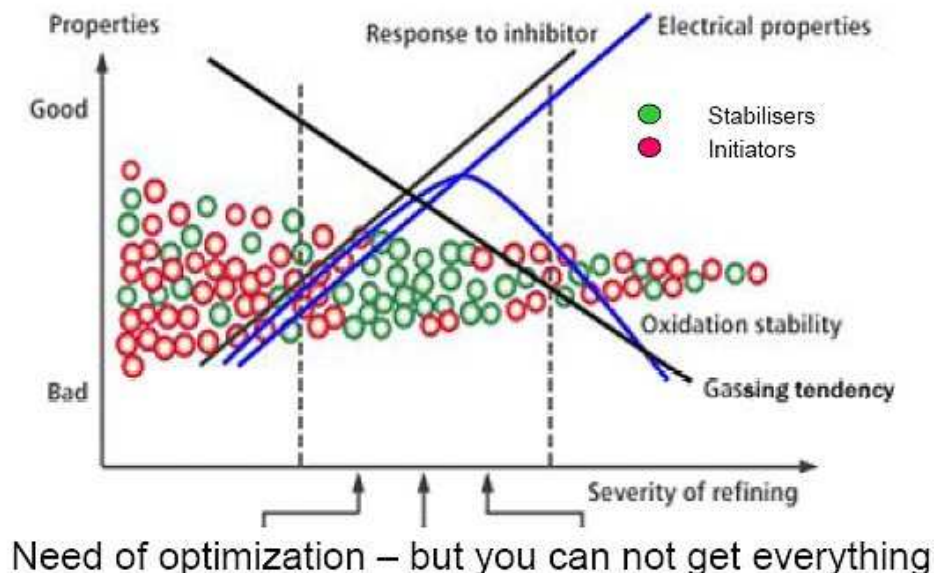


Figura 2 – Perfil de Refino

Em outras situações, como para tensão interfacial, ou propriedades de desempenho a baixa temperatura como o ponto de fluidez, valores mais severos que os especificados não irão trazer benefícios práticos. Valores de tensão interfacial extremamente elevado irão exigir um maior grau de refino, em prejuízo de outras propriedades e, no caso do Brasil, requerimentos especiais de desempenho a baixa temperatura não são necessários.

Alguns parâmetros entre as 3 especificações não podem ser diretamente comparados, pois se baseiam em premissas diferentes. O mais significativo deles é a estabilidade a oxidação. Os requerimentos da IEC baseados no método de ensaio da norma IEC60125 são muito mais severos que os da ASTM, baseados no método de ensaio das normas ASTM D2440 ou D2112. A ANP requer que o óleo atenda a um dos dois métodos (IEC ou ASTM) e não a ambos.

A abordagem da ASTM, mais pragmática neste aspecto, parece mais adequada já que a grande maioria dos equipamentos atuais é selada e, portanto não é necessário uma extrema estabilidade à oxidação. Dentro do conceito de que a formulação do óleo é uma solução de compromisso, requerimentos mais brandos quanto à oxidação permitem formulações ambientalmente mais amigáveis.

Outra característica marcante é a presença de inibidores de oxidação sintéticos como o DBPC. Isto se deve a necessidade de maior grau de refino para atendimento à maior severidade quanto à corrosividade, o que implica em uma menor estabilidade à oxidação natural do óleo. Como consequência prática apenas a necessidade de monitoramento do teor de inibidor fenólico, já comum aos óleos regenerados.

Também é esperada uma mudança positiva no perfil da curva da envelhecimento do fluido já que a concentração dos produtos de oxidação só irá aumentar próximo ao final da vida útil do óleo. Vide figura 3. (11)

