



ESTUDO DOS EFEITOS SINÉRGICOS DOS AGENTES DE DEGRADAÇÃO DO SISTEMA ISOLANTE E DA TEMPERATURA NA VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

RT – 001 / 02

ELETROPAULO

Junho, 2002

EQUIPE

**José Mak
Jorge de Sá Alves
Armando Bassetto Filho
Rodolfo de Paula Batista
José Carlos Borba
Douglas Camargo
Marco Gouvêa
Mário Kubota
Carlos A. de Lima
Roberto L. C. Maciel
Iara Rosa do Nascimento
Astrogildo Martins dos Santos
Claudinei Tin**

AUTORES

**Armando Bassetto Filho
Douglas Camargo
José Mak**

FICHA DE IDENTIFICAÇÃO

Classificação de segurança CONFIDENCIAL	Documento nº RT – 001 / 02
Data Junho de 2002	Projeto nº ELETROPAULO-P&D2001
Título e subtítulo Estudo dos efeitos sinérgicos dos agentes de degradação do sistema isolante e da temperatura na vida útil de transformadores de potência	Nº do volume 01 Nº da parte 01
Período do relatório Agosto de 2001 – Maio de 2002	
Título do projeto Estudo dos efeitos sinérgicos dos agentes de degradação do sistema isolante e da temperatura na vida útil de transformadores de potência	
Entidade executora ELETROPAULO e Bassetto&Mak	Coordenador do Projeto Eng.º Douglas Camargo
<p>Resumo (abstract)</p> <p>Com base em levantamento de dados e ensaios de campo, montou-se uma base de dados, contendo os dados dos transformadores de uma amostra representativa dos transformadores de potência do sistema da ELETROPAULO. Por meio do tratamento e das análises dessas informações, estudou-se a correlação dos fatores de degradação do transformador e sua influência na velocidade da decomposição do isolamento líquido e sólido.</p> <p>No estudo da correlação entre as temperaturas do topo do óleo e dos enrolamentos, foram obtidos perfis de temperaturas razoavelmente próximos entre os transformadores, independentemente de tipo, potência e fabricante. A partir da compilação dos dados, foi possível obter uma equação para determinação da temperatura do óleo para qualquer valor percentual da altura do tanque, tendo-se apenas a temperatura do fundo do tanque.</p> <p>O ensaio de infravermelho deve ser acrescentado à rotina de ensaios normalmente executados nos óleos isolantes, uma vez que pode indicar contaminantes de oxidação não-detectados pelos ensaios físico-químicos convencionais. Assim, será possível otimizar a tomada de decisão quanto a ações de manutenção como regeneração do óleo, ou mesmo a qualidade do óleo após a regeneração.</p> <p>O teor de oxigênio do óleo tendeu a cair à medida que o índice de acidez aumentou tanto para os transformadores com sílica quanto para aqueles com membrana. Esta queda do teor de oxigênio pode estar associada a seu consumo pelo óleo e conseqüente aumento do índice de acidez sem que ocorra um suprimento significativo de oxigênio atmosférico. O suprimento do oxigênio atmosférico ocorre principalmente em razão de variações do nível do óleo provocadas por alterações na temperatura de operação do transformador.</p> <p>O teor de oxigênio também tendeu a cair à medida que o teor de furfural aumentou tanto para os transformadores com sílica quanto para aqueles com membrana. Essa queda está associada a uma maior degradação tanto do óleo quanto do papel, evidenciada pelos teores mais elevados de furfural.</p>	
Palavras-chave Transformador de Potência – Sistema Isolante – Degradação – Vida Útil	
Observações	

PREFÁCIO

Foram selecionados aleatoriamente 25 transformadores de potência do sistema da Eletropaulo. Em seguida, coletaram-se dados desses transformadores, tais como: características construtivas, idade, potência, sistema de preservação do óleo, dados de ensaios físico-químicos e cromatográficos do óleo, regime de carga, características da estação onde o transformador está instalado, etc.

Os dados obtidos foram tratados para servirem de base para o estudo dos efeitos sinérgicos dos agentes de degradação do sistema isolante e da temperatura na vida útil de transformadores de potência.

Dessa forma, foi possível estudar os principais parâmetros que afetam o desempenho em longo prazo do sistema isolante de transformadores de potência, constituído principalmente por óleo e papel isolante Kraft.

Fez-se inicialmente o levantamento de dados em campo, a fim de avaliar a precisão das leituras de temperatura do óleo e dos enrolamentos, assim como para determinar as temperaturas reais durante amostragens.

Foram analisados dados dos óleos de transformadores do sistema, de modo a avaliar os efeitos das condições adversas de preservação, denotadas pela presença de agentes nocivos tais como oxigênio e ácidos, e as conseqüências para a vida útil remanescente dos transformadores de potência estudados.

RESUMO

Com base em levantamento de dados e ensaios de campo, montou-se uma base de dados, contendo os dados dos transformadores de uma amostra representativa dos transformadores de potência do sistema da ELETROPAULO. Por meio do tratamento e das análises dessas informações, estudou-se a correlação dos fatores de degradação do transformador e sua influência na velocidade da decomposição do isolamento líquido e sólido.

No estudo da correlação entre as temperaturas do topo do óleo e dos enrolamentos, foram obtidos perfis de temperaturas razoavelmente próximos entre os transformadores, independentemente de tipo, potência e fabricante. A partir da compilação dos dados, foi possível obter uma equação para determinação da temperatura do óleo para qualquer valor porcentual da altura do tanque, tendo-se apenas a temperatura do fundo do tanque.

O ensaio de infravermelho deve ser acrescentado à rotina de ensaios normalmente executados nos óleos isolantes, uma vez que pode indicar contaminantes de oxidação não-detectados pelos ensaios físico-químicos convencionais. Assim, será possível otimizar a tomada de decisão quanto a ações de manutenção como regeneração do óleo, ou mesmo a qualidade do óleo após a regeneração.

O teor de oxigênio do óleo tendeu a cair à medida que o índice de acidez aumentou tanto para os transformadores com sílica quanto para aqueles com membrana. Esta queda do teor de oxigênio pode estar associada a seu consumo pelo óleo e conseqüente aumento do índice de acidez sem que ocorra um suprimento significativo de oxigênio atmosférico. O suprimento do oxigênio atmosférico ocorre principalmente em razão de variações do nível do óleo provocadas por alterações na temperatura de operação do transformador.

O teor de oxigênio também tendeu a cair à medida que o teor de furfural aumentou tanto para os transformadores com sílica quanto para aqueles com membrana. Essa queda está associada a uma maior degradação tanto do óleo quanto do papel, evidenciada pelos teores mais elevados de furfural.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Al₂O₃	Óxido de alumínio
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CO	Monóxido de carbono
CO₂	Dióxido de carbono
Cu	Cobre
DBPC	2,6-di-terciário-butil-paracresol
2FAL	2-furfuraldeído
GC/MS	Cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massa
GP	Grau de polimerização
HPLC	cromatografia líquida de alto desempenho
I•	Radical de inibidor de oxidação
IH	Inibidor de oxidação
IV	Infravermelho
N₂	Nitrogênio
n	número de moléculas do solvente deslocadas da superfície do adsorvente
η	Número de quebras na molécula de celulose
NaOH	Hidróxido de sódio
Na₂S	Sulfeto de sódio
O₂	Oxigênio
•OH	Radical hidroxila
PCB	Bifenila policlorada
R•	Radical de hidrocarboneto
RCHO	Aldeído
RCOOH	Ácido carboxílico
RCOR	cetona
RCOOR	Éster
RH	Hidrocarboneto
ROH	Álcool
ROO•	Radical peróxido
ROOH	Hidroperóxido
Ses	Molécula do solvente no adsorvente
SiO₂	Óxido de silício
Sm	Molécula do solvente
Xes	Molécula do soluto no adsorvente
Xm	molécula do soluto no solvente
u.m.a.	Unidade de massa atômica
UV	Ultravioleta

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

TABELAS

Tabela 1:	Vida do isolamento sólido	11
Tabela 2:		15
Tabela 3:		16
Tabela 4:	Dados sobre gases dissolvidos no óleo	25

FIGURAS

Figura 1:	Molécula de celulose	3
Figura 2:	Pirólise do papel Kraft em sistema fechado e livre de oxigênio. Número de quebras (η) por cadeia a 150 e 180°C	4
Figura 3:	Hidrólise ácida da celulose.	5
Figura 4:	Efeito da umidade na vida do papel isolante imerso em óleo.	5
Figura 5:	Grau de polimerização versus tempo	6
Figura 6:	Grau de polimerização versus tempo	7
Figura 7:	Grau de polimerização versus tempo	7
Figura 8:	Vida do isolamento de celulose versus a temperatura. Fim de vida definido como GP = 200	8
Figura 9:	Tensão de tração versus o tempo	9
Figura 10:	Redução da tensão de tração versus o tempo	14
Figura 11:	Redução do grau de polimerização versus o tempo	15
Figura 12:	Curva característica de vida do isolamento	19
Figura 13:	Diferença de temperatura entre o topo e o fundo do tanque dos transformadores estudados	21
Figura 14:	Perfil da diferenças de temperatura entre o topo e o fundo do tanque de todos os transformadores de 20MVA estudados	22
Figura 15:	Perfil da diferenças de temperatura entre o topo e o fundo do tanque de todos os transformadores estudados	23
Figura 16:	Correlação entre índice de acidez e tensão interfacial	23
Figura 17:	Gráfico de correlação entre a acidez e a banda de carbonila em 1710 cm ⁻¹	24
Figura 18:	Gráfico de correlação entre a tensão interfacial e a banda de carbonila em 1710 cm ⁻¹	24
Figura 19:	Correlação entre o teor de oxigênio e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica	26
Figura 20:	Correlação entre o teor de oxigênio e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa	26
Figura 21:	Correlação entre o teor de oxigênio e a tensão interfacial de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica	27
Figura 22:	Correlação entre o teor de oxigênio e a tensão interfacial de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa	28

Figura 23:	Correlação entre o índice de acidez e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica gel	29
Figura 24:	Correlação entre o índice de acidez e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa	29
Figura 25:	Correlação entre a tensão interfacial e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica gel	30
Figura 26:	Correlação entre a tensão interfacial e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa	30
Figura 27:	Correlação entre o teor de oxigênio e o índice de acidez de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica gel	31
Figura 28:	Correlação entre o teor de oxigênio e o índice de acidez de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa	31
Figura 29:	Correlação o teor de furfural e a porcentagem de carregamento	32
Figura 30:	Correlação entre e a porcentagem de carregamento	33
Figura 31:	Correlação entre o somatório dos gases CO e CO ₂ e a concentração de furfural	33

Sumário

1.	Introdução	1
2.	Objetivos	1
3.	Resultados esperados	1
4.	Descrição sumária da metodologia adotada	1
5.	Degradação de óleos minerais isolantes	2
6.	Avaliação da influência de agentes externos na degradação do sistema isolante sólido de transformadores de potência	3
6.1.	Composição do papel isolante	3
6.2.	Mecanismos da degradação do papel	4
6.2.1.	Degradação térmica	4
6.2.2.	Degradação hidrolítica	5
6.2.3.	Degradação oxidante	8
7.	Definição dos principais parâmetros para acompanhamento do desempenho do sistema isolante sólido em longo prazo	9
7.1.	Taxa de envelhecimento térmico	9
7.2.	Taxa de envelhecimento por umidade	11
7.3.	Taxa de envelhecimento por oxidação	12
7.4.	Expressão modificada de Arrhenius	13
8.	Avaliação da vida remanescente dos sistemas isolantes nas condições reais a que são submetidos os transformadores	13
9.	Validação econômica do modelo	18
10.	Avaliação das leituras de temperatura do óleo e dos enrolamentos	20
10.1.	Procedimentos de campo	20
10.2.	Avaliação dos resultados	21
11.	Estudo de alternativas para medição de produtos de decomposição	23
12.	Determinação no nível de influência dos agentes externos na velocidade de degradação do óleo isolante	25
12.1.	Dados analisados	25
12.2.	Avaliação dos dados	25
13.	Avaliação dos sistemas de conservação do óleo na preservação da vida útil dos transformadores de potência	27
14.	Avaliação do efeito dos contaminantes externos em associação aos diferentes níveis de solicitação a que estão submetidos os enrolamentos	32
15.	Conclusão	33
16.	Cronograma	35
17.	Orçamento	36
18.	Estratégia de difusão tecnológica dos resultados	37
	Referências bibliográficas	37

1. INTRODUÇÃO

Foram selecionados aleatoriamente 25 transformadores de potência do sistema da Eletropaulo. Em seguida foram coletados dados desses transformadores, tais como: características construtivas, idade, potência, sistema de preservação do óleo, dados de ensaios físico-químicos e cromatográficos do óleo, regime de carga, características da estação onde o transformador está instalado, etc.

Os dados obtidos foram tratados para servirem de base para o estudo dos efeitos sinérgicos dos agentes de degradação do sistema isolante e da temperatura na vida útil de transformadores de potência.

2. OBJETIVOS

O presente trabalho visou a estudar os principais parâmetros que afetam do desempenho em longo prazo do sistema isolante de transformadores de potência, constituído principalmente por óleo e papel isolante Kraft.

Inicialmente foi feito o levantamento de dados em campo, a fim de avaliar a precisão das leituras de temperatura do óleo e dos enrolamentos, assim como para determinar as temperaturas reais durante amostragens.

Foram analisados dados dos óleos de transformadores do sistema, de modo a avaliar os efeitos das condições adversas de preservação, denotadas pela presença de agentes nocivos tais como oxigênio e ácidos, e as conseqüências para a vida útil remanescente dos transformadores de potência estudados.

3. RESULTADOS ESPERADOS

Os resultados esperados do estudo foram os seguintes:

Avaliar a influência de agentes externos na degradação do sistema isolante sólido de transformadores de potência.

Definir os principais parâmetros para acompanhamento do desempenho do sistema isolante sólido ao longo prazo.

Avaliar a vida remanescente dos sistemas isolantes nas condições reais a que são submetidos os transformadores.

Avaliar as leituras de temperatura do óleo e dos enrolamentos.

Determinar o nível de influência dos agentes externos na velocidade de degradação do óleo isolante.

Avaliar os sistemas de conservação do óleo na preservação da vida útil dos transformadores de potência.

Avaliar o efeito dos contaminantes externos em associação aos diferentes níveis de solicitação a que estão submetidos os enrolamentos.

4. DESCRIÇÃO SUMÁRIA DA METODOLOGIA ADOTADA

Foram selecionados aleatoriamente 25 transformadores de potência do sistema da Eletropaulo. Em seguida, coletaram-se dados desses transformadores, tais como: características construtivas, idade, potência, sistema de preservação do óleo, dados de ensaios físico-químicos e cromatográficos do óleo, regime de carga, características da estação onde o transformador está instalado, etc.

Os dados obtidos foram tratados para servirem de base para o estudo dos efeitos sinérgicos dos agentes de degradação do sistema isolante e da temperatura na vida útil de transformadores de potência.

Dessa forma, foi possível estudar os principais parâmetros que afetam do desempenho em longo prazo do sistema isolante de transformadores de potência, constituído principalmente por óleo e papel isolante Kraft.

Fez-se inicialmente o levantamento de dados em campo, a fim de avaliar a precisão das leituras de temperatura do óleo e dos enrolamentos, assim como para determinar as temperaturas reais durante amostragens.

Foram analisados dados dos óleos de transformadores do sistema, de modo a avaliar os efeitos das condições adversas de preservação, denotadas pela presença de agentes nocivos tais como oxigênio e ácidos, e as conseqüências para a vida útil remanescente dos transformadores de potência estudados.

5. DEGRADAÇÃO DE ÓLEOS MINERAIS ISOLANTES

Os óleos isolantes oxidam-se em serviço, sofrendo alterações de suas propriedades químicas e físicas. A cor torna-se escura e surge odor em conseqüência da formação de compostos ácidos leves, que são seguidos pelo surgimento de depósitos geralmente acompanhados por aumento da viscosidade.

O processo designado por oxidação é um conjunto de reações químicas complexas e lentas em que os hidrocarbonetos reagem com o oxigênio. Tal degradação é considerada como oxidação homogênea do óleo pelo oxigênio molecular dissolvido. A espontaneidade de propagação é a principal característica, mais importante até mesmo que a iniciação. A oxidação do óleo é uma sucessão complexa de reações radicalares conhecidas como “auto-oxidação”.

O processo de oxidação de misturas de hidrocarbonetos foi objeto de diversos estudos [9-11]. Admite-se que a oxidação segue um mecanismo de reações em cadeia iniciadas por radicais livres. Tais reações são denominadas “autocatalíticas”, pois os produtos formados pela oxidação servem de catalisadores. A catálise é atribuída à radiação fotoquímica, aos peróxidos resultantes da oxidação (autocatálise), aos radicais livres e a certos metais, em particular cobre e ferro, empregados, respectivamente, nos enrolamentos e no circuito magnético de transformadores. O campo elétrico e a luz também podem influenciar a oxidação de óleos minerais.

O oxigênio exerce papel extremamente importante no processo de oxidação. Eliminando praticamente todo o oxigênio dissolvido no óleo e evitando o contato posterior deste com o oxigênio, inibe-se o processo de oxidação [5]. Quando a concentração de oxigênio é elevada, formam-se ácidos. O acúmulo dos produtos ácidos conduz a reações de condensação e polimerização oxidativa, que levam à formação de produtos de condensação [12]. Até o limite correspondente ao máximo de hidroperóxidos, a taxa de oxidação depende do teor de oxigênio. O aumento do teor de oxigênio acima desse limite não produz efeito na taxa de oxidação [13-14].

