



UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA
DIEGO OTAVIO PAES

**AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA E COMPORTAMENTO DA UTILIZAÇÃO
DE ANTIOXIDANTE NA INIBIÇÃO À OXIDAÇÃO DE ÓLEO MINERAL
ISOLANTE DE TRANSFORMADORES ELÉTRICOS**

Tubarão
2008

DIEGO OTAVIO PAES

**AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA E COMPORTAMENTO DA UTILIZAÇÃO
DE ANTIOXIDANTE NA INIBIÇÃO À OXIDAÇÃO DE ÓLEO MINERAL
ISOLANTE DE TRANSFORMADORES ELÉTRICOS**

Relatório apresentado ao curso de Graduação
em Engenharia Química da Universidade do
Sul de Santa Catarina, como requisito parcial
para aprovação na disciplina Estágio
Supervisionado em Engenharia Química

Universidade do Sul de Santa Catarina

Supervisor : Professor Dr. Dile Pontarolo Stremel

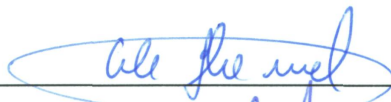
**Tubarão
2008**

DIEGO OTAVIO PAES

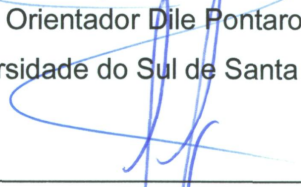
**AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA E COMPORTAMENTO DA
UTILIZAÇÃO DE ANTIOXIDANTE NA INIBIÇÃO À OXIDAÇÃO DE
ÓLEO MINERAL ISOLANTE DE TRANSFORMADORES
ELÉTRICOS**

Este relatório foi avaliado e considerado adequado como requisito parcial para a aprovação na disciplina Estágio Supervisionado Curricular em Engenharia Química da Universidade do Sul de Santa Catarina.

Tubarão, 01 de julho de 2008.



Professor e Orientador Dile Pontarolo Stremel, Dr.
Universidade do Sul de Santa Catarina



Prof. Everton Skoronski, Msc.
Universidade do Sul de Santa Catarina



Prof. Adriano Martendal Dr.
Universidade do Sul de Santa Catarina

Dedico este trabalho à empresa Celesc Distribuição S.A. que me possibilitou a oportunidade de aplicar os conhecimentos adquiridos durante a graduação no curso de Engenharia Química.

AGRADECIMENTOS

À Deus porque sempre permanece fiel.

Aos meus pais por todo apoio e auxílio.

Ao orientador Dr. Dile Pantarolo Stremel por toda orientação.

À Universidade do Sul de Santa Catarina e ao Curso de Engenharia Química que oportunizaram a realização deste trabalho

Ao Supervisor de Estágio Sr. Alexandre Rios Martins por toda disponibilidade, auxílio e cooperação demonstrada.

As Colegas Nadja e Lisie por toda a ajuda na realização dos experimentos no laboratório Físico-Químico da empresa

À Empresa Celesc Distribuição S.A. que possibilitou a realização do estágio.