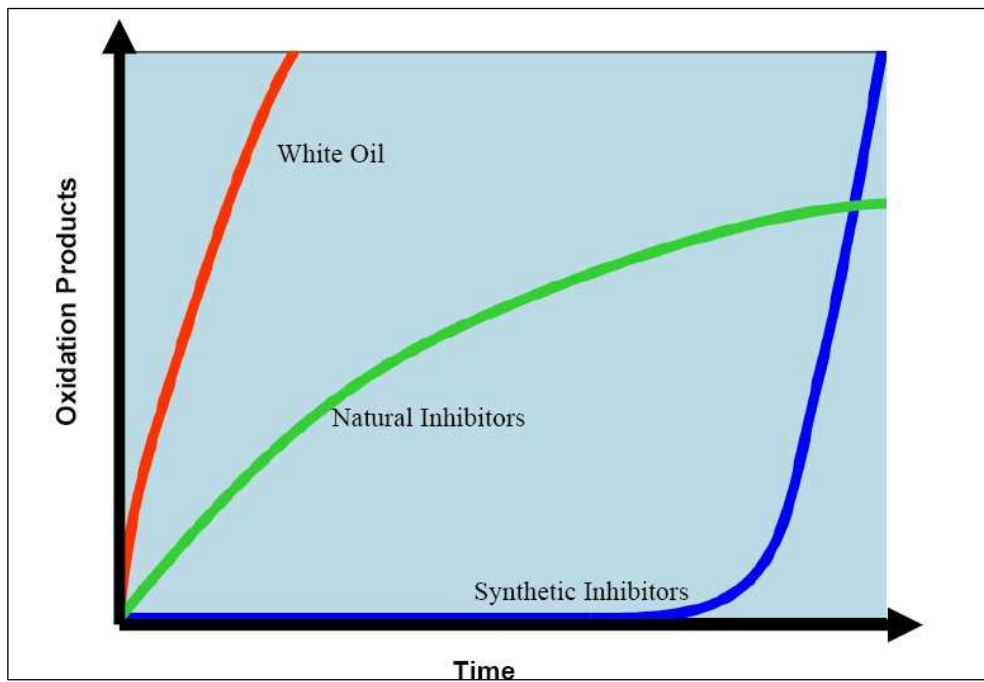


Figura 3 – Perfil Típico de Envelhecimento

4. SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO

O Setor Elétrico brasileiro convive hoje com uma situação que exige diferentes posicionamentos em relação ao gerenciamento do óleo isolante em operação em seus equipamentos:

4.1 Equipamentos com entrada em operação antes do 2º semestre de 2005;

- a) considerados fora do grupo de risco em relação a falhas por enxofre corrosivo.
- b) considerados como no grupo de risco para enxofre corrosivo e que teve seu óleo isolante passivado.
- c) considerados como no grupo de risco para enxofre corrosivo e que teve seu óleo isolante substituído.

4.2 Equipamentos com entrada em operação após o 1º semestre de 2005 e preenchidos com óleo mineral isolante que atende a especificação ANP nº25/2005.

Nota: O grupo de risco para enxofre corrosivo citado acima compreende as seguintes condições: Alto carregamento e por consequência alta temperatura de trabalho; condutores de cobre não envernizados; baixa concentração de oxigênio (sistemas selados) e óleo isolante que não atenda as exigências da atual NBR 10.505. A adição de um passivador derivado do Tolutriazol (TTA) ao óleo foi a técnica de mitigação recomendada pelo fabricante do óleo e pelos fabricantes dos equipamentos como forma de impedir a progressão do problema. (11)

Para os equipamentos enquadrados como 4.1-a, 4.1-c e 4.2: gerenciamento tradicional de acordo com a NBR 10.576/06.

Para os equipamentos enquadrados como 4.1-b: gerenciamento de acordo com a NBR 10576 e monitoramento do teor de passivador ou do potencial de corrosividade do óleo através da NBR 10505/05.

O modo mais simples e efetivo de monitorar a ação protetiva do passivador é realizar o teste de corrosividade com a lâmina de cobre (NBR 10505/05) durante os ensaios físico químicos de rotina do óleo isolante.

Se a engenharia de manutenção optar por um monitoramento direto do passivador, alguns laboratórios já estão habilitados a realizar testes de determinação do teor de produto em óleo através de um método de ensaio ainda não normalizado por colorimetria ou HPLC.

Se, ao longo do tempo, a concentração cair abaixo de 40 ppm, realize um ensaio de enxofre corrosivo de acordo com a NBR 10.505/05 para determinar se o óleo ainda apresenta potencial corrosivo. Em caso positivo, o procedimento de passivação deve ser repetido.