A temperatura também exerce grande influência no processo de oxidação, pois o calor ativa a oxidação dos hidrocarbonetos do óleo. Embora quimicamente estáveis, os compostos saturados (parafínicos ou naftênicos) são atacados pelo oxigênio assim que a temperatura atinge 50-60°C. A velocidade de reação dobra para elevações de temperatura de 8 a 10°C, quando a temperatura do óleo está na faixa normal de trabalho (cerca de 80°C) [1]. A temperaturas mais baixas, formam-se peróxidos e

hidroperóxidos (produtos primários de oxidação). A temperaturas mais elevadas, são formados álcoois, compostos carbonilados e ácidos, juntamente com produtos leves como H₂O, CO e CO₂. O efeito da temperatura na resultante composição dos produtos de oxidação é uma das causas da disparidade entre dados de oxidação acelerada em laboratório e aqueles obtidos em condições normais de funcionamento de transformadores [1].

6. AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DE AGENTES EXTERNOS NA DEGRADAÇÃO DO SISTEMA ISOLANTE SÓLIDO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

6.1. Composição do Papel Isolante

A celulose, o componente básico do kraft de isolamento é um polímero natural encontrado nas plantas. Um polímero é um composto químico feito de um grande número de unidades moleculares unidas umas às outras. A unidade molecular que forma um polímero é chamado de monômero. Os polímeros são produzidos pela natureza ou pelo homem. As proteínas e a celulose são exemplos de polímeros naturais. O teflon, o poliéster e o polietileno são alguns exemplos de polímeros feitos pelo homem.

O monômero, ou unidade molecular, que compõe a celulose, é a glicose, um açúcar produzido por plantas verdes no processo da fotossíntese. A celulose forma a estrutura das paredes da célula das plantas. Milhares de unidades de glicose são juntadas para compor a celulose (Figura 1). Durante a formação da celulose, cada unidade de glicose perde um hidrogênio e uma hidroxila, também criando uma molécula de água. É por este motivo que os resíduos de glicose que compõem a molécula de celulose são também chamados de anidroglicose. A ligação entre os resíduos de glicose é feita por um átomo de oxigênio. No caso da celulose, a ligação é sempre entre o carbono #1 do primeiro resíduo de glicose e o carbono #4 do segundo. Esta união é chamada de ligação glicosídica beta 1 → 4, devido ao tipo de glicose envolvido.

O número de anéis de resíduos de glicose na molécula de celulose pode ser expresso pelo seu grau médio de polimerização (GP). Considerando que a fibra de celulose é composta de uma mistura de moléculas de celulose com diferentes tamanhos, o valor de GP ao qual se refere é sempre uma estimativa do número médio de anéis nas moléculas [26].

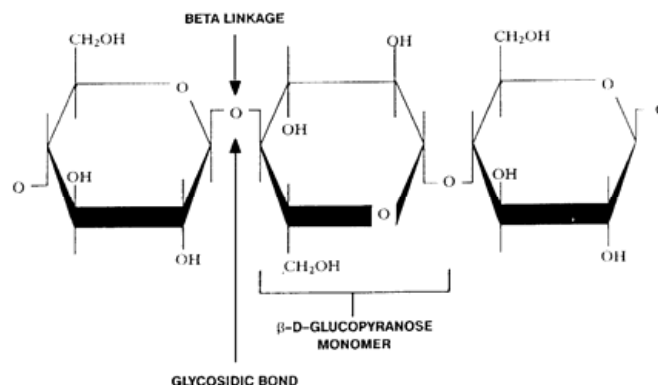


Figura 1: Molécula de celulose.

6.2. Mecanismos da Degradação do Papel

O calor, a umidade e o oxigênio são os três fatores mais importantes de degradação do papel kraft. A ação de cada um destes fatores será discutida em detalhe.

6.2.1. Degradação térmica

A degradação térmica (ou pirólise) da molécula de celulose se inicia devido à concentração de energia vibracional que é termicamente suprida por seus átomos em ligações individuais de C-H, C-O e C-C. À medida que isto cliva as ligações, compostos como a água, monóxido de carbono, dióxido de carbono, ácidos orgânicos e glicose são formados. Estas reações ocorrem até uma temperatura de 200°C. Acima desta temperatura, outras reações podem acontecer. Nas pontas da molécula de celulose, um tipo específico de degradação térmica ocorre desacoplando o último monômero cuja estrutura é reorganizada para criar outra substância, principalmente levoglicosano [36-38].

Moser e outros [28] afirmam que a pirólise pura ocorre a temperaturas que excedem 180°C. Entretanto, a celulose tem que estar seca e o ambiente deve estar livre de oxigênio para que a pirólise pura possa acontecer. Caso contrário, os outros dois tipos de degradação podem ocorrer ao mesmo tempo. Lampe e Spicar [38] conduziram experimentos de laboratório nos quais amostras secas de papel kraft foram envelhecidas em ampolas de vidro selado e enchidas com nitrogênio seco, com um teor residual de oxigênio de menos que 100 ppm. Como mostra a Figura 2, uma degradação mínima pode ser vista para o papel envelhecido a 150°C, provavelmente devido ao oxigênio residual. Entretanto, a 180°C, ocorre um aumento agudo na degradação. Este tipo de pirólise na variação de temperatura entre 100-200°C é simplesmente uma oxidação moderada [38].

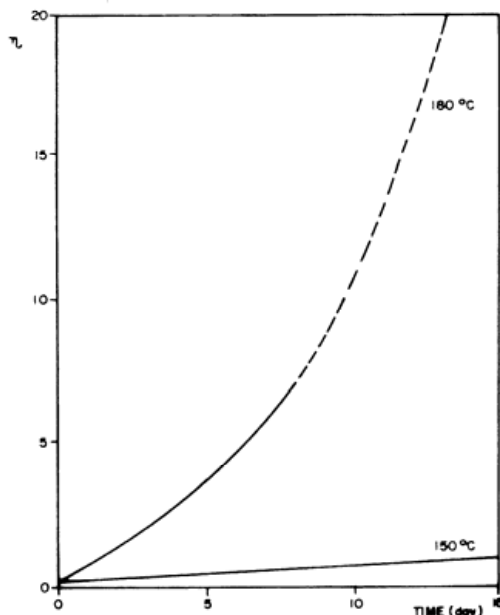


Figura 2: Pirólise do papel Kraft em sistema fechado e livre de oxigênio. Número de quebras (η) por cadeia a 150 e 180°C.

6.2.2. Degradação hidrolítica

A degradação de celulose causada pela água é chamada de hidrólise. É catalisada por um ácido que quebra a ligação glicosídica entre os dois resíduos de glicose. Embora alguma reação intermediária ocorra, o resultado final é a divisão de uma molécula de água para estabilizar o resíduo de glicose e a recuperação do catalisador ácido que iniciou a reação. A Figura 3 mostra a reação química em mais detalhes [23].

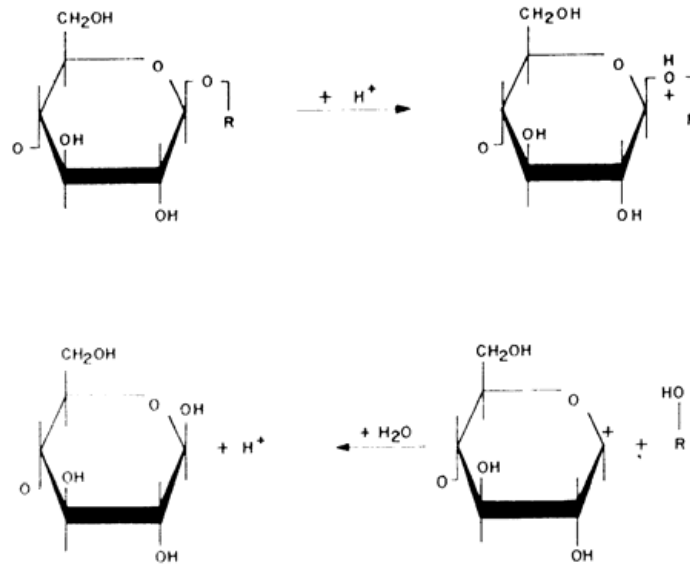


Figura 3: Hidrólise ácida da celulose.

Um conjunto de experimentos laboratoriais feitos por Clark [39] demonstra o efeito da água no envelhecimento de celulose (Figura 4). Baseado nos resultados dos ensaios de tensão de tração obtidos nesses experimentos, Clark afirma que a vida mecânica do papel ficou reduzida pela metade quando o teor de água foi aumentado em 100%. Conclusão semelhante foi feita por Fabre e Pichon [40] com base em resultados do ensaio de grau de polimerização (GP) obtidos dos seus ensaios laboratoriais. Eles afirmaram que a vida do papel fica reduzida pela metade do seu valor original quando o teor da água dobra.

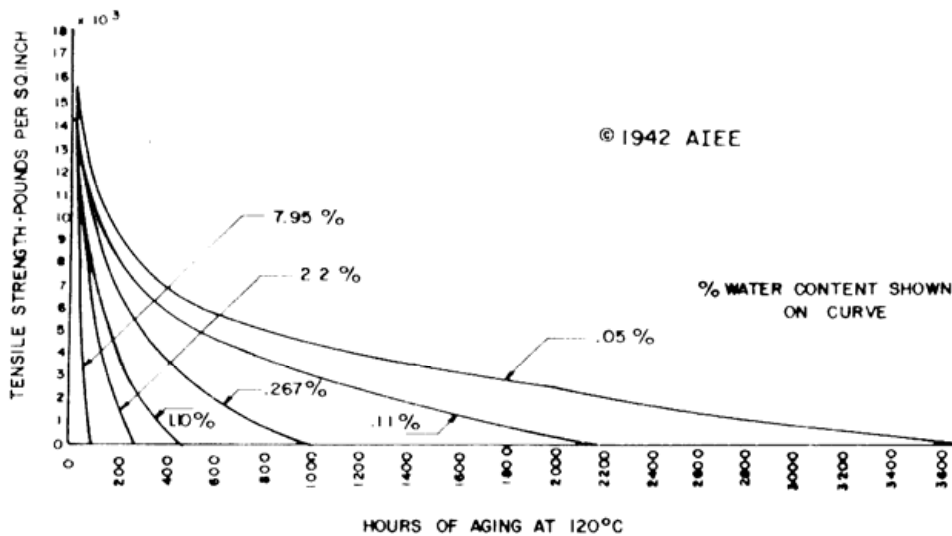


Figura 4: Efeito da umidade na vida do papel isolante imerso em óleo.

De acordo com Griffin e Christie [25], a água encontrada no papel kraft em um transformador está encontrada principalmente na forma de vapor ou água livre em capilares. Na forma de vapor, a água é ligada ao hidrogênio dos grupos hidroxilas das moléculas de celulose que de outra maneira geralmente estão envolvidas nas ligações de hidrogênio entre os resíduos de glicose em uma molécula de celulose ou entre moléculas adjacentes de celulose. Devido às ligações de hidrogênio entre as moléculas de água, estas formam múltiplas camadas e se acumulam em pequenos poros na estrutura de celulose. As hemiceluloses absorvem a maior parte da água enquanto o papel se hidrata, porque estas têm mais grupos hidroxilas livres.

Lampe e Spicar [38] afirmam que a água ataca apenas 30% das moléculas de celulose que estão na forma amorfa. O restante dos 70% do seu comprimento é firmemente comprimido em arranjos cristalinos. Eles também afirmam que a água produzida pela pirólise e a oxidação é em parte consumida pela hidrólise, que não gera qualquer gás.

Mesmo quando a água está em baixa concentração, participará na degradação do papel quando ácidos da oxidação de óleo estão presentes. Num experimento de laboratório feito por Siqueira e outros [41], amostras de papel kraft foram secadas em um forno a 80°C durante 16 horas e sob vácuo a 105°C durante 24 horas. Então foram impregnadas sob vácuo com óleo isolante e foram envelhecidas a 155°C durante 600 horas em tubos de vidro selados e enchidos com atmosfera de nitrogênio seco. Um dos conjuntos de amostras foi envelhecido em contato com um novo óleo não inibido e o outro foi envelhecido em um óleo não inibido ácido. Os números de neutralização destes óleos eram 0,03 mg KOH/g e 0,35 mg KOH/g, respectivamente. Ambos óleos foram previamente desgasificados e secos. O teor de água era de 17 ppm para o óleo novo e 13 ppm para o óleo ácido. Levou seis vezes mais tempo para o papel envelhecido no óleo novo a atingir um GP de 200 do que o papel envelhecido em óleo ácido (Figura 5).

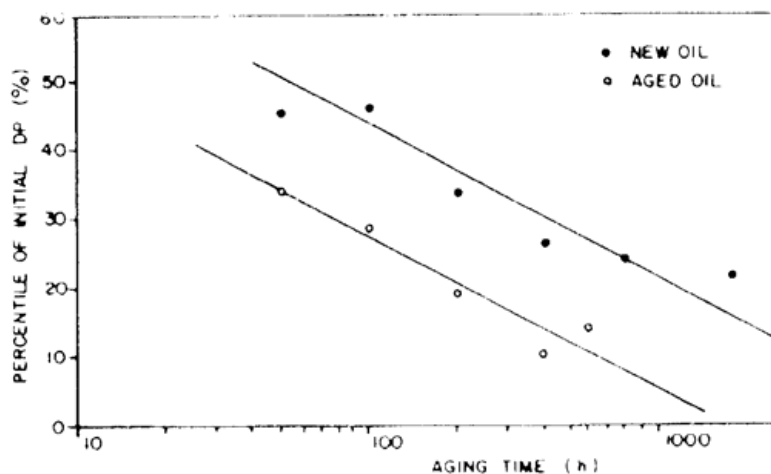


Figura 5: Grau de polimerização versus tempo.

O envelhecimento de papel kraft é também acelerado quando polares não ácidos estão presentes em óleos recuperados não inibidos. Bassetto e outros [42] conduziram estudos de envelhecimento em laboratório nos quais óleos envelhecidos de serviço foram recuperados sob condições de laboratório e foram envelhecidos em tubos de ensaio abertos a 100°C durante 384 horas. Os compostos polares não ácidos residuais foram medidos nos óleos recuperados por espectroscopia infravermelha. Os óleos recuperados foram divididos em dois grupos, isto é, aqueles que tinham uma

quantia detectável de polares não ácidos e aqueles com uma quantia não detectável de polares não ácidos. As amostras de papel kraft forma envelhecidas em óleos de cada grupo. Uma queda acentuada no GP foi observada em papeis envelhecidos em óleos recuperados contendo uma quantidade inicial mensurável de polares não ácidos. A redução de GP foi atribuída aos ácidos formados de compostos não ácidos que são precursores de ácidos (Figura 6). Quando o DBPC, um inibidor de oxidação, foi adicionado aos óleos, o papel envelhecido em óleos contendo uma quantidade detectável de polares não ácidos não se deteriorou tão rapidamente (Figura 7). O DBPC adiou a conversão de polares não ácidos em compostos ácidos e retardou o conseqüente envelhecimento do papel [43].

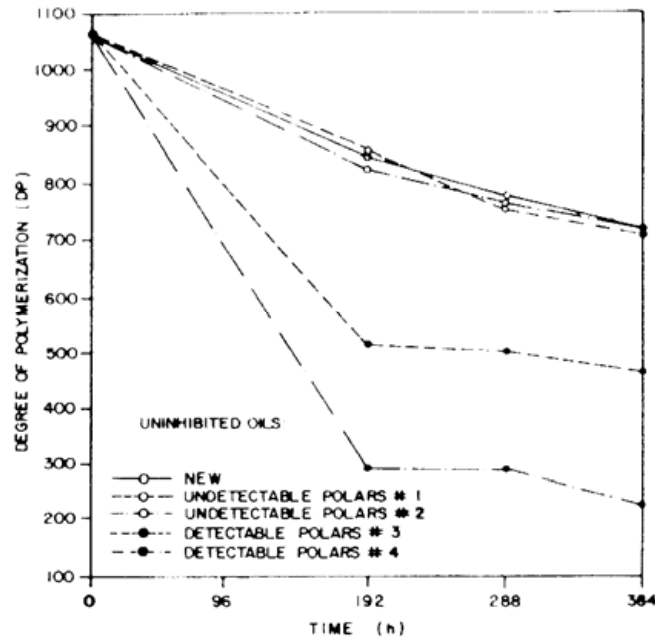


Figura 6: Grau de polimerização versus tempo.

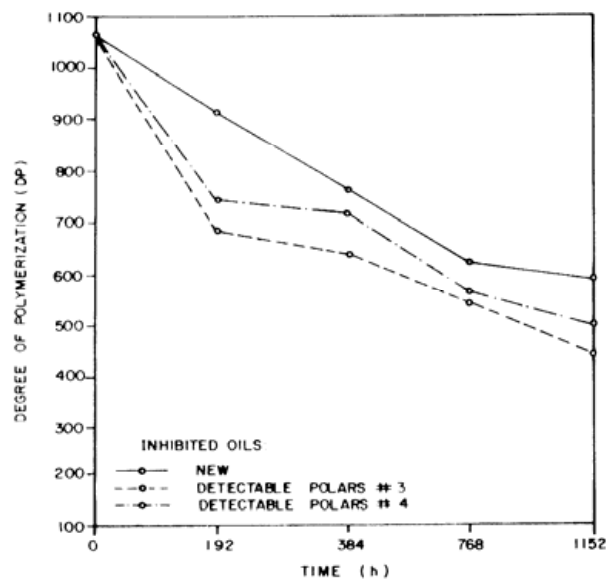


Figura 7: Grau de polimerização versus tempo.

6.2.3. Degradação oxidante

A molécula de celulose é também degradada pelo oxigênio. Pode ser oxidada por grupos hidroxilas do carbono #2 e/ou 3 para formar dois grupos aldeídicos ou ácidos, ou atacar o carbono #6 também para formar um grupo aldeídico ou ácido. Quando os carbonos #2 e/ou 3 são atacados, o anel de glicose é aberto e pode conseqüentemente formar CO, CO₂, H₂ [44]. Como foi dito anteriormente, a água é também produzida pela decomposição de anéis de glicose. Portanto, a hidrólise e as reações de oxidação não são independentes umas das outras. A mudança em estrutura de celulose enfraquece as ligações glicosídicas e contribuem para a cisão em cadeia. Por motivos práticos, a celulose se oxida a temperaturas acima de 100°C. A água obtida neste processo causa a degradação hidrolítica adicional e reduz as ligações de hidrogênio entre os grupos hidroxilas. Isto influencia diretamente a força mecânica entre as moléculas, fibrilas e fibras [28].