RESUMO

Os óleos minerais isolante são produtos derivados do petróleo, com uma composição química constituída de complexas misturas de hidrocarbonetos. Sua aplicação em transformadores elétricos, tem a função de aumentar a rigidez dielétrica, sendo responsável pelo isolamento das superfícies metálicas nuas, preenchimento dos espaços vazios entre as partes energizadas, impregnação do isolamento sólido do transformador e também a função de dissipação de calor. O óleo mineral isolante tem mostrado-se eficiente durante várias décadas, entretanto durante a sua utilização passa por um processo de degradação, também chamado de envelhecimento, que é causado pela oxidação dos compostos hidrocarbonetos, decorrente da exposição ao oxigênio e acelerada pelo aumento de temperatura e presença de compostos catalíticos, como ferro e cobre. A oxidação e degradação do óleo mineral isolante, leva a formação de compostos polares indesejáveis, que afetam a isolação sólida do transformador, que é o fator determinante da vida útil do equipamento. No óleo mineral isolante, existem produtos naturais que agem como inibidores de oxidação, que retardam o processo de degradação até serem totalmente consumidos. Para aumentar a estabilidade oxidativa do óleo mineral isolante, inibidores sintéticos de oxidação podem ser adicionados ao óleo, com o objetivo de aumentar o tempo de indução. Neste trabalho avaliou-se a eficiência e o comportamento da utilização de aditivo inibidor de oxidação em óleo mineral isolante novo, através de métodos de envelhecimento acelerado de oxidação, baseado em ensaios normatizados e, foi possível extrair importantes informações sobre o comportamento degradativo do óleo mineral isolante através de experimentos com a presença e ausência de aditivos inibidores de interesse da empresa Celesc Distribuição S.A.

Palavras-chave: Óleo mineral isolante, estabilidade à oxidação, inibidor.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – FOTOGRAFIA DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.....	13
FIGURA 2 – ALGUNS DOS COMPOSTOS PRESENTES NA COMPOSIÇÃO DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE.....	14
FIGURA 3 – ETAPAS DO PROCESSO DE DEGRADAÇÃO DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE EM TRANSFORMADORES.	24
FIGURA 4 – CURVA DE ENVELHECIMENTO ÓLEO MINERAL ISOLANTE – OMI	25
FIGURA 5 – MOLÉCULA DE INIBIDOR TIPO FENÓLICO	28
FIGURA 6 – MOLÉCULA DE DBPC.....	28
FIGURA 7 – GRÁFICO DO TEMPO DE INDUÇÃO DE ÓLEO NÃO-INIBIDO E ÓLEO INIBIDO	29
FIGURA 8 – ENSAIO DE ESTABILIDADE A OXIDAÇÃO DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE.....	31
FIGURA 9 – ENSAIO DE ESTABILIDADE A OXIDAÇÃO PELA BOMBA ROTATÓRIA	32
FIGURA 10 - INFRAVERMELHO COM TRANSFORMADA DE FOURIER – FTIR	36
FIGURA 11 – TENSÍMETRO DA MARCA KRUSS MODELO K9	37
FIGURA 12 – GRÁFICO DO TEMPO INDUÇÃO DO ÓLEO NÃO INIBIDO EM COMPARAÇÃO COM ÓLEO INIBIDO COM 0,3% (M/M) DPBC.....	38
FIGURA 13 – GRÁFICO DO TEMPO INDUÇÃO DO ÓLEO NOVO NÃO INIBIDO EM COMPARAÇÃO COM ÓLEO DIFERENTES CONCENTRAÇÕES DE DP	39
FIGURA 14 – GRÁFICO QUE EXPRESSA O GANHO NO TEMPO DE INDUÇÃO VARIANDO AS CONCENTRAÇÕES DE ADITIVO DBPC NO ÓLEO NOVO.....	39
FIGURA 15 – GRÁFICO QUE EXPRESSA A COMPARAÇÃO DO TEMPO INDUÇÃO ENTRE O ÓLEO NÃO INIBIDO, ÓLEO INIBIDO E ÓLEO COMERCIAL	40
FIGURA 16 – GRÁFICO CURVA ENVELHECIMENTO (8 HORAS) DO ÓLEO NOVO NÃO INIBIDO E ÓLEO NOVO INIBIDO COM 0,05% (M/M) DBPC.....	40
FIGURA 17 – GRÁFICO CURVA DE CONSUMO DE DBPC EM RELAÇÃO A FORMAÇÃO DE CARBONILA EM UM ENVELHECIMENTO DE 168 HORAS	41