Alguns laboratórios vêm realizando alternativamente o monitoramento do teor de DBDS no óleo. O DBDS (Dibenzil disulfeto), segundo pesquisa realizada pela Terna, foi identificado como o composto que torna o óleo potencialmente corrosivo, embora ainda não haja valores de referência estabelecidos para este composto. (12)

Independente do método de monitoramento, é importante levar em conta que nos equipamentos em operação inicialmente passivados com IRGAMET 39 na concentração de 100 ppm, a taxa de decaimento do passivador no óleo isolante, é dependente principalmente da interação entre o teor do passivador no óleo e no papel isolante. Diferentes tipos de papel apresentam taxas de absorção diversas que podem atingir valores próximos a 40%. Vide figura 4. (13)

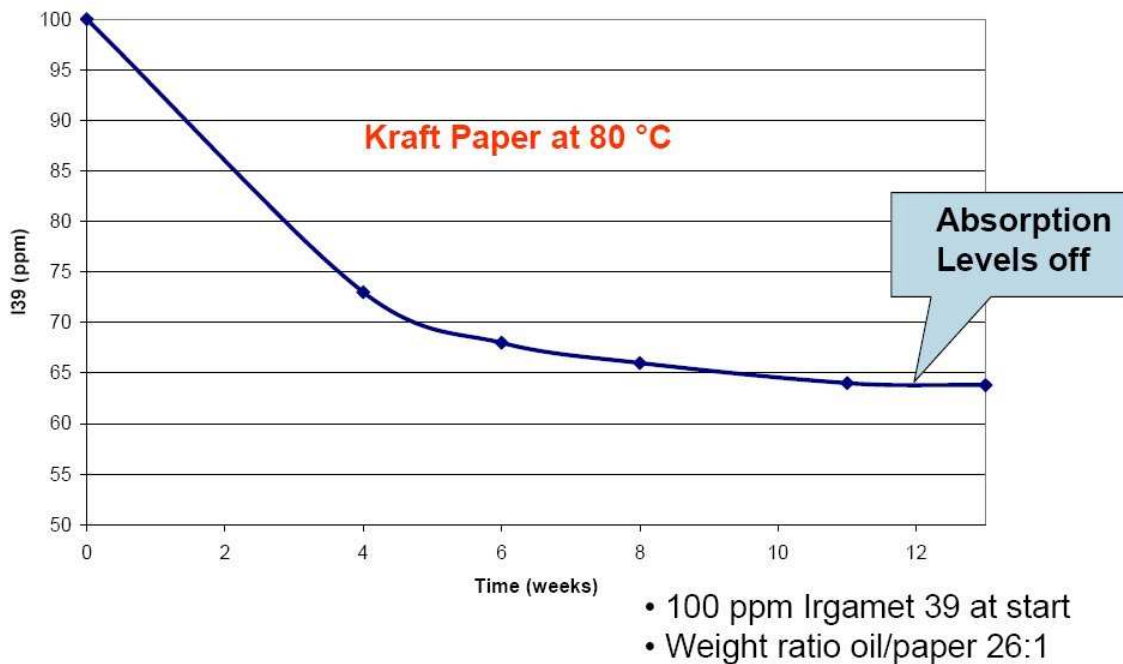


Figura 4 – Absorção do passivador em celulose

5. CONCLUSÃO

Felizmente, a rápida movimentação do Setor Elétrico, aqui e no exterior no estudo do fenômeno do enxofre corrosivo com a disponibilização de técnicas de mitigação e a oferta de óleos isolantes novos sem características de corrosividade, limita o problema as unidades já identificadas.

Apesar do foco na funcionalidade das novas especificações, é importante ressaltar que elas representam os requerimentos mínimos de desempenho do fluido e cabe ao usuário, em conjunto com o fabricante do

equipamento avaliar se, em função das condições particulares de operação ou projeto a que o equipamento será submetido, óleos isolantes com características diferenciadas devão ser utilizados.