Fabre e Pichon [40] afirmam que o papel envelhecido em células de ensaio aberto em contato com o ar degrada 2,5 vezes mais rapidamente do que aquele envelhecido em células de nitrogênio ou seladas a vácuo. Entretanto, Lampe [44,45] apresentou diferentes resultados de ensaios. Em comparação a um transformador livre de oxigênio (<300 ppm de oxigênio), a taxa de envelhecimento do papel é cinco vezes mais rápida em uma unidade selada e de 40 a 50 vezes maior do que em um transformador aberto [44]. Teoricamente falando, isto significa que o papel em um transformador aberto envelhecerá 10 vezes mais rápido do que em uma unidade selada operando à mesma temperatura (Figura 8) [45]. Griffin [46] afirma que a temperaturas maiores que 110°C, o oxigênio é rapidamente consumido por camadas externas de papel em volta do condutor. A distribuição do oxigênio em camadas de papel depende da espessura do papel, do número de camadas e da firmeza das camadas.

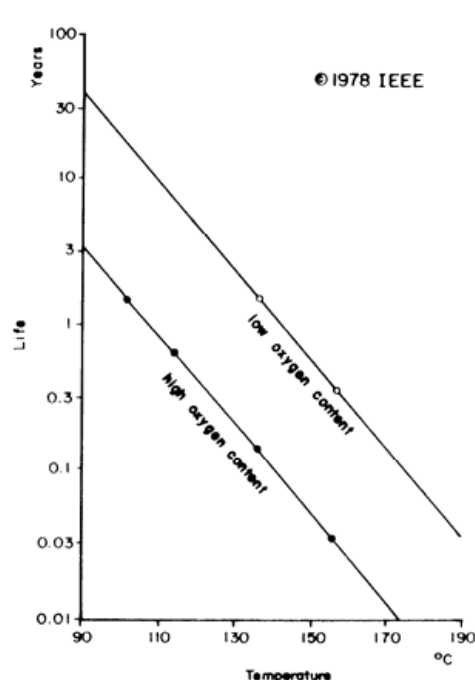


Figura 8: Vida do isolamento de celulose versus a temperatura. Fim de vida definido como GP = 200.

7. DEFINIÇÃO DOS PRINCIPAIS PARÂMETROS PARA ACOMPANHAMENTO DO DESEMPENHO DO SISTEMA ISOLANTE SÓLIDO EM LONGO PRAZO

7.1. Taxa de Envelhecimento Térmico

Dakin [47] reconheceu a natureza química do processo de envelhecimento térmico que ocorre nos materiais isolantes. Ele sugeriu que a taxa de mudança de qualquer propriedade física medida do isolamento deve ser expressa na forma da equação de Arrhenius. Com base na analogia, ele propôs a expressão de cálculo da vida térmica do isolamento, amplamente aceita

$$t = Ae^{\frac{B}{T}}$$

onde

t = tempo em horas para alcançar o fim de vida definido

A = constante determinada pela propriedade física selecionada para estabelecer o fim de vida

B = constante da taxa envelhecimento térmico determinada pelo material usado no sistema de isolamento e é uma medida da energia de ativação necessária para alterações químicas

T = temperatura absoluta em Kelvin (isto é, $K = 273 + ^\circ C$)

As constantes A e B são encontradas empiricamente. Alguns resultados experimentais típicos são mostrados nos gráficos da Figura 9.

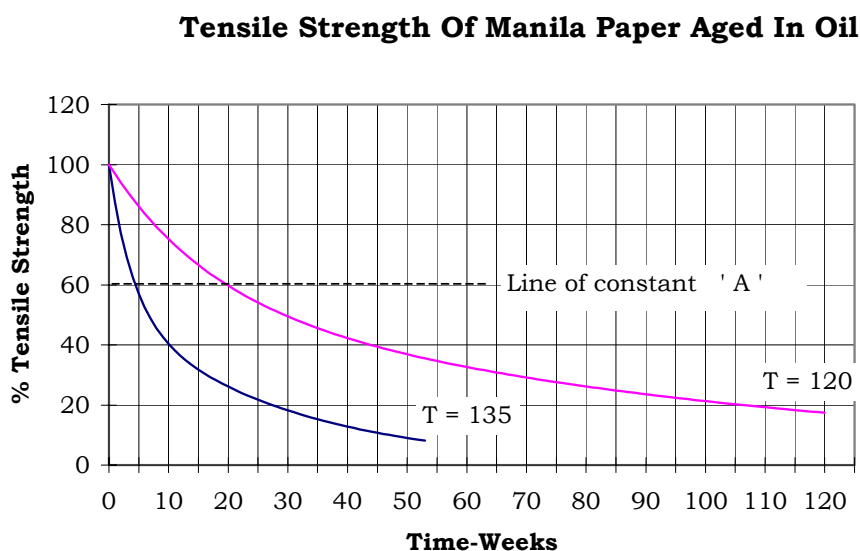


Figura 9: Tensão de tração versus o tempo.

A partir desses resultados pode-se determinar a constante A :

$$t_1 = A e^{\frac{B}{T_1}} \quad \text{e} \quad t_2 = A e^{\frac{B}{T_2}}$$

Resolvendo essas duas equações para obtenção de B , tem-se:

$$B = \frac{[\ln t_1 - \ln t_2] * T_1 * T_2}{(T_2 - T_1)} \quad (1)$$

Por exemplo, para uma perda de 50% da tensão de tração (Figura 9),

$$t_1 = 7 \text{ semanas a } 135^\circ\text{C} \quad \text{e} \quad t_2 = 30 \text{ semanas a } 120^\circ\text{C}$$

$$\therefore B = 15,556 \quad \text{e} \quad A = 3.25 \times 10^{-14}$$

A norma de carregamento ANSI/IEEE C57.92 adotou o valor de $B = 16054$ e $A = 4,061 \times 10^{-14}$ para redução de 50% da tensão de tração como critério de fim de vida.

McNutt [49] propôs uma nova curva de “vida do isolamento de transformador”. Esta se refere a uma vida por unidade (PU) para a temperatura do ponto mais quente do condutor, baseada numa constante de envelhecimento térmico $B = 15000$, valor a ser adotado neste estudo.

$$\text{Vida por unidade} = A e^{\frac{15000}{T}} \quad (2)$$

Para um sistema de isolamento com aumento de temperatura dos enrolamentos de 55°C , a vida de referência de 1,0 PU ocorre para $T = 368^\circ\text{C}$ e $A = 1,985 \times 10^{-18}$.

Pra um sistema de isolamento com aumento de temperatura dos enrolamentos de 65°C , a vida de referência de 1,0 PU ocorre para $T = 383^\circ\text{C}$ e $A = 9,797 \times 10^{-18}$.

Para temperaturas de operação superiores a 368K (95°C) ou 383K (110°C), a vida em PU será inferior a 1 e para temperaturas inferiores a esses valores, será maior que 1.

McNutt [49] também propôs uma nova definição para a “vida do isolamento de transformador” que inclui os efeitos da umidade e de oxidação. Estes são reproduzidos na Tabela 1.

Tabela 1: Vida do isolamento sólido.

Base	Teor de Água dos Enrolamentos* (%)	Nível de Oxigênio	Vida (horas)
50% da Tensão de Tração	0,5	Baixo	65.020
	1,0	Baixo	32.510
	2,0	Baixo	16.255
	0,5	Alto	26.000
	1,0	Alto	13.000
	2,0	Alto	6.500
20% da Tensão de Tração	0,5	Baixo	152.000
	1,0	Baixo	76.000
	2,0	Baixo	38.000
	0,5	Alto	60.800
	1,0	Alto	30.400
	2,0	Alto	15.200
GP 200	0,5	Baixo	158.000
	1,0	Baixo	79.000
	2,0	Baixo	39.500
	0,5	Alto	63.200
	1,0	Alto	31.600
	2,0	Alto	15.800

* teor médio de água por massa

Nota: Baixo teor de oxigênio significa transformador selado contra entrada de oxigênio. Alto teor de oxigênio significa transformador aberto.

Deve-se observar que a constante de envelhecimento B , estabelecida por dados experimentais leva em conta apenas um dos três mecanismos de envelhecimento, ou seja, a pirólise. Os experimentos foram feitos com baixos teores de umidade e oxigênio, a fim de minimizar seus efeitos. Entretanto, tais experimentos também estabeleceram a relação funcional do isolamento em relação aos efeitos de umidade. Isto sugere a seguinte relação matemática.

$$\text{vida em PU} = \frac{B}{A} e^{T} f(n_1) f(n_2) \quad (3)$$

onde

$f(n_1)$ = função considerando a umidade

$f(n_2)$ = função considerando a oxidação

7.2. Taxa de Envelhecimento por Umidade

Uma vez que a vida do isolamento cai pela metade toda vez que o teor de água da celulose dobra [2,3], a função $f(n_1)$ pode ser apresentada como:

$$f(n_1) = \frac{a_1}{[m_1]} e^{T} \quad (4)$$

onde

a_1 = constante de envelhecimento por umidade

n_1 = teor de umidade da celulose, expresso em % por massa do isolamento

T = temperatura absoluta em Kelvin

Para fins deste estudo, considera-se que o teor de umidade inicial das amostras ensaiadas para determinação de B será de 0,5% para transformadores de 55°C e 0,3% para transformadores de 65°C. Logo,

a_1 = -255,1 para isolamento de 55°C.

a_1 = -461,1 para isolamento de 65°C.

7.3. Taxa de Envelhecimento por Oxidação

Na Tabela 1, McNutt [49] escolheu relacionar o envelhecimento por oxidação a baixo ou alto teor de oxigênio, dependendo se o transformador é selado contra a entrada de oxigênio ou se é aberto à atmosfera. Parece lógico, portanto, empregar o índice de acidez do óleo para representar os efeitos da oxidação em razão do papel da acidez no processo de oxidação. Além do mais, fica implícita a influência que os inibidores do óleo têm na taxa de oxidação.

O efeito da acidez do óleo na vida do isolamento não é tão simples como no caso da água. Com base em dados publicados por Clark [2], uma acidez de 0,1 mg KOH/g reduz a vida do isolamento a 65% de seu valor original e uma acidez de 0,3 mg KOH/g reduz a vida do isolamento a 50%.

Nesse caso a função $f(n_2)$ pode ser mostrada como tendo a seguinte forma:

$$f(n_2) = - e^{\frac{a_2}{T}} \ln(n_2) \quad (5)$$

onde

a_2 = constante de envelhecimento por oxidação.

n_2 = índice de acidez expresso em mg KOH/g.

T = temperatura absoluta em Kelvin.

Para fins deste estudo, o índice de acidez inicial do óleo nos ensaios para determinação de B será 0,03 mg KOH/g, valor máximo admitido para óleo novo.

Com base na definição acima:

a_2 = -461,7 para isolamento de 55°C.

a_2 = -480,5 para isolamento de 65°C.

7.4. Expressão Modificada de Arrhenius

A expressão geral de expectativa de vida torna-se

$$\text{Vida em PU} = - \frac{Ae^{\frac{B + a1 + a2}{T}}}{[n1]} \ln(n2) \quad (6)$$

Em condições padrão, quando:

$$T_{st} = 360^\circ\text{C ou } 383 \text{ K}$$

$$n_1 = 0,5 \text{ ou } 0,3\%$$

$$n_2 = 0,03 \text{ mg KOH/g}$$

A Equação 6 reduz para:

$$\text{Vida em PU} = Ae^{\frac{B}{T_{st}}}$$

8. AVALIAÇÃO DA VIDA REMANESCENTE DOS SISTEMAS ISOLANTES NAS CONDIÇÕES REAIS A QUE SÃO SUBMETIDOS OS TRANSFORMADORES

O valor da constante “A” reflete a condição física selecionada para determinar o fim de vida do isolamento. Inicialmente “A” é estabelecida em seu valor de fim de vida e a perda de vida do isolamento é calculada para condições reais de temperatura, umidade e acidez. A perda de vida do isolamento calculada dessa forma é então empregada para reavaliar “A” em condições padrão. Utilizando este valor de “A”, estabelece-se uma perda de vida equivalente à temperatura elevada dos experimentos de envelhecimento. Os resultados dos experimentos de envelhecimento são então empregados para estimar a condição física do isolamento, ou seja, tensão de tração ou GP.

Esta metodologia envolve:

Determinar o fator de envelhecimento anual a partir de modificação da Equação 3, apresentada anteriormente.

$$\ln R = \frac{B}{T_{st}} - \left\{ \frac{B + a1 + a2}{T_{ac}} \right\} + \ln(n1) - \ln(-\ln(n2)) \quad (7)$$

onde

$$R = \text{fator de envelhecimento anual}$$

$$T_{st} = 368^\circ\text{C ou } 383 \text{ K}$$

$$T_{ac} = \text{temperatura média real do ponto mais quente}$$

- (1) Ao ajustar uma curva aos dados anuais determinados no primeiro passo, estabelece-se uma curva característica de envelhecimento do isolamento. Pode-se notar que a característica será única para o transformador em estudo.
- (2) Determinar a perda total de vida do isolamento (L_i) consistente com a vida operativa do transformador. Isto contabiliza a área sob a curva até o valor da idade operativa do transformador. Em geral a perda de vida do isolamento em anos não é igual ao tempo de vida em operação.
- (4) Lembrando que a vida padrão do isolamento é dada por:

$$L_i = A e^{\frac{B}{T_{st}}}$$

O valor de A consistente com a idade atual do isolamento determinada no passo três pode ser estabelecido:

$$A = L_i e^{\frac{-B}{T_{st}}}$$

Onde $T_{st} = 368^\circ\text{C}$ ou 383 K

- (5) Usando o valor de A , o valor equivalente de L_i pode ser determinado à temperatura empregada em experimentos de envelhecimento acelerando.

A partir da idade determinada no quinto passo, pode-se obter a condição física dos enrolamentos tanto da Figura 10 quanto da Figura 11 [2].

Pode-se notar que o valor de L_i determinado no quinto passo deve ser em dias.

Reduction In Tensile Strength Due To Aging

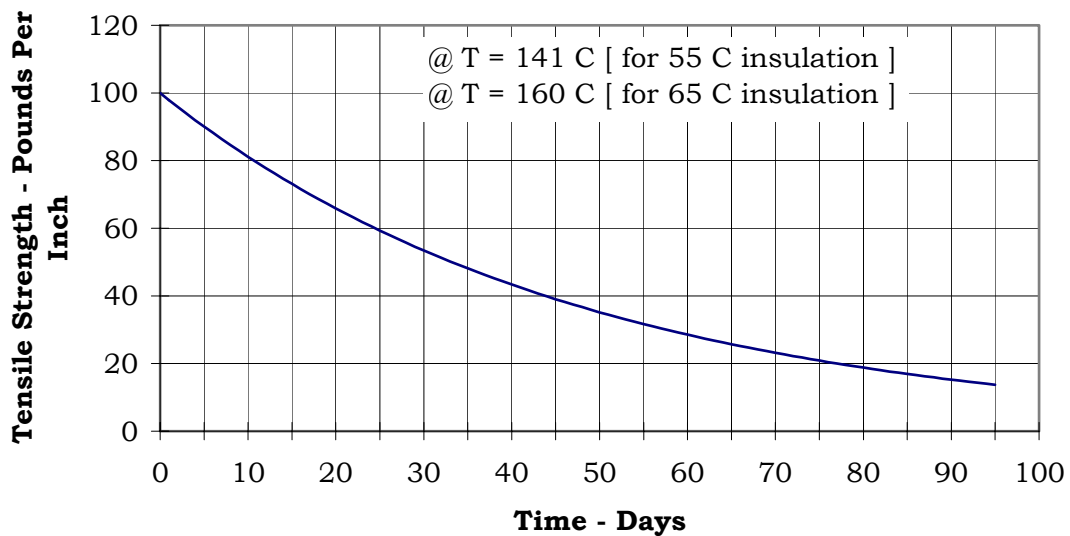


Figura 10: Redução da tensão de tração versus o tempo.

Reduction In The Degree Of Polymerisation Due To Aging

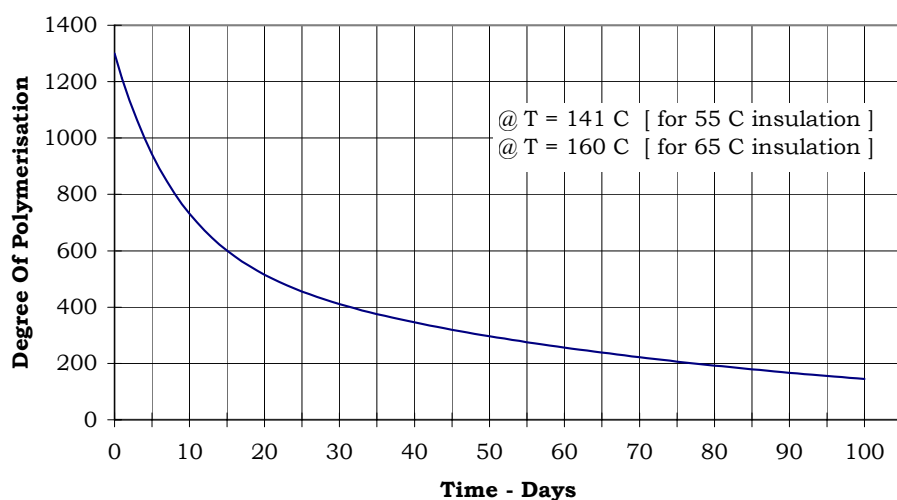


Figura 11: Redução do grau de polimerização versus o tempo.

Os dados apresentados nas discussões do artigo de McNutt [49] serão retrabalhados, a fim de demonstrar a aplicação da metodologia proposta. Os índices de acidez dos óleos dos transformadores estudados ficaram entre 0,2 mg KOH/g e 0,4 mg KOH/g.

Os dados em questão são reproduzidos na Tabela 2, que foi estendida para incluir o valor estimado da acidez e o GP.