LISTA DE QUADROS E TABELAS

QUADRO 1 – COMPOSIÇÃO DE ACORDO COM TIPOS ÓLEOS ISOLANTES	16
QUADRO 2 – PARÂMETROS DE ESPECIFICAÇÃO DOS ÓLEOS MINERAIS ISOLANTES TIPO A (NAFTÊNICO) E TIPO B (PARAFÍNICO).....	20
QUADRO 3 – PARÂMETROS PARA O ÓLEO MINERAL ISOLANTE EM USO, CONFORME CLASSE DE TENSÃO DO TRANSFORMADOR.....	22
QUADRO 4 – MECANISMO DE REAÇÃO EM CADEIA DA OXIDAÇÃO DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE.....	26

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	4
RESUMO.....	5
LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE QUADROS E TABELAS.....	7
1.0 INTRODUÇÃO	10
2.0 DESENVOLVIMENTO.....	11
2.1 Objetivo Geral	11
2. 2 Objetivos Específicos	11
2.3 Levantamento Bibliográfico	12
2.3.1 Óleo Mineral Isolante.....	12
2.3.1.1 <i>Aplicação</i>	12
2.3.1.2 <i>Obtenção</i>	13
2.3.1.3 <i>Composição</i>	14
2.3.1.4 <i>Propriedades</i>	16
2.3.2 Controle da Qualidade do Óleo Mineral Isolante em Operação	18
2.3.2.1 <i>Ensaio Físico-Químico</i>	18
2.3.2.2 <i>Parâmetros do Óleo Mineral Isolante</i>	20
2.3.3 Processo de Degradação do Óleo Mineral Isolante em Operação.....	23
2.3.3.1 <i>Causas da Degradação (Envelhecimento) Óleo Isolante</i>	23
2.3.3.2 <i>Processo de Oxidação</i>	25
2.3.3.3 <i>Conseqüências da Degradação do Óleo Mineral Isolante</i>	27
2.3.4 Utilização de Inibidores para Retardamento do Processo de Degradação (Envelhecimento) do Óleo Mineral Isolante.....	27
2.4 Justificativa: Atividade Desenvolvida – O Problema.....	33
2.5 Metodologia (Materiais e Métodos)	35
2.5.1 Métodos Analíticos	35
2.5.1.1 Métodos Gravimétricos.....	35
2.5.1.2 Métodos Instrumentais	35
2.5.2 Métodos Experimentais.....	37

2.6 Resultados e Discussões	38
2.6.1 Resultados	38
2.6.2 Discussão	42
3.0 CONCLUSÕES	44
REFERÊNCIAS.....	45
APÊNDICE A – A EMPRESA	47

1.0 INTRODUÇÃO

O presente trabalho, pretende relatar o estágio realizado na empresa Celesc Distribuição S.A., junto a Divisão de Laboratório e Instrumentação e, mas precisamente no laboratório físico-químico de análise de óleo isolante. A utilização de inibidores de oxidação em óleo mineral isolante no Brasil, é um fato recente, que surgiu a partir de 2005 com a mudança da legislação brasileira. Até 2005, a utilização de aditivo inibidor de oxidação, estava restrita ao óleo mineral isolante degradado, que após passar por um processo de regeneração, voltava a ser utilizado e necessitava da adição de inibidores sintéticos, por não mais possuírem os inibidores naturais já consumidos pela oxidação do óleo. Por trata-se de um fato novo, a utilização de aditivo inibidor de oxidação em óleo novo ainda é objeto de estudo e adequações.

Na Celesc Distribuição S.A., ainda não havia sido avaliado a eficiência e comportamento da utilização de aditivo inibidor de oxidação em óleo novo. Avaliou-se em laboratório, o comportamento do óleo mineral isolante novo sem inibidor em relação aquele com presença de inibidor, avaliando a estabilidade de oxidação proporcionada ao óleo pela adição de inibidor. As informações retiradas dos trabalhos realizados serviram de base para a empresa realizar novos trabalhos e definir procedimentos para a avaliação de óleos minerais isolantes inibidos disponíveis comercialmente, que irão ter um melhor desempenho operacional, tendo em vista o aumento da vida útil de um transformador de potência.