Embora os equipamentos elétricos isolados com papel e óleo mineral estejam presentes nos Sistemas de Potência a quase 1 século, a contínua exigência pelo aumento de desempenho e confiabilidade destes sistemas tem levado à introdução de novos materiais como papéis termo-estabilizados, sistemas híbridos com Nomex, novas ligas metálicas, óleos minerais de alta estabilidade a oxidação dentre outros, que vão exigir no futuro uma maior interação entre as partes envolvidas na fabricação e operação destes equipamentos.

O passado já mostrou que simplesmente atender as normas técnicas pode não ser suficiente para fazer frente as novas demandas de consumidores e agentes regulatórios. É importante que todos os envolvidos, sejam eles, fabricantes de materiais, de equipamentos, concessionárias ou agentes regulatórios tenham uma atuação efetiva no desenvolvimento contínuo das normas técnicas e especificações, de modo a prevenir a ocorrência de problemas como os enfrentados recentemente.

Equipamentos isolados com óleo mineral isolante como transformadores e reatores podem parecer máquinas conceitualmente simples mas, em termos químicos são na realidade extremamente complexas com materiais metálicos, orgânicos e inorgânicos interagindo entre si em um ambiente de alta temperatura e fortes campos eletromagnéticos. Estes materiais devem conviver harmonicamente durante períodos de tempo que podem ultrapassar 40 anos com um mínimo de interferências entre si. A alteração das propriedades de apenas um dos materiais pode ser suficiente para causar um descompasso nesse delicado equilíbrio de forças.

Devido a essa complexa interação, muitas vezes os ensaios de laboratório que, em última análise, são simulações, podem não conseguir reproduzir ou espelhar fielmente as reais condições de operação. Simplesmente aumentar a criticidade dos parâmetros de ensaio tem um limite e pode não ser a solução. Na maior parte das vezes, novos ensaios têm de ser desenvolvidos.

Os fóruns de discussão técnica e de normalização têm buscado aprimorar os métodos de ensaio que avaliem as propriedades funcionais do óleo como, por exemplo, o método de determinação de enxofre corrosivo, os ensaios de compatibilidade entre os materiais de construção dos equipamentos elétricos ou os ensaios de estabilidade a oxidação para que reflitam, o mais fielmente possível, a situação real a que estes materiais serão submetidos.

3.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) My Transfo Brasil – Sea Marconi presentation Rio de Janeiro, março/2007.
- (2) ANP N.º 25 de 9.9.2005 – DOU 13.9.2005 – REGULAMENTO TÉCNICO ANP N.º 4/2005 - “Óleo mineral isolante tipo A e B”, 2005.
- (3) ASTM D 3487 – 00 - “Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus”, 2000
- (4) IEC 60296 – 2003 – “Fluids for Electrotechnical Applications – Unused Mineral Insulating Oils for Transformers e Switchgear”, 2003
- (5) CIGRÉ TF A2.31 –Task Force Report – “Copper Sulphide in Transformer Insulation”, ELECTRA 2005
- (6) ABNT NBR 10505 – “Óleo Mineral Isolantes –Determinação de Enxofre Corrosivo”, 2005.
- (7) ASTM D 1275 – 06 - “Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Oils”, 2006
- (8) Pahlavanpour B., Eklund P., Gassing properties of insulating liquid, Nynas Naphthenics Ltd -2003
- (9) IP346, Determination of Polycyclic Aromatic in unused lubricating base oil and asphaltene free petroleum fraction-Dimethyl Sulphoxide extraction refractive index method.
- (10) Grupo de Trabalho de Líquidos Isolantes GT D1.01 da CIGRÉ – Brasil – “Relatório Técnico D1.01-002-2005 Enxofre Corrosivo em Óleo Mineral isolante”, 2005
- (11) Grupo de Trabalho de Líquidos Isolantes GT D1.01 da CIGRÉ – Brasil – Interim Report D1.01- 002/06 “Enxofre Corrosivo em Óleo Mineral Isolante”, 2006
- (12) Maina, R et all, Corrosive Sulphur in Mineral Insulating Oil – IEC TC10, WG 35, Turim, It. 2006
- (13) Dr. Per Wiklund, Oil Oxidation – A tutorial - 14º reunião do GT D1.01 da CIGRÉ – Brasil, Março/2007