Tabela 2:

Trafo No.	Idade	Teor de Umidade %	Acidez Estimada do Óleo	Temperatura do Ponto Mais Quente (°C)	GP	
					Medido	Estimado
1	39	2	0,4	73	182	180
2	24	4	0,2	75	198	191
3	41	4	0,25	68	228	254
4	14	4	0,35	75	245	240
5	14	2	0,4	75	282	354
6	23	2	0,25	75	304	310
7	41	4	0,3	63	338	348
8	9	3	0,35	73	444	453
9	9	5	0,4	68	448	463
10	22	2	0,2	70	500	487

Para detalhamento da explicação do modelo proposto, escolheu-se o transformador número nove. Todos os transformadores da Tabela 2 têm sistema de isolamento de 55°C e são abertos. Espera-se portanto um nível relativamente alto de oxidação (acidez).

Assume-se também que:

- (a) Os níveis de acidez são aqueles indicados na Tabela 2.
- (b) Os valores de umidade e temperatura referem-se ao ponto em que foram tiradas amostras de papel para análise de GP.
- (c) A umidade e a oxidação (acidez) aumentam linearmente ao longo da vida do transformador.
- (d) Aplica-se um valor médio anual de umidade e acidez com base em seus valores no início e fim de cada ano.
- (e) A temperatura média de operação é aquela indicada na Tabela 2.
- (f) O critério de fim de vida será um GP = 200.
- (g) A vida do isolamento em condições padrão é de 20 anos.

1º passo

Os resultados da aplicação da Equação 7 estão resumidos na Tabela 3.

Tabela 3:

Ano	Umidade %	Acidez	Ri
1	0,75	0,05	0,0813
2	1,25	0,09	0,1685
3	1,75	0,13	0,2784
4	2,25	0,17	0,4121
5	2,75	0,22	0,5894
6	3,25	0,26	0,783
7	3,75	0,3	1,0108
8	4,25	0,34	1,2785
9	4,75	0,38	1,5932

$$\Sigma Ri = 6,1952$$

2º passo

Os dados apresentados na quarta coluna da Tabela 3 têm uma curva de melhor ajuste como

$$y = ax^b$$

onde $a = 0,079$

$$b = 1,3802$$

x = tempo em anos

3º passo

A área sob esta curva até a idade operativa em n anos é

$$\begin{aligned} Area &= \int_0^n ax^b dx \\ &= \frac{ax^{(b+1)}}{b+1} \Big|_0^n \\ \therefore Area &= \frac{an^{(b+1)}}{b+1} \end{aligned}$$

e para $n = 9$

$$\text{Área} = \underline{\underline{6,2 \text{ anos}}}$$

4º passo

$$\begin{aligned} A &= 6,2 \times 365 \times e^{-\frac{15000}{368}} \\ \therefore A &= 4,4922 \times 10^{-15} \end{aligned}$$

5º passo

$$Li = 4.4922 \times 10^{-15} * e^{\frac{15000}{414}}$$

$$\therefore Li = \underline{\underline{24,4 \text{ dias}}}$$

6º passo

Com base no gráfico da Figura 11

$$GP = 700e^{(-0,12*d)} + 600e^{(-0,0142*d)} \quad (8)$$

Onde

GP = grau de polimerização

d = tempo em dias

Com base na Equação 8, para uma perda de vida do isolamento igual 24,4 dias o GP = 462.

Para o critério de fim de vida do isolamento, considerando GP = 200, o fim de vida ocorre para uma área A de 20 anos (vida do isolamento em condições padrão) sob a curva de vida característica, ou seja:

$$n = \left(\frac{20 (b + 1)}{a} \right)^{\frac{1}{(b+1)}}$$

$n = 14,8$ anos (tempo de vida total nas condições adversas do transformador)

∴ Tempo para atingir GP 200 = 14.8 – 9 (anos em operação)

$$= \underline{\underline{5,8 \text{ ou } 6 \text{ anos}}}$$

9. VALIDAÇÃO ECONÔMICA DO MODELO

A característica de vida pode ser usada para justificar custos de manutenção. Tomando-se por base novamente o exemplo citado anteriormente:

$$\sum Ri = \frac{a(n)^{(b+1)}}{(b+1)}$$

Onde

$n =$ a vida em operação em anos.

$\sum Ri =$ a perda de vida do isolamento até o tempo de vida em operação n .

$a = 0.079$

$b = 1.3721$

O tempo de vida do isolamento em condições padrão também será considerado como 20 anos.

Com relação ao gráfico da Figura 12, a área sob a característica de vida até um tempo em operação de 9 anos representa uma perda de vida do isolamento de 6,2 anos.

Curva Característica da Vida do Isolamento do Transformador

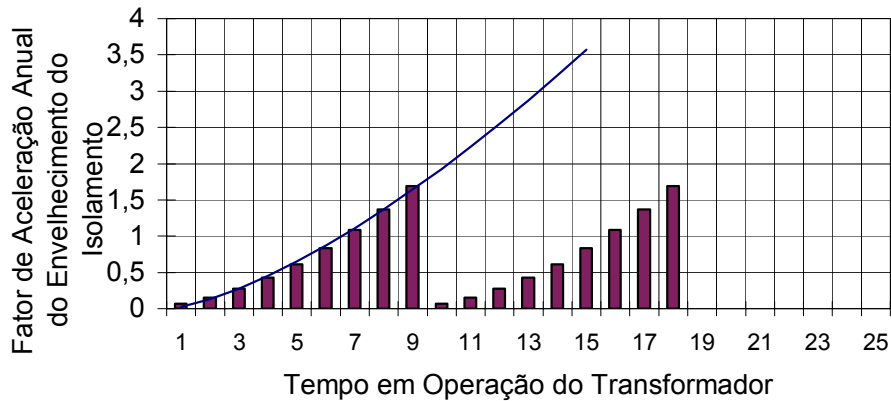


Figura 12: Curva característica de vida do isolamento.

O tempo de vida em operação referenciado a uma vida de 20 anos em condição padrão seria de 14,8 anos se o transformador fosse deixado em operação sem manutenção para secagem de seus enrolamentos e regeneração do óleo. Isto é, a área sob a curva característica de consumo de vida terá um valor correspondente a 20 anos após apenas 14,8 anos de operação em razão da aceleração da degradação do isolamento por causa da acidez do óleo e da umidade dos enrolamentos.

Caso houver uma política de substituição dos transformadores quando o isolamento adjacente ao ponto mais quente do cobre tiver chegado ao um GP = 200, então o transformador teria que ser substituído após 14,8 anos em operação, ou seja, 5,8 anos além dos 9 anos em já esteve em operação.

Entretanto, se o transformador fosse seco e seu óleo fosse regenerado, a característica de vida retornaria no décimo ano ao valor atingido no primeiro ano. O processo de envelhecimento processo reiniciaria, seguindo a característica de vida estabelecida anteriormente. O décimo ano seria a nova data de início.

A área sob a curva (1) da Figura 12 entre os anos de operação 9 e 14,8 representa 13,8 anos de vida remanescente do isolamento, ou seja, $20 - 6,2$. Levando em consideração a área sob a curva (2), o tempo para troca se estenderia de 5,8 para 12,6 anos:

$$13,8 = \frac{a(n)^{(b+1)}}{(b+1)}$$

$$n = \underline{\underline{12,6 \text{ anos}}}$$

O exemplo acima é apenas uma das diversas formas de análise que podem ser feitas. Por exemplo:

A análise pode ser repetida para outra manutenção ocorrer após 18 anos em operação, o que adiaria a substituição por mais 10 anos. Dessa forma, tempo total de

operação do transformador seria de 28 anos em vez dos 14 originais, ou seja, a vida do transformador teria dobrado.

O processo pode ser usado para otimizar a vida do isolamento, otimizando os intervalos de manutenção.

Deve-se salientar que a característica de perda de vida é única para cada transformador em razão das particularidades de suas curvas de carga, dos perfis de temperatura, da umidade e da oxidação do óleo. Se o transformador do exemplo fosse convertido de aberto para selado a nitrogênio na primeira manutenção, surgiria uma nova característica de vida do isolamento com uma curva de aceleração do envelhecimento bem mais suave. Isto evidentemente prolongaria a vida do isolamento.

10. AVALIAÇÃO DAS LEITURAS DE TEMPERATURA DO ÓLEO E DOS ENROLAMENTOS

10.1. Procedimentos de Campo

Foram feitos os seguintes procedimentos de campo, a fim de coletar dados para o estudo de avaliação das temperaturas do óleo e dos enrolamentos dos transformadores estudados:

- Retirou-se amostra de óleo isolante (amostra inicial) para ensaios de teor de água, rigidez dielétrica, tensão interfacial e teor de aromáticos e foram anotadas as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, bem como a corrente de carga em condições normais de operação do transformador.
- Desligou-se o “trip” de temperatura do óleo. Quando o “trip” dos enrolamentos estava regulado para temperaturas inferiores a 120°C, este também foi desligado. Assim, foi possível garantir a continuidade em operação do transformador. Todas as temperaturas durante o aquecimento do transformador estavam de acordo com a Norma Brasileira NBR 5416/97 "Procedimentos para Carregamento de Transformadores de Potência" [8], que estabelece as temperaturas máximas confiáveis de 105°C para o óleo e de 140°C para os enrolamentos.
- Efetuou-se o aquecimento do transformador por meio do fechamento das válvulas inferiores dos radiadores (fechou-se no máximo 90% do curso da válvula). Em caso de necessidade técnica, efetuou-se o encapsulamento dos radiadores com lona plástica e/ou desligamento da ventilação.
- A nova temperatura de operação ficou de 10 a 20°C acima da curva normal de temperatura em razão das condições encontradas no campo.
- Instalou-se termômetro padrão externo com conversão dos valores por procedimento normalizado para referência e verificação de eventuais desvios dos termômetros instalados no transformador.
- Foram retiradas amostras de óleo isolante (um litro por amostra) para ensaios de teor de água e rigidez dielétrica após ter sido atingido o nível de aquecimento necessário, cerca de quatro horas após a retirada da amostra inicial.
- Repetiu-se a amostragem em intervalos regulares, variando de duas a quatro. Anotaram-se as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos. A corrente

de carga foi anotada a cada hora, no período de supervisão por componentes da equipe.

- Durante o aquecimento do transformador, anotaram-se as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, assim como a corrente de carga.
- Ao final do período de ensaio, retirou-se amostra de óleo isolante para ensaios de teor de água e rigidez dielétrica. Foram anotadas as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, assim como a corrente de carga.
- Normalizaram-se as condições que foram impostas para aquecimento do transformador (válvulas, encapsulamento e ventiladores).
- Refizeram-se as condições operativas normais do “trip” da temperatura do óleo e dos enrolamentos.

10.2. Avaliação dos Resultados

Na Tabela 11 é apresentado um resumo dos principais dados estudados, tais como: temperatura ambiente, da base do radiador, do topo do radiador, do topo do tanque, a corrente de carga, a idade, a marca e a potência do transformador.

Com base nos dados apresentados na Tabela 11, avaliou-se a diferença de temperatura entre o topo e o fundo do tanque dos transformadores estudados (Figura 13). Ao observar a figura, pode-se notar que foi obtida praticamente uma reta paralela ao eixo à abscissa, entre 20 e 25°C.

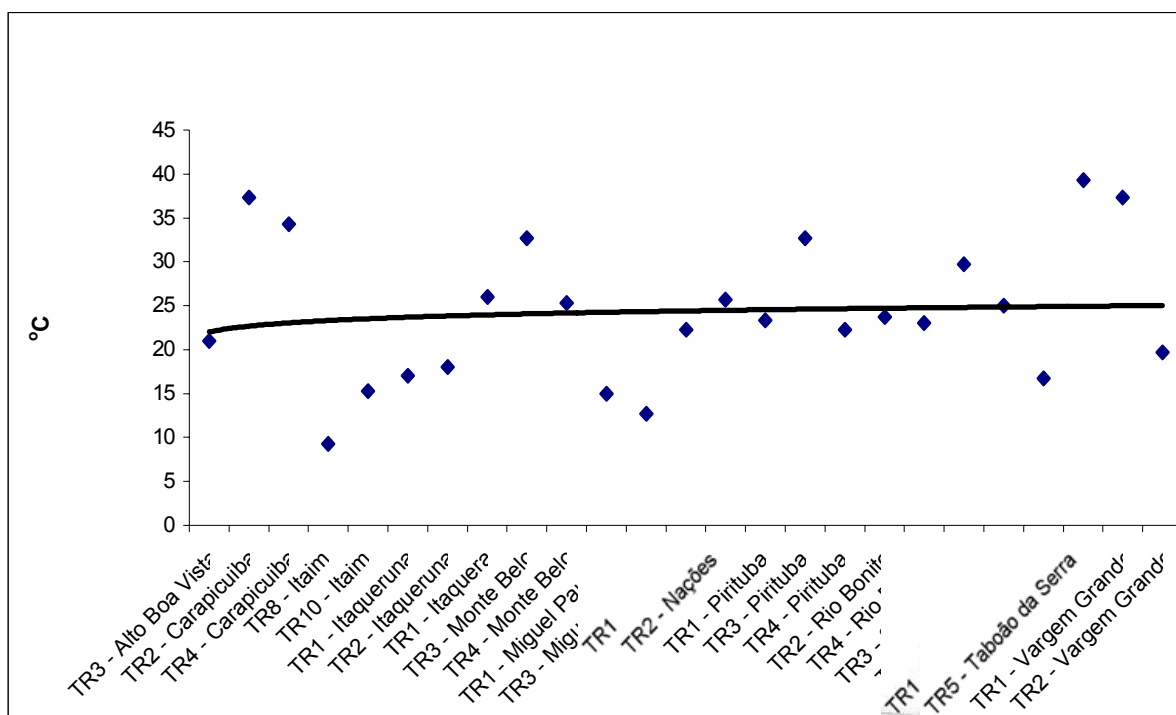


Figura 13: Diferença de temperatura entre o topo e o fundo do tanque dos transformadores estudados.

A Figura 14 apresenta todos os transformadores de 20 MVA estudados. Já na Figura 15 podem ser observados todos os transformadores estudados. Como demonstram ambas as figuras, foram obtidos perfis razoavelmente próximos entre os

transformadores, independentemente de tipo, potência e fabricante. É importante salientar que houve algumas exceções como demonstram os dados das próprias figuras.

A partir da compilação dos dados, foi possível obter a equação 9 para determinação da temperatura real do óleo para qualquer valor percentual da altura do tanque.

$$Y = 4,9 \cdot 10^{-8} \cdot X^5 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot X^4 + 9,6 \cdot 10^{-4} \cdot X^3 - 2,4 \cdot 10^{-2} \cdot X^2 + 0,3 \cdot X + T_{FT} \quad (9)$$

T_{FT} = Temperatura da amostra de óleo do fundo do tanque

X = Valor percentual da altura do tanque

Y = Temperatura do óleo do percentual da altura do tanque dado

A equação 16 permite uma verificação preliminar quanto à exatidão das leituras de temperatura do topo do óleo e, conseqüentemente, uma avaliação da temperatura do topo dos enrolamentos. Isto pode ser bastante útil para verificação da confiabilidade das leituras dos termômetros em campo.

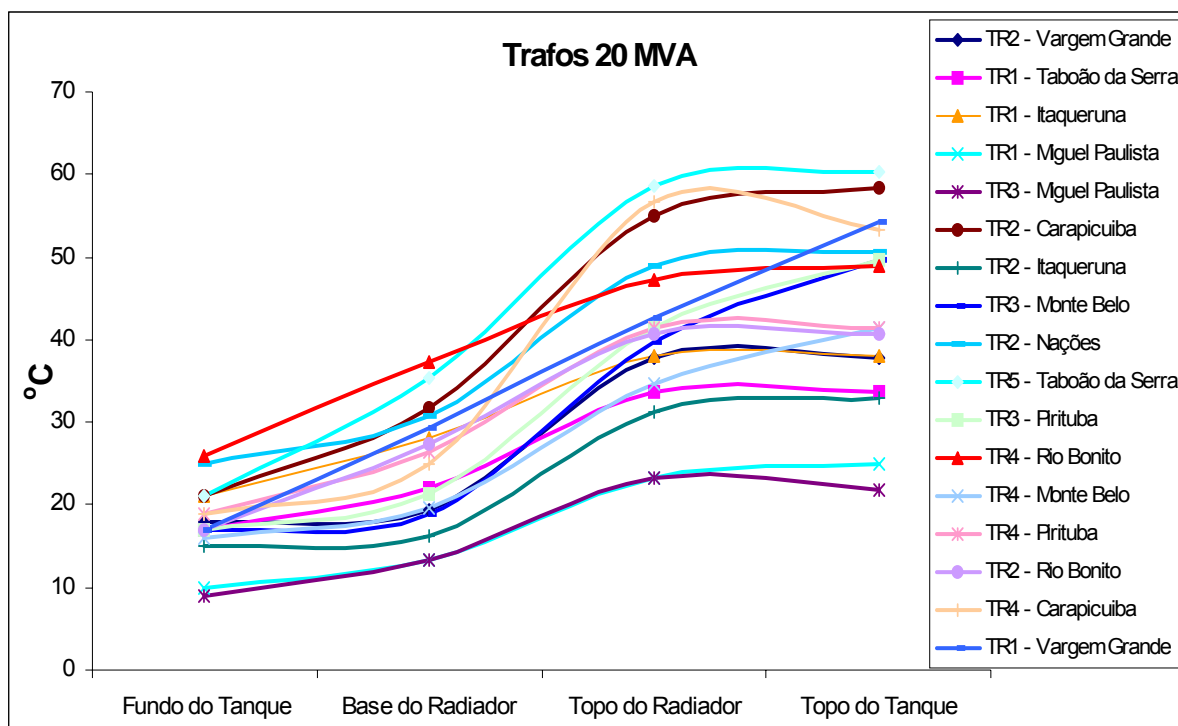


Figura 14: Perfil da diferenças de temperatura entre o topo e o fundo do tanque de todos os transformadores de 20MVA estudados.

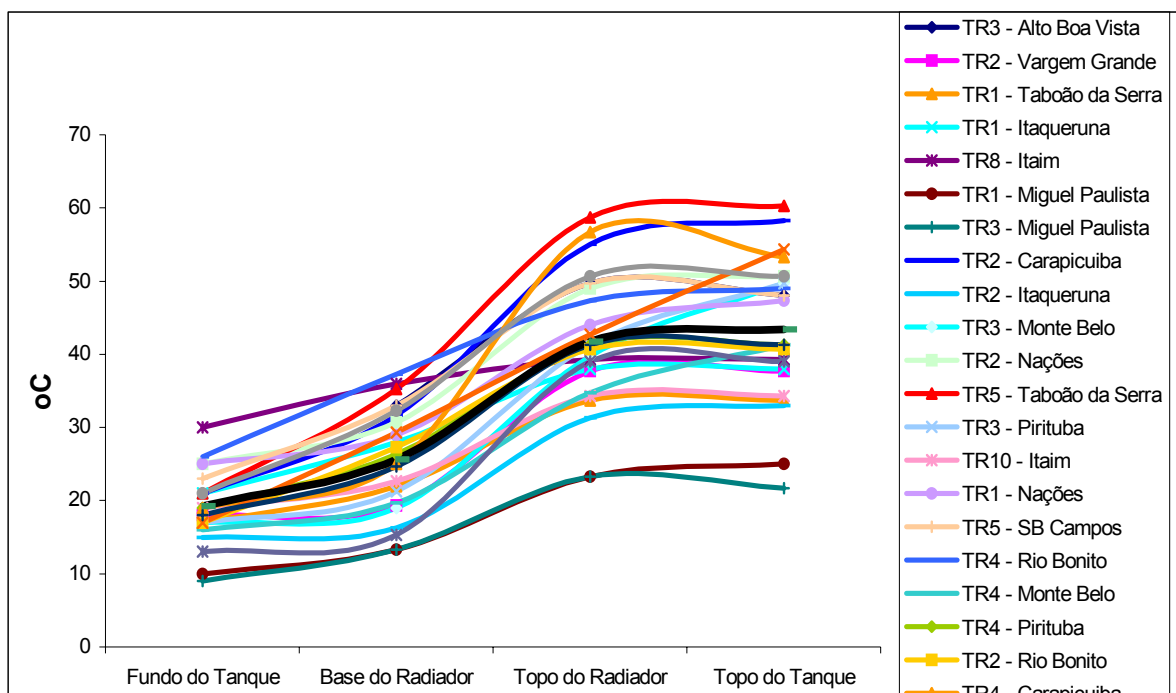


Figura 15: Perfil da diferenças de temperatura entre o topo e o fundo do tanque de todos os transformadores estudados.

11. ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA MEDIÇÃO DE PRODUTOS DE DECOMPOSIÇÃO

Foram colhidas amostras de óleo dos transformadores que fazem parte do estudo. A Figura 16 mostra a correlação entre o índice de acidez e a tensão interfacial dos óleos. Ao observar a figura, pode-se constatar que há uma correlação muito clara entre ambos os ensaios.

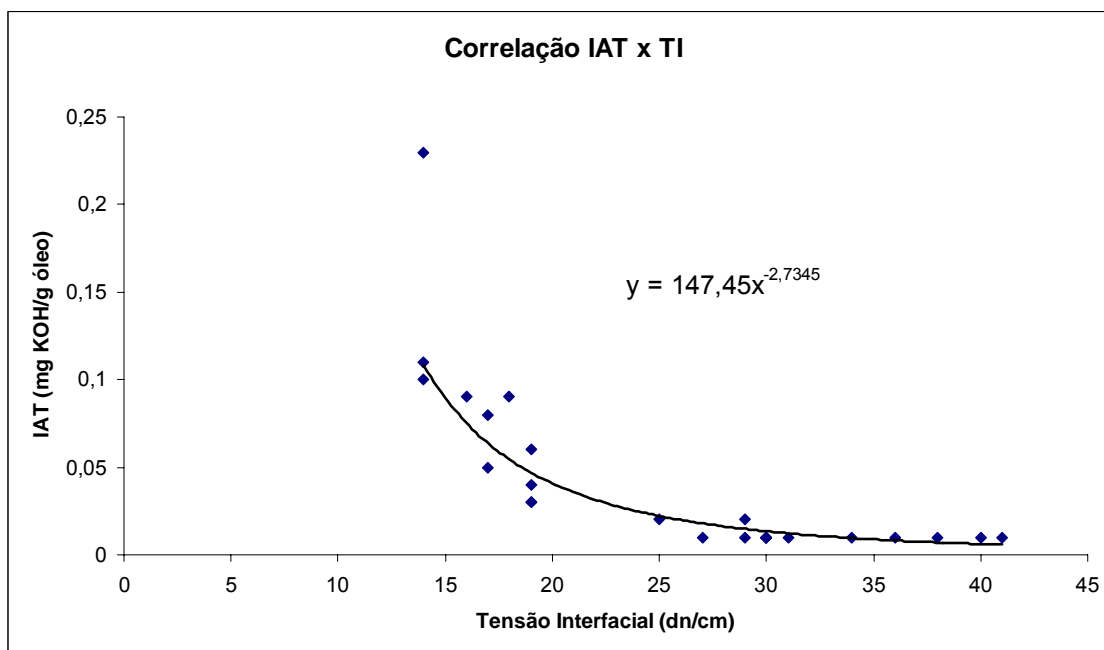


Figura 16: Correlação entre índice de acidez e tensão interfacial.

As Figuras 17 e 18 mostram os gráficos de correlação entre a acidez e a banda de carbonila em 1710 cm^{-1} e entre a tensão interfacial e a banda de carbonila em 1710 cm^{-1} , respectivamente.

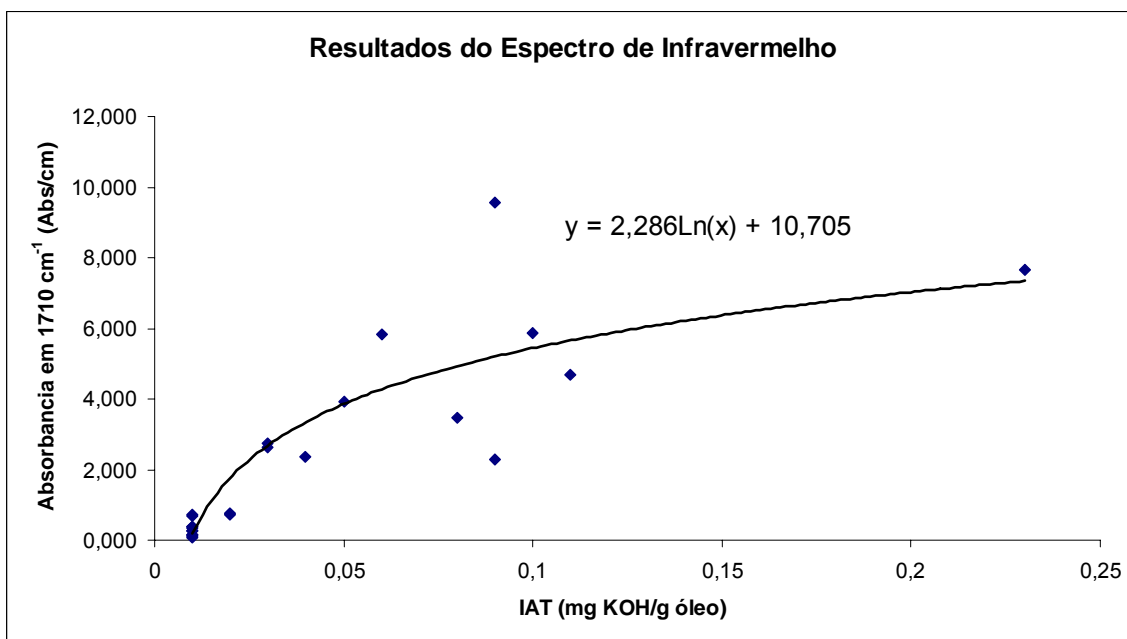


Figura 17: Gráfico de correlação entre a acidez e a banda de carbonila em 1710 cm^{-1} .

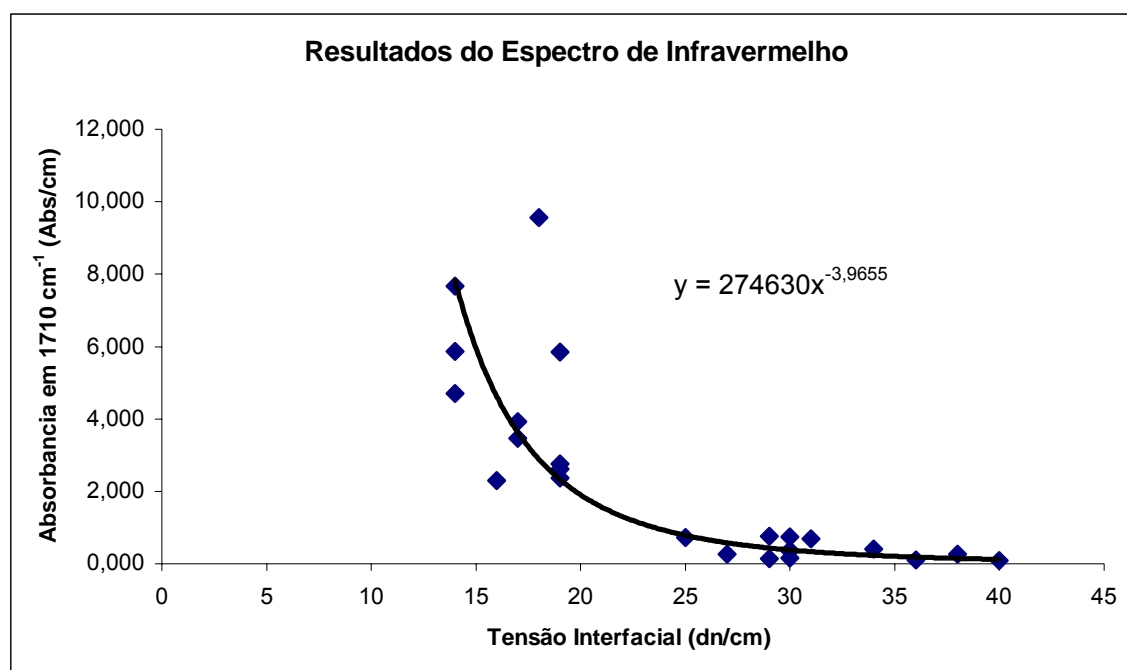


Figura 18: Gráfico de correlação entre a tensão interfacial e a banda de carbonila em 1710 cm^{-1} .

As figuras demonstram que há uma certa correlação entre os resultados dos ensaios de acidez e tensão interfacial em relação à banda de carbonila em 1710 cm^{-1} . Isto é evidenciado no estágio inicial de oxidação dos óleos analisados, principalmente para acidez superior a $0,05\text{ mg KOH/g}$ e tensão interfacial superior a 25 dinas/cm .

Entretanto para valores inferiores de tensão interfacial e superiores de acidez, nota-se uma grande dispersão dos resultados.

Pode-se concluir que o ensaio de infravermelho deve ser acrescentado à rotina de ensaios normalmente executados nos óleos isolantes, uma vez que pode indicar contaminantes de oxidação não-detectados pelos ensaios físico-químicos convencionais.

12. DETERMINAÇÃO NO NÍVEL DE INFLUÊNCIA DOS AGENTES EXTERNOS NA VELOCIDADE DE DEGRADAÇÃO DO ÓLEO ISOLANTE

12.1. Dados Analisados

Os dados referentes a todos os transformadores estudados foram colhidos e analisados. A Tabela 4 apresenta resumo sobre os dados dos transformadores e dos principais gases dissolvidos de interesse para este estudo.

Tabela 4: Dados sobre gases dissolvidos no óleo.

ETD	Posição	N G E	% Carga	MVA	Acidez	TI	O2	N2	CO	CO2
ABV	TR-3	TSK20354		15	0,06	22	1000	77100	441	3833
NAC	TR-1	TSK10189	103,33	15	0,17	17	1000	81800	759	1711
NAC	TR-2	TCM30333	105,00	20	0,03	29	2000	16800	181	457
SBC	TR-3	TSK16365	106,67	15	0,09	22	700	63000	671	5241
SBC	TR-5	TSK70238	106,67	15	0,02	37	18700	64400	373	3243
CPI	TR-2	TCM30406	105,00	20	0,01	30	1900	98100	177	2011
CPI	TR-4	TCM13072	112,50	20	0,01	31	10600	108700	169	1015
MBE	TR-3	TCM30228	112,50	20	0,01	26	300	14800	135	1030
MBE	TR-4	TCM70432	107,50	20	0,08	21	300	57500	460	2356
VGR	TR-1	TCM13684	110,00	20	0,02	36	6600	93300	282	2912
VGR	TR-2	TCM55131	110,00	20	0,01	41	4900	10520	1040	3931
PRI	TR-1	TSK16225	96,67	15	0,12	21	2300	66500	541	2309
PRI	TR-3	TCM30261	120,00	20	0,03	33	1600	22600	126	1278
PRI	TR-4	TCM70513	100,00	20	0,03	39	1600	80200	160	1837
ITR	TR-1	TCM16012	94,17	60	0,04	26	400	62000	561	1846
ITN	TR-2	TCM30473	95,00	20	0,02	31	400	23700	85	550
ITN	TR-1	TCM70319	97,50	20			5400	82800	658	3021
MPA	TR-3	TCM40045	112,50	20	0,01	32	16100	93700	642	1578
MPA	TR-1	TCM40011	117,50	20	0,03	26	2200	105600	976	3707
ITA	TR-8	TCK02020	91,67	12	0,10	19	4400	67000	821	8877
ITA	TR-10	TCK13064	91,67	12	0,11	18	1100	63900	790	4782
TSE	TR-1	TCM70386	92,50	20	0,01	29,4	700	79300	294	3853
TSE	TR-5	TCM30279	92,50	20	0,01	39	3500	23300	142	1970
RBO	TR-4	TCM71102	102,50	20	0,01	31	1300	85100	185	3783
RBO	TR-2	TCM13145	105,00	20	0,11	21	800	66500	765	3475
MAU	TR-2	TCM16047	93,33	60	0,03	27	1100	67300	557	1964
SIL	TR-3	TSK16349	100,00	15	0,02	33	2000	100900	430	3549
EMB	TR-1	TCM71099	109,17	60	0,01	33	2800	71200	123	1845

12.2. Avaliação dos Dados

As Figuras 19 e 20 apresentam os teores de oxigênio dissolvidos no óleo versus a idade dos transformadores estudados, antes de sofrerem qualquer processo de regeneração, a fim de evitar mascaramento dos resultados a serem analisados.

Na Figura 19 são apresentados os resultados de ensaio de transformadores cujo sistema de preservação do óleo é o de conservador com respiração por meio de filtro contendo sílica gel. Na Figura 20 aparecem os resultados dos óleos de transformadores que possuem conservador com membrana ou bolsa.

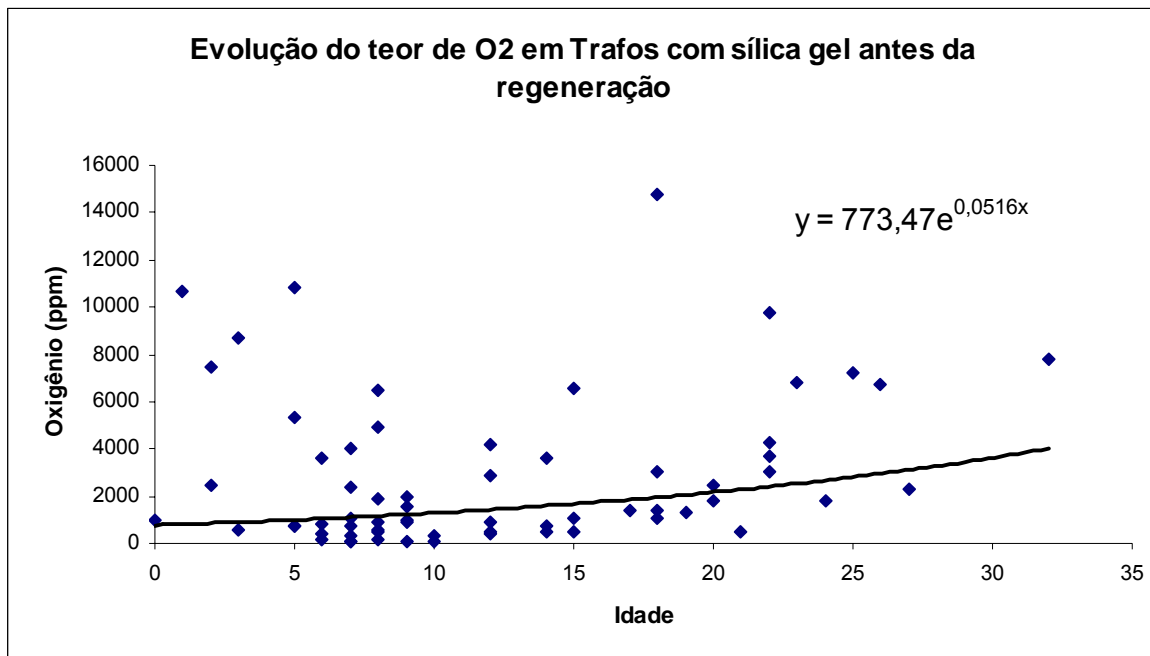


Figura 19: Correlação entre o teor de oxigênio e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica.

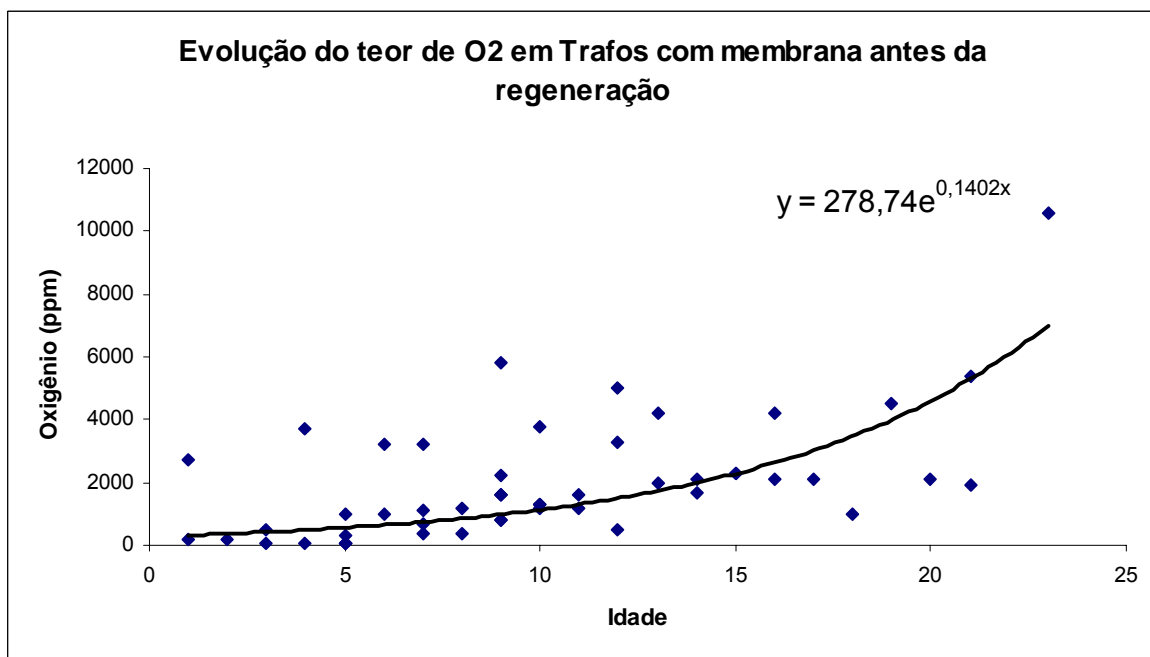


Figura 20: Correlação entre o teor de oxigênio e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa.

Ao observar as duas figuras, pode-se concluir que os dois sistemas de preservação permitiram que fosse ultrapassado em uma parte significativa dos transformadores o

valor máximo de 3.000 ppm de oxigênio no óleo, conforme determinado na norma ABNT 5416/1997, que estabelece os limites de carregamento de transformadores. No caso dos transformadores com sílica, os teores observados são muito mais altos, o que confirma a ineficiência deste sistema de preservação de óleo.

13. AVALIAÇÃO DOS SISTEMAS DE CONSERVAÇÃO DO ÓLEO NA PRESERVAÇÃO DA VIDA ÚTIL DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

As Figuras 21 e 22 apresentam os teores de oxigênio dissolvidos no óleo versus a tensão interfacial dos transformadores estudados, antes de sofrerem qualquer processo de regeneração, a fim de evitar mascaramento dos resultados a serem analisados.

Na Figura 22 são apresentados os resultados de ensaio de transformadores cujo sistema de preservação do óleo é o de conservador com respiração por meio de filtro contendo sílica gel. Na Figura 22 aparecem os resultados dos óleos de transformadores que possuem conservador com membrana ou bolsa.

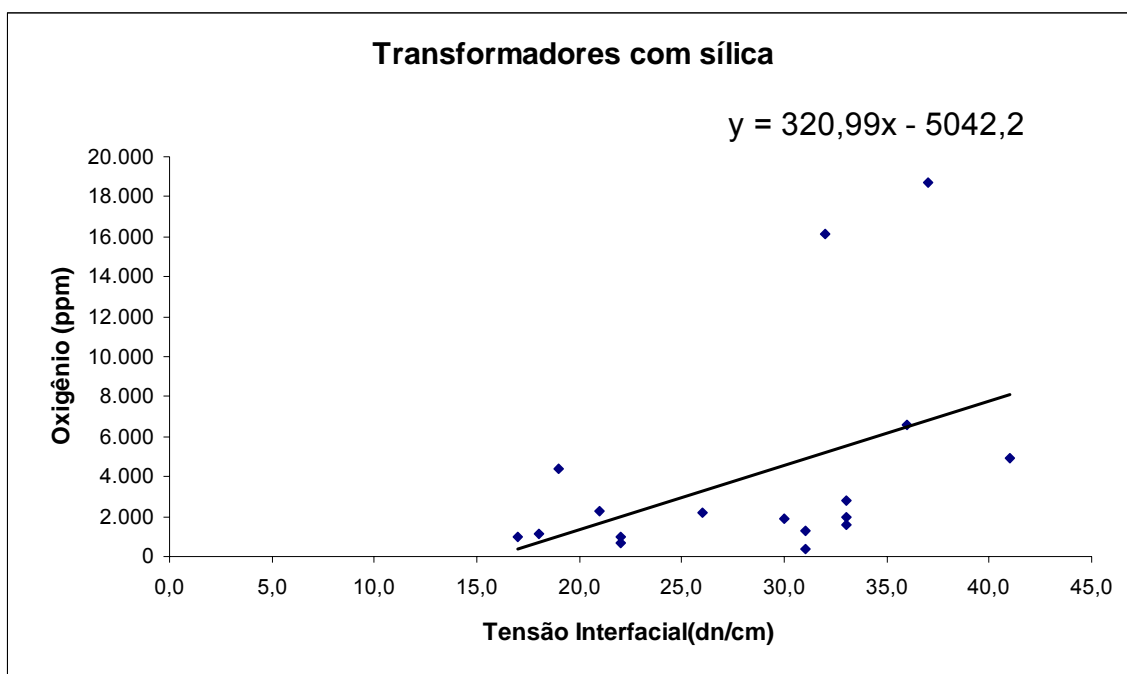


Figura 21: Correlação entre o teor de oxigênio e a tensão interfacial de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica.

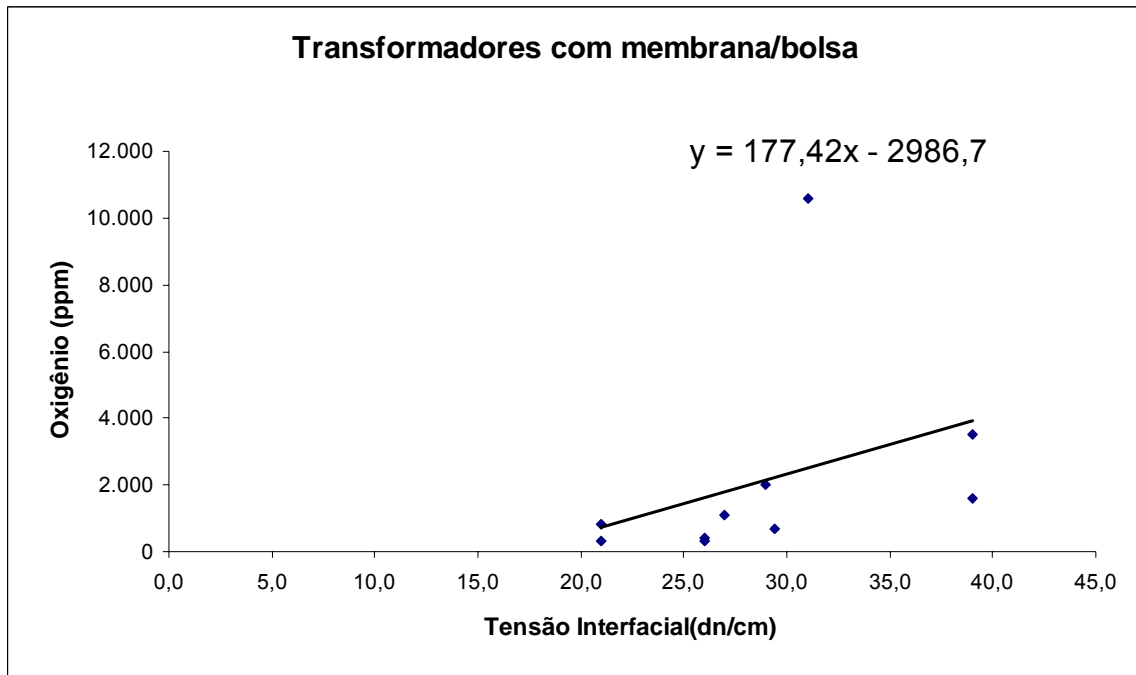


Figura 22: Correlação entre o teor de oxigênio e a tensão interfacial de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa.

O desempenho dos sistemas de preservação do óleo em longo prazo pode ser avaliado por meio dos índices de acidez e da tensão interfacial do óleo dos transformadores estudados, antes de sofrerem qualquer processo de regeneração, a fim de evitar mascaramento dos resultados a serem analisados.

As Figuras 23 e 24 mostram a correlação entre o índice de acidez e a idade de transformadores com sistema de preservação com sílica e membrana, respectivamente. Pode-se observar na Figura 40 que uma boa parte dos óleos de transformadores com sílica apresentam índices de acidez bastante elevados. Isto é perfeitamente esperado uma vez que o óleo está em contato direto com o oxigênio atmosférico.

Os dados da Figura 24 demonstram que o índice de acidez dos óleos de transformadores com membrana estão abaixo dos valores encontrados para os óleos dos transformadores com sílica, demonstrando melhor desempenho da membrana na preservação do óleo.

As Figuras 25 e 26 mostram a correlação entre a tensão interfacial e idade de transformadores com sistema de preservação com sílica e membrana, respectivamente. Pode-se constatar na figuras que na média a tensão interfacial dos óleos de transformadores com sílica tende a ser inferior à de transformadores com membrana.

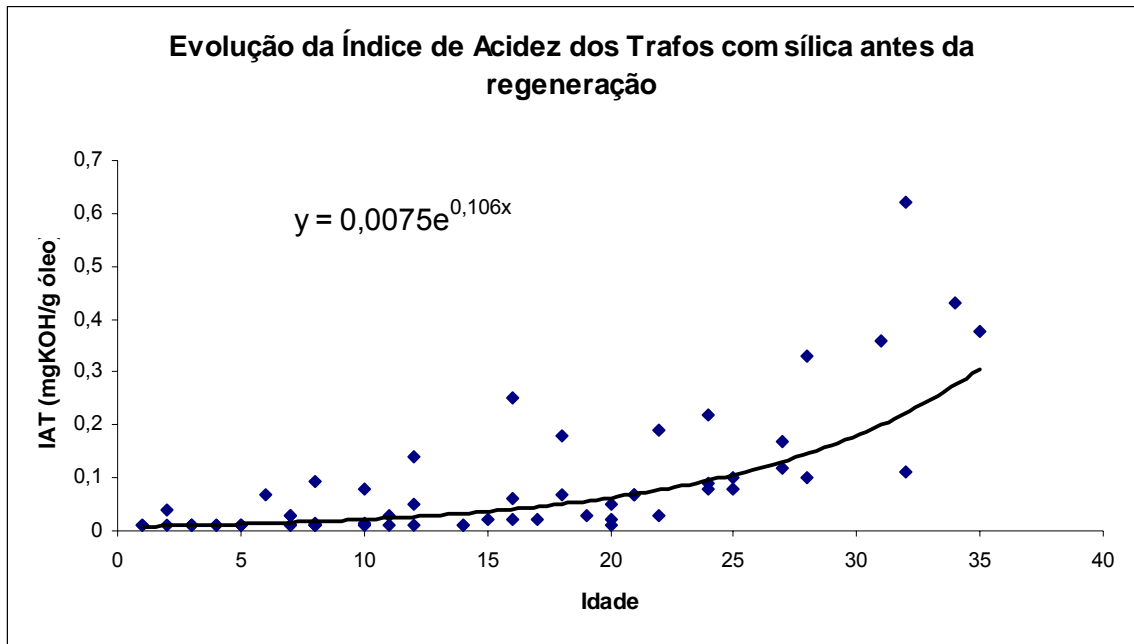


Figura 23: Correlação entre o índice de acidez e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica gel.

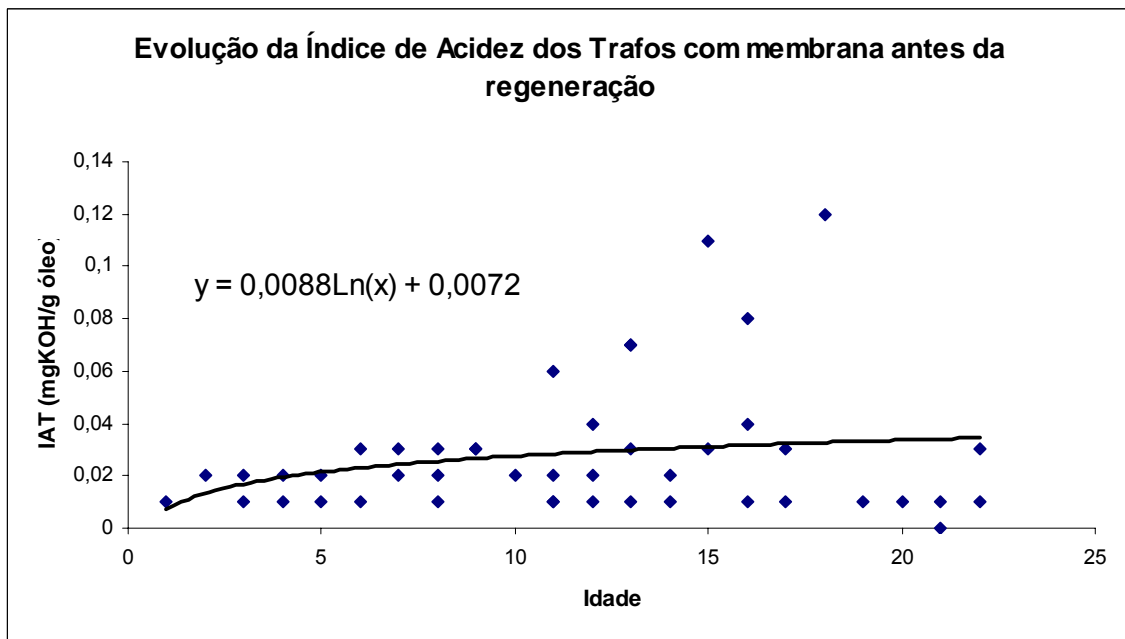


Figura 24: Correlação entre o índice de acidez e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa.

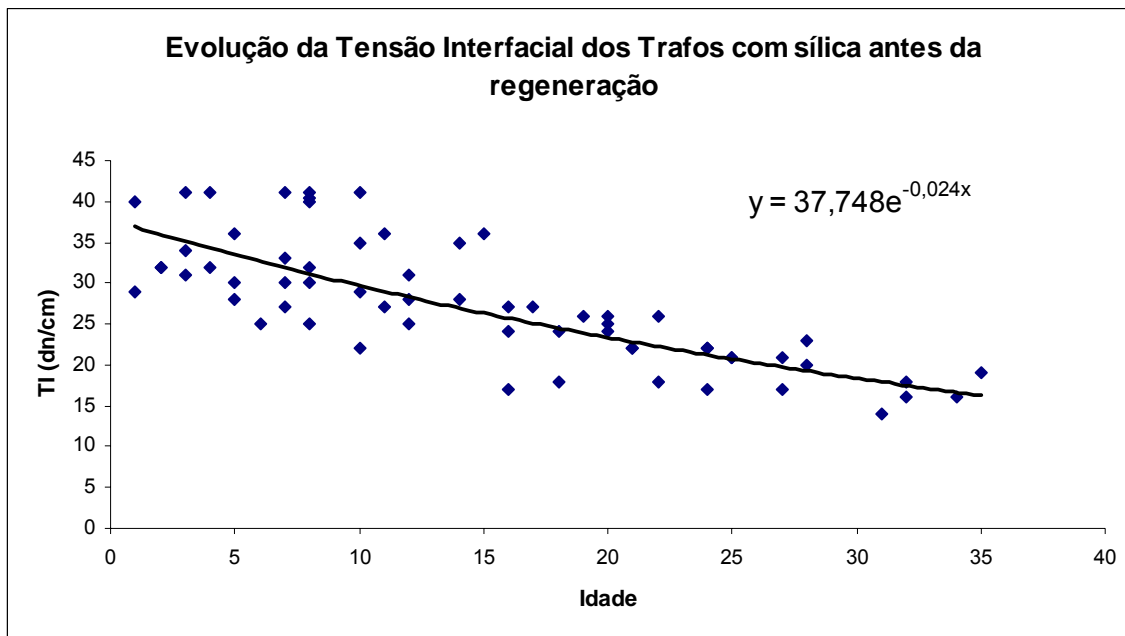


Figura 25: Correlação entre a tensão interfacial e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica gel.

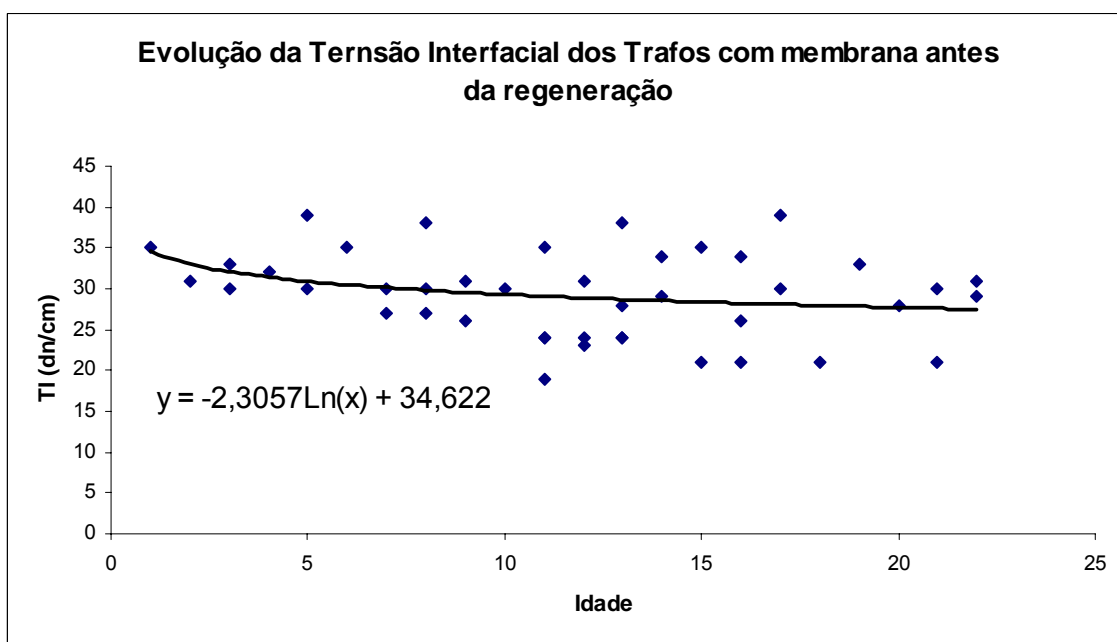


Figura 26: Correlação entre a tensão interfacial e a idade de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa.

As Figuras 27 e 28 mostram a correlação entre o teor de oxigênio e o índice de acidez e a idade de transformadores com sistema de preservação com sílica e membrana, respectivamente. Pode-se observar na Figura 27 que o teor de oxigênio tende a cair à medida que o índice de acidez aumenta. Esta queda do teor de oxigênio pode estar associada a seu consumo pelo óleo e conseqüente aumento do índice de acidez sem que ocorra um suprimento significativo de oxigênio atmosférico. O suprimento do oxigênio atmosférico ocorre principalmente em razão de variações do nível do óleo provocadas por alterações na temperatura de operação do transformador.

Os dados da Figura 28 demonstram que o mesmo fenômeno do óleo dos transformadores com sílica pode estar ocorrendo com os óleos dos transformadores

com membrana. Deve-se salientar, entretanto, que os teores de oxigênio observados tendem a ser menores nos transformadores com membrana.

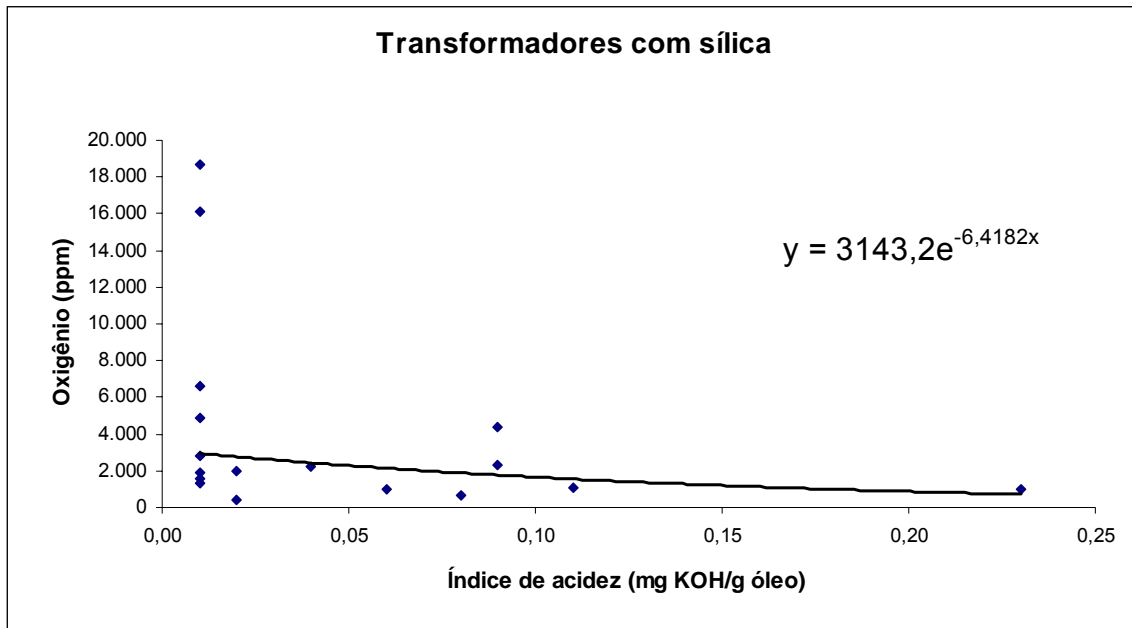


Figura 27: Correlação entre o teor de oxigênio e o índice de acidez de transformadores com sistema de preservação do óleo com sílica gel.

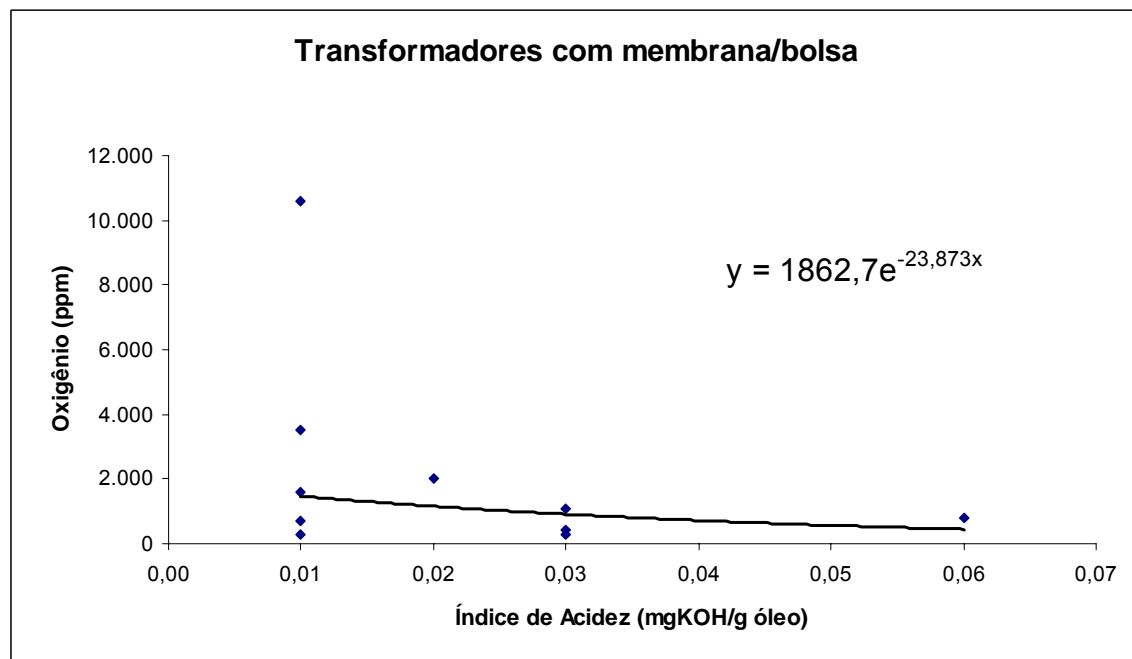


Figura 28: Correlação entre o teor de oxigênio e o índice de acidez de transformadores com sistema de preservação do óleo com membrana ou bolsa.

14. AVALIAÇÃO DO EFEITO DOS CONTAMINANTES EXTERNOS EM ASSOCIAÇÃO AOS DIFERENTES NÍVEIS DE SOLICITAÇÃO A QUE ESTÃO SUBMETIDOS OS ENROLAMENTOS

Avaliou-se a possibilidade de correlação entre os regimes de carga (temperaturas) do sistema isolante sólido/líquido e os agentes de degradação.

A Figura 29 apresenta gráfico correlacionando o teor de furfural e a porcentagem de carregamento. Como pode ser visto na figura, não se observou uma correlação consistente entre o teor de furfural e a porcentagem de carregamento.

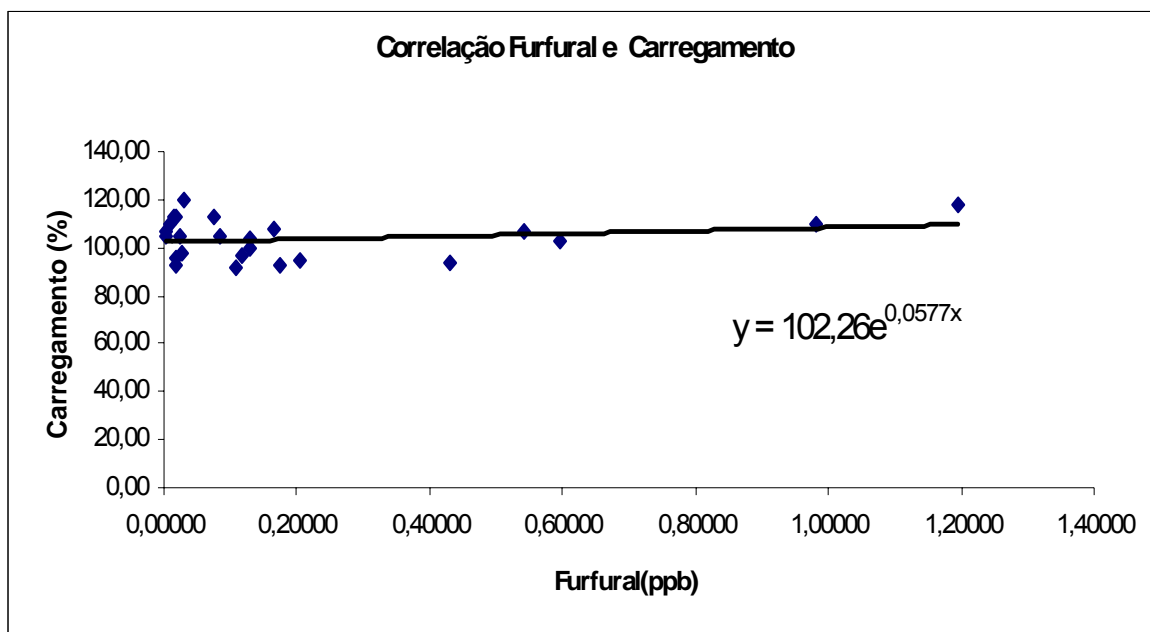


Figura 29: Correlação o teor de furfural e a porcentagem de carregamento.

A Figura 30 apresenta gráfico correlacionando o somatório dos gases monóxido e dióxido de carbono (CO e CO₂, respectivamente) e a porcentagem de carregamento.

Como pode ser visto na figura, também não se observou uma correlação consistente entre o somatório dos gases CO e CO₂ e a porcentagem de carregamento.

A Figura 31 mostra gráfico correlacionando o somatório dos gases monóxido e dióxido de carbono (CO e CO₂, respectivamente) e a concentração de furfural.

Como pode ser visto na figura, observou-se uma certa correlação entre o somatório dos gases CO e CO₂ e a concentração de furfural. Embora a tendência seja de aumento do somatório dos gases CO e CO₂ acompanhado do aumento da concentração de furfural, em diversos casos isso não ocorreu. O fenômeno é bastante complexo e requererá mais dados para possíveis inferências quanto às causas de tais discrepâncias.

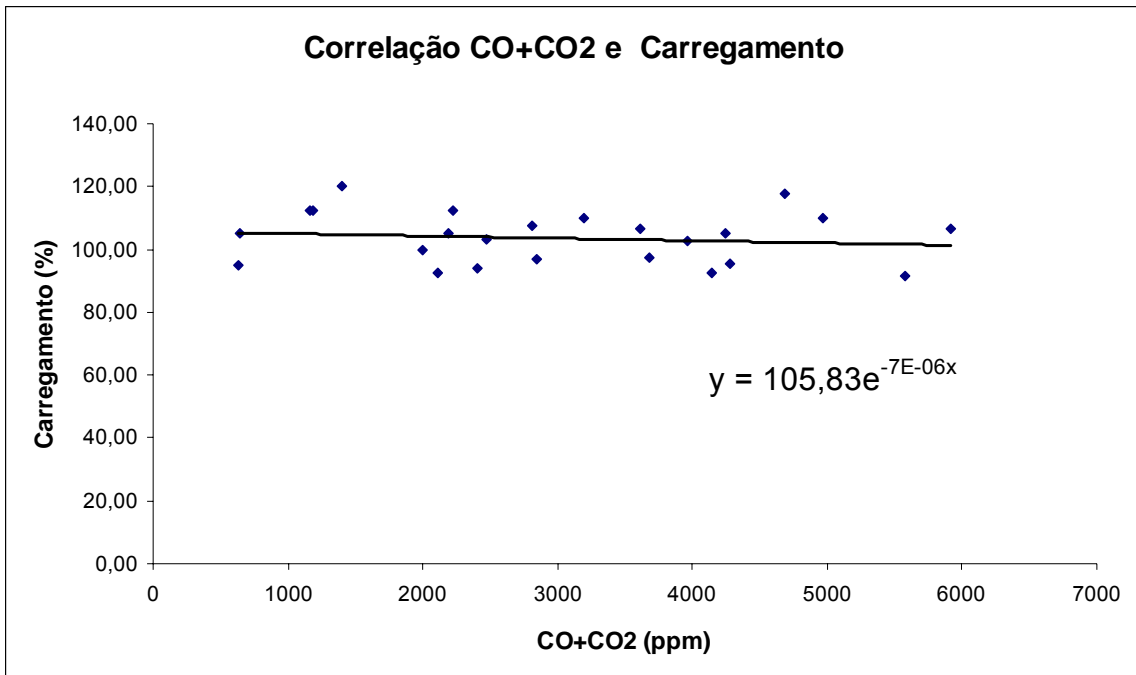


Figura 30: Correlação entre e a porcentagem de carregamento.

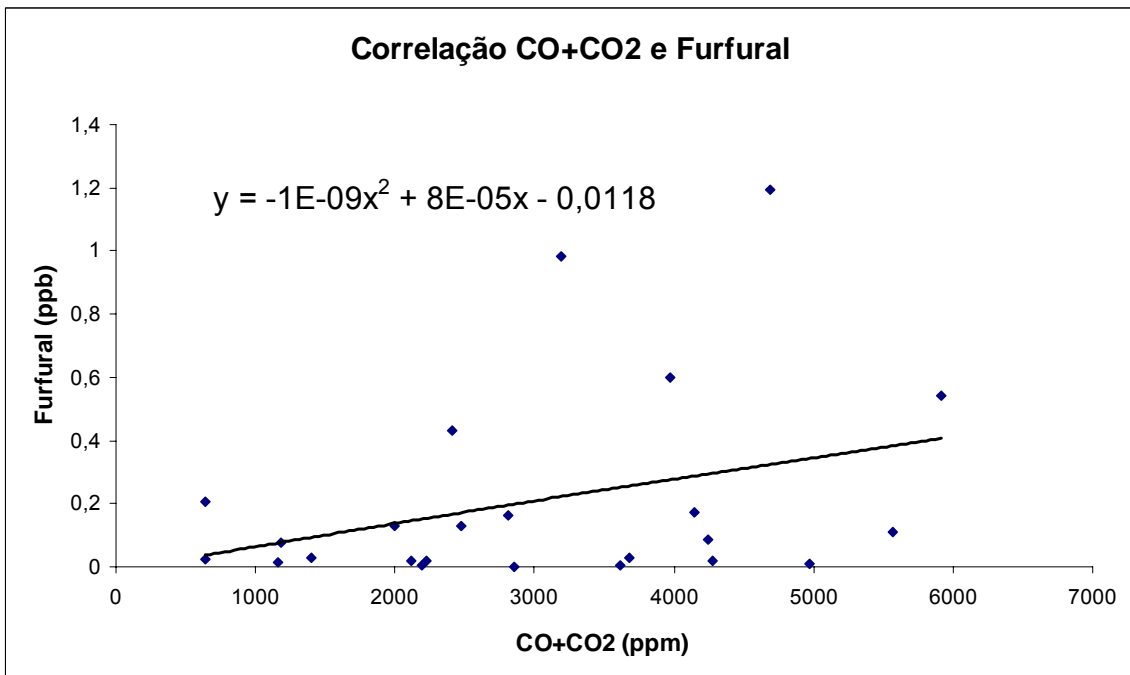


Figura 31: Correlação entre o somatório dos gases CO e CO₂ e a concentração de furfural.

15. CONCLUSÃO

Foram definidos os principais parâmetros para acompanhamento do desempenho do sistema isolante sólido em longo prazo, por meio do desenvolvimento de modelo matemático de envelhecimento do papel isolante, incorporando o efeito causado pela água e pelos ácidos ao efeito térmico de degradação considerado tradicionalmente. Graças ao modelo desenvolvido, foi possível fazer simulações e avaliar a vida

remanescente dos sistemas isolantes nas condições reais a que são submetidos os transformadores.

Avaliou-se também a influência de agentes externos na degradação do sistema isolante sólido de transformadores de potência. Nessas avaliações, pôde-se comprovar o efeito acelerador do envelhecimento do sistema de isolamento sólido, provocado pela umidade no próprio papel e pelos ácidos do óleo.

No estudo da correlação entre as temperaturas do topo do óleo e dos enrolamentos, foram obtidos perfis de temperaturas razoavelmente próximos entre os transformadores, independentemente de tipo, potência e fabricante. A partir da compilação dos dados, foi possível obter uma equação para determinação da temperatura do óleo para qualquer valor porcentual da altura do tanque, tendo-se apenas a temperatura do fundo do tanque.

Observou-se que há certa correlação entre os resultados dos ensaios de acidez e tensão interfacial em relação à banda de carbonila em 1710 cm^{-1} . Isto é evidenciado no estágio inicial de oxidação dos óleos analisados, principalmente para acidez superior a $0,05\text{ mg KOH/g}$ e tensão interfacial superior a 25 dinas/cm . Entretanto para valores inferiores de tensão interfacial e superiores de acidez, nota-se uma grande dispersão dos resultados.

O ensaio de infravermelho deve ser acrescentado à rotina de ensaios normalmente executados nos óleos isolantes, uma vez que pode indicar contaminantes de oxidação não-detectados pelos ensaios físico-químicos convencionais. Assim, será possível otimizar a tomada de decisão quanto a ações de manutenção como regeneração do óleo, ou mesmo a qualidade do óleo após a regeneração.

Determinou-se o nível de influência dos agentes externos na velocidade de degradação do óleo isolante. Em uma parte significativa dos transformadores, foi ultrapassado o valor-limite máximo de 3.000 ppm de oxigênio no óleo, estabelecido na norma ABNT 5416/1997 sobre carregamento de transformadores, independentemente do sistema de preservação do óleo (sílica ou membrana/bolsa). No caso dos transformadores com sílica, os teores observados são muito mais altos, o que confirma a ineficiência deste sistema de preservação de óleo.

Não se observou uma correlação consistente entre a concentração de oxigênio do óleo e a intensidade de absorção da banda diferencial da carbonila em 1710 cm^{-1} .

Avaliou-se o desempenho dos sistemas de conservação do óleo na preservação da vida útil dos transformadores de potência. O teor de oxigênio do óleo tendeu a cair à medida que o índice de acidez aumentou tanto para os transformadores com sílica quanto para aqueles com membrana. Esta queda do teor de oxigênio pode estar associada a seu consumo pelo óleo e conseqüente aumento do índice de acidez sem que ocorra um suprimento significativo de oxigênio atmosférico. O suprimento do oxigênio atmosférico ocorre principalmente em razão de variações do nível do óleo provocadas por alterações na temperatura de operação do transformador.

Graças ao levantamento de dados de campo, foi possível avaliar o efeito dos contaminantes externos em associação aos diferentes níveis de solicitação a que estão submetidos os enrolamentos. Não se observou uma correlação consistente entre o teor de furfural, principal produto da degradação do papel dissolvido no óleo, e a porcentagem de carregamento. Este item deverá requerer estudo futuro, em que deverão ser colhidas amostras diretas de papel para ensaios de grau de polimerização da celulose, por exemplo.

Em razão da metodologia adotada no estudo foi possível obter resultados em conformidade com todos os esperados, uma vez que se pretendeu estudar e avaliar a degradação do sistema isolante de transformadores de potência.

16. CRONOGRAMA

Mês 1 (Maio)		Ciclo: 2000											
Número/Etapa		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Levantamento do estado da arte e dos principais parâmetros		■	■	■	■							
			■	■	■								
2	Avaliação do grau de incerteza nas medições de temperatura		■	■	■	■	■						
			■	■	■	■	■						
3	Estudo de alternativas p/ medição de produtos de decomposição		■	■	■	■	■						
			■	■	■	■	■						
4	Avaliação da influência do oxigênio na velocidade de degradação do óleo						■	■	■	■	■		
							■	■	■	■			
5	Estudo de correlações gases nitrogênio e oxigênio/polares não-ácidos							■	■	■	■	■	
								■	■	■	■		
6	Avaliação da influência do nível de compostos ácidos do óleo								■	■	■	■	■
									■	■	■	■	
7	Estudo do efeito sinérgico dos ácidos e oxigênio no papel								■	■	■	■	■
									■	■	■	■	

Mês 1 (Agosto)		Ciclo: 2001											
Número/Etapa		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Estudo da correlação carga dos sistemas isolantes/causas externas	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado								
9	Avaliação e sistematização das principais variáveis estudadas	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado								
10	Definição dos principais parâmetros de acompanhamento da deterioração	Realizado	Realizado	Realizado	Realizado								
11	Estudo da vida útil do sistema isolamento sólido mantidas as condições atuais					Realizado	Realizado	Realizado	Realizado				
12	Estudo em condições mais exigentes, com eliminação de causas externas					Realizado	Realizado	Realizado	Realizado				
13	Estudo do sistema isolamento sólido na solicitação atual agravada a deterioração					Realizado	Realizado	Realizado	Realizado				
14	Avaliação dos resultados obtidos na extrapolação para o sistema					Realizado	Realizado	Realizado	Realizado				
15	Divulgação dos resultados e treinamento da mão-de-obra									Realizado	Realizado		

Previsto	Realizado
Realizado	Realizado

17. ORÇAMENTO

2000

TIPO/MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
RECURSOS HUMANOS TERC.		32	32	31	32	35	47	46	46	47	32	20	400
RECURSOS HUMANOS ELMA		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	50
OUTROS						4	4	5	5	4	4	4	30
CUSTOS ADM		0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	5,0
VIAGENS E DIÁRIAS													
TOTAIS PREV.		37	37	36	37	44	56	56	56	56	41	29	485
TOTAIS REALIZ.		37	37	36	37	44	56	56	56	56	41	29	485

2001

TIPO/MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL
RECURSOS HUMANOS	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	16,1	16,1	289,8
REC. HUM. ELMA	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	45
OUTROS											
CUST. ADM	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	4,5
VIAGENS E DIÁRIAS											
TOTAIS PREVISTOS	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	21,05	21,05	339,3
TOTAIS REALIZ.	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	21,05	21,05	339,3

18. ESTRATÉGIA DE DIFUSÃO TECNOLÓGICA DOS RESULTADOS

O desenvolvimento do projeto possibilitou a interação da instituição de pesquisa nacional com os engenheiros da concessionária de energia elétrica. Dessa forma, foi possível para todos os envolvidos trocar experiências mútuas e compartilhar diferentes enfoques na análise e solução dos problemas, o que foi extremamente benéfico para obtenção de resultados mais eficazes e para o aprimoramento da engenharia nacional de sistemas de potência.

Além do conhecimento transmitido aos engenheiros da concessionária na convivência da equipe científica durante o desenvolvimento do projeto, foram realizados dois *workshops* internos, um no primeiro e outro no segundo ano do projeto, para divulgação dos resultados a todos os interessados da empresa.

Elaborou-se um artigo - "Transformer fluid: a powerful tool for the life management of an ageing transformer population". Este artigo foi publicado na conferência TechCon 2001, realizada em Mesa – Arizona, EUA, em janeiro de 2001 e na conferência TechCon 2002 Asia-Pacific, realizada em Melbourne – Vitória, Austrália em maio de 2002.

No apêndice encontra-se outro artigo - "Avaliação da degradação da vida útil de transformadores de potência por meio de ensaios no óleo isolante". Este deverá ser submetido para publicação no II CITENEL e em outros eventos e periódicos nacionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Dhiba, D. *Étude du vieillissement de l'isolation papier/huile dans les transformateurs de puissance: influence des inhibiteurs d'oxydation*. Toulouse, 1995. 216p. Tese (Doutorado) - Institut National Polytechnique de Toulouse.

[2] Clark, F.M. *Insulating materials for design and engineering practice*. New York, John Wiley, 1962. 1217 p.

[3] Vieira, C.L.C.S. *Estudos de envelhecimento de óleos minerais isolantes de base parafínica para transformadores*. Rio de Janeiro, 1981. 143p. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Macromoléculas, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- [4] Valle, A.A.F.; Carvalho, R.L.; Bozzo, S. "Desenvolvimento de óleo isolante naftênico tipo "A" Nacional". *Seminário de Materiais no Setor Elétrico*, 4, Curitiba, COPEL, 1994. p. 605-609.
- [5] Lipshtein, R.A.; Shaknovich, M.I. *Transformer oil*. Jerusalém, Wiener Bindery, 1970. 257 p.
- [6] Jezl, J.L.; Stuart, A.P.; Ross, E.S. *AIEE Trans. Power App. System*, v.38, p. 715-21, abril, 1958.
- [7] Appelt, D. *Eletricidade*, v.113, p.60-73, 1975.
- [8] Erhart, L.; Rey, E.; Sutter, H. "Recherches nouvelles concernant les huiles isolantes à l'aide des méthodes chromatographiques modernes". CIGRÉ Session, Paris, CIGRÉ, 1966. p. 21.
- [9] Lamarre, C. *Resistance to oxidation of reclaimed transformer oils*. Montreal, Canadian Electrical Association, 1986. 44 p.
- [10] Abou El Naja, H.H.; Salem, A.E.M. *Wear*, v.96, p.267-283, 1984.
- [11] Vijh, A.K. *Wear*, v.103, p.151-6, 1985.
- [12] Ericson, G. *J. ASEA*, v.31, n.1/2, p.16-21, 1958.
- [13] Prabhashankar, V.; Badkas, D.J. *J. Inst. Petr.*, v.47, n.450, p. 210-21, junho, 1961.
- [14] Goldstein, A. *BUL. ASE*, n.19, 1961.
- [15] Denison, D.G. *J. Ind. Eng. Chem.*, v.36, p.477-82, 1944.
- [16] Anderson, R. *Sample pretreatment and separation*. New York, John Wiley, 1987. 632 p.
- [17] Majors, R.E., *LC-GC*, v.4, p.972, 1986.
- [18] Rissato, S.R. *Determinação de resíduos de pesticidas em tabaco através de métodos analíticos de alta eficiência (SFE, HPLC, HRGC, CZE)*. São Carlos, 1995. 163p. Tese (Doutorado) - Instituto de Química de São Carlos, Universidade de São Paulo.
- [19] Hawthorne, S.B.; Miller, D.J.; Krieger, M.S. *J. Chromatogr. Sci.*, v.27, p.347-54, 1989.
- [20] Altgelt, K.H.; Gouw, T.H. *Chromatography in petroleum analysis*. New York, Marcel Dekker, 1979. 512 p.
- [21] Lanças, F.M. *Cromatografia em fase gasosa*. São Carlos, Acta, 1993. 240 p.
- [22] Mineração Curimbaba. *Boletim Técnico-020*. Poços de Caldas, 1986. 1 p.
- [23] McNutt, W.; Bassetto F., A.; Griffin, P.J. "Tutorial on Electrical-Grade Insulating Papers in Power Transformers". 1993 *Doble Client Committees Fall Meeting*, Charleston, Out. 1993.

- [24] Griffin, P.J. "Monitoring the Integrity of Cellulose Insulation in Order to Determine Power Transformer Life". *Minutes of the Fifty-Seventh Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, sec. 6-16.1.
- [25] Griffin, P.J. & Christie J. "Effects of Water and Benzotriazole on Electrostatic Charge Generation in Mineral Oil/Cellulose Systems". *Third EPRI Workshop on Static Electrification in Power Transformers*, San Diego, Jan. 1992.
- [26] D'Almeida, M.L.O. et al. "Composição Química de Materiais Lignocelulósicos," *Celulose e Papel*, 2 ed., São Paulo. SENAI/IPT, 1988. v. I. cap. III. pp. 45-106.
- [27] Davies, D.D. et al. *Plant Biochemistry*, Blackwell Scientific Publications, Oxford, 1964, p. 454.
- [28] Moser, H.P. *Transformerboard*. EHV-Weidmann Lim., St. Johnsbury, 1979. p. 122.
- [29] Darveniza, M. et al. "Studies of the Condition of Insulation in Aged Power Transformers Part 2 - Fundamental Electrical and Chemical Considerations," *Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM-91)*, Tokyo, Jul. 1991, pp. 1120-1123.
- [30] Fabre, M.J. "Les Criteres Chimiques de Degradadon du Papier Impregne d'Huile dans les Appareils Eletriques," *Revue Generale de l'Electricité*, v. 66, n. 1, Jan. 1957, pp. 17-26.
- [31] Shroff, D.H. & Stannett, A. W., "A Review of Paper Aging in Power Transformers", *IEE Proceedings*, 132, Nov. 1985, pp. 312- 319.
- [32] Oommen, T. V. & Arnold. L.N. "Cellulose Insulation Materials Evaluated by Degree of Polymerization Measurements," *Proceedings of the 15th Electrical Electronics Conference*, Chicago, Oct. 1981, pp. 257-261.
- [33] *The New Encyclopaedia Britannica*. "Paper and Paper Production," 15 ed., Chicago, Encyclopaedia Britannica. Inc.. v. 13. 1984, pp. 966-977.
- [34] Shreve, R.N. and Brink, Jr., J.A. "Chemical Process Industries", 4 ed., Tokyo. McGraw-Hill Kogakusha, Ltd., 1977, p. 814.
- [35] Heavers, M.F. et al. "Permalax, a New Insulation System," *IEEE Transactions on PAS*, Abr. 1960, pp. 64-73.
- [36] Moser, H.P. and Dahinden, V. *Transformerboard II*, Rapperswil, H. Weidmann AG, 1987. p. 222.
- [37] Unsworth, J. and Mitchell, F. "Degradation of Electrical Insulating Paper Monitored with High Performance Liquid Chromatography," *IEEE transactions on Electrical Insulation*, v. 25, n.4, Ago. 1990, pp 737-746.
- [38] Lampe, W. and Spicar, E. "The Oxygen-Free Transformer, Reduced Ageing by Continuous Degassing." *CIGRE Paper 12-05*, 1976.
- [39] Clark, F.M., "Factors Affecting the Mechanical Deterioration of Cellulose Insulation," *AIEE Transactions*, vol. 61, Oct. 1942, pp. 742-749.

- [40] Fabre, J. and Pichon, A., "Deterioration Processes and Products of Paper in Oil," CIGRE Paper 137, 1960.
- [41] Siqueira, M.C. et al. "Avaliação dos Ensaio Efetuados em Laboratório para Verificação do Desempenho do Óleo Mineral Isolante Regenerado e sua Influência no Envelhecimento do Papel Isolante," *8^o Encontro Técnico da CFQ*, Porto Alegre, Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), Set. 1991.
- [42] Bassetto F., A. et al. "Assessment of the Optimum Reclamation Time for Uninhibited Insulating Oils by Infrared Spectroscopy," *Minutes of the Fifty-Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, Sec. 10-4.1.
- [43] Bassetto F., A. et al. "How the Products from Insulating Oil Degradation Can Affect the Life of Transformers," CIGRE Paper 12- 104, 1992.
- [44] Lampe, W. and Spicar, E. "Influence of Different Stress Factors on the Dielectric and Mechanical Strength of Oil-Cellulose Insulation," *CIGRE Session*, Paper 15-05, 1978.
- [45] Lampe, W. et al. "Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation Systems in Service," *IEEE PES Winter Meeting*, New York, A 78 111-7, 1978.
- [46] Griffin, P.I., "Measurement of Cellulose Insulation Degradation: A Study of Service-Aged Transformers," *Minutes of the Fifty-Ninth Annual International Conference of Doble Clients*, 1992, Sec. 10-4.1.
- [47] Dakin, T.W. Electrical insulation deterioration treated as a chemical rate phenomenon. *AIEE Transactions*, v.66, p.113-122, 1947.
- [48] Barrotti, S.L.H. and Bergman, S. "Tipos de Papel." *Celulose e Papel*, 2 ed., Sao Paulo, SENAI/IPT, 1988, v. II, cap. VII, pp. B19-842.
- [49] McNutt, W.J. "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides," *Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 1, Jan. 1992, pp. 392-398.
- [50] ASTM D 4243-R3, "Standard Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards", ASTM, Philadelphia, 1983.
- [51] Lawson, W.G. et al. "Thermal Aging of Cellulose Paper Insulation," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, v. EI- 12, n. 1, 1977, pp. 61-66.
- [52] Bozzini, C.A., "Transformer Ageing Diagnosis by Means of Measurements of the Degree of Polymerisation. Results of New Experiments," *CIGRE Session*, Paper 12-08, 1968.
- [53] Bassetto F., A. and Mak, J., "Analysis of the Degree of Polymerization of Paper Samples from Service-Aged Transformers," *Minutes of the Fifty-Seventh Annual International Conference of Doble Clients*, 1990, Sec. 10-5.1.
- [54] Allan, D. et al. "Studies of the Condition of Insulation in Aged Power Transformers Part 1 - Insulation Condition and Remnant Life Assessments for In-Service Units," *Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM-91)*, Tóquio, Jul. 1991, pp. 1116-1119.

- [55] Bassetto F., A. and Mak, J. "Determination of the Degree of Polymerization of Paper Microsamples from Power Transformers," *Minutes of the Fifty-Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, Sec. 6-17.1.
- [56] IEC Publication 450. "Measurement of the Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Paper," 1974.
- [57] Fallou, B., "Synthese des Travaux Effectues au LCIE sur le Complexe Papier-Huile," *Revue Générale de l'Electricité*, 79, Set. 1970, pp. 645-661.
- [58] McNutt, W.J. *International Seminar on Transformer Loading*, Rio de Janeiro, Eletrobrás, Set. 1990.
- [59] Silva, V.L.A. & Vieira. C.L.S. "Correlação dos Critérios para Avaliação do Envelhecimento Térmico de Equipamentos Elétricos," *XI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, RJ/GEM/16, 1991.
- [60] Burton, P.J. et al., "Recent Developments by CEGB to Improve the Prediction and Monitoring of Transformer Performance," *CIGRE Session*, Paper 12-09, 1984.
- [61] Vergne, J. et al. "Vieillessement du Complexe Papier-Huile dans les Transformateurs." *Journées d'Etudes de la Société de Electriciens et de Electroniciens*, Gif-Sur-Yvonne, Nov. 1989, pp. 69-72.
- [62] Guinic. P. et al. "Transformer Aging and Replacement Policy (an Overview)." *Minutes of the Fifty Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, Sec. 6-20.1.
- [63] De Pablo. A. "Nuevo Método Analítico para Controlar el Estado del Aislamiento Sólido de Transformadores en Servicio," *CIGRE SC15/WG1 Meeting*, Trondheim, Jun. 1991.
- [64] Grant, D. "General Discussion of the Symposium on Monitoring Transformer Aging," *Minutes of the Fifty-Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, Sec. 6-24.1.
- [65] Oommen, T. V. et al. "Furanic Compounds Analysis by GC-MS, and Its Diagnostic Value for Transformer Insulation Aging." *Minutes of the Sixtieth Annual International Conference of Doble Clients*, 1993, Sec. 10-5.1.
- [66] Dominelli, N. et al. "Recent Developments in Paper Degradation Products Analysis," *Minutes of the Sixtieth Annual International Conference of Doble Clients*, 1993, Sec. 10-4.1.
- [67] Ortel. S.M. "The Colorimetric Analysis of 2-Furfuraldehyde in Transformer Oil," *Minutes of the Fifty-Ninth Annual International Conference of Doble Clients*, 1992, Sec. 10-3.1.
- [68] Griffin, P.I. et al., "Measurement of Cellulose Insulation Degradation," *Minutes of the Sixtieth Annual International Conference of Doble Clients*, 1993, Sec. 10-3.1.
- [69] Burton, P.J. et al., "Applications of Liquid Chromatography to the Analysis of Electrical Insulating Materials." *CIGRE Session*, Paper 15-08, 1988.