Neste trabalho, o primeiro capítulo aborda a introdução do trabalho, o segundo capítulo aborda os objetivos do trabalho, levantamento bibliográfico sobre o assunto, justificativa e problema, métodos utilizados, resultados e discussões, e no terceiro capítulo as conclusões e considerações finais do trabalho.

2.0 DESENVOLVIMENTO

2.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar a eficiência e comportamento da utilização de aditivos inibidores de oxidação de Óleo Mineral Isolante de Transformadores de Potência.

2. 2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Avaliar em laboratório, a eficiência e comportamento da utilização de aditivo antioxidante para melhorar a estabilidade de oxidação do óleo mineral isolante;
- Estimar a concentração ideal de aditivo inibidor de oxidação para o óleo mineral isolante;
- Comparar a estabilidade de oxidação do óleo mineral isolante novo inibido em laboratório com o disponível comercialmente;
- Fornecer a empresa resultados que permitam estabelecer critérios de avaliação da eficiência dos diversos óleos minerais isolantes inibidos disponíveis comercialmente;

2.3 LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO

2.3.1 Óleo Mineral Isolante

Os óleos minerais isolante são produtos derivados do petróleo, com uma composição química constituída de complexas misturas de hidrocarbonetos.

2.3.1.1 *Aplicação*

O óleo Mineral Isolante tem sua maior aplicação em equipamentos elétricos integrantes do Sistema Elétrico de Potência (SEP), que é constituído pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em todo território nacional. Dentre os equipamentos que utilizam o óleo mineral isolante como fluído de isolação, os transformadores de potência são os mais importantes, tanto pela quantidade de óleo isolante que utilizam, quanto pela importância e custo do equipamento.

Segundo Paixão (2006), os transformadores de potência têm como finalidade principal, transformar um nível de tensão elétrica em outro que se deseja.

Os transformadores são constituídos basicamente das seguintes partes: parte ativa (núcleo e bobinas), óleo mineral isolante (predominantemente), instrumentos de medição, tanque, etc.

A figura 1 apresenta um transformador de potência.



Figura 1 – Fotografia de um transformador de potência

Fonte: Martins, 2002

Em um transformador de potência o óleo isolante tem a função de aumentar a rigidez dielétrica, sendo responsável pelo isolamento das superfícies metálicas nuas, preenchimento dos espaços vazios entre as partes energizadas, impregnação do isolamento sólido do transformador e também a função de dissipação de calor (NETO, 2004).

2.3.1.2 Obtenção

O óleo mineral isolante é obtido a partir do processo de refinamento do petróleo bruto. Segundo Lipshtein (1970) o tipos de petróleo diferem de acordo com a origem onde foi encontrado, sendo que isto aplica-se também aos seus produtos, em especial aos óleos isolantes. Encontrou-se na prática que as propriedades dos serviços dos óleos dependem de sua origem e de seu método de produção, e que

há um determinado relacionamento entre a composição química de óleos do transformador e suas propriedades do serviço.

O petróleo é composto por uma mistura, em que predomina a presença de hidrocarbonetos, compostos nitrogenados, sulfurados e oxigenados, além de impurezas. Do petróleo pode ser obtidas diversas frações de outros compostos, a partir do emprego de técnicas de destilação. Onde cada uma destas frações, constitui misturas complexas, contendo compostos com variados números de carbono (MARTINS, 1996).

2.3.1.3 Composição

A composição e características do óleo mineral isolante dependem do tipo de petróleo do qual foi extraído e do processo utilizado para promover a sua preparação (MILASCH). São caracterizados por misturas complexas de hidrocarbonetos saturados lineares, denominados parafínicos, hidrocarbonetos cíclicos saturados, denominados naftênicos, hidrocarbonetos aromáticos e uma pequena fração de outros compostos com centenas de componentes individuais (NETO, 2004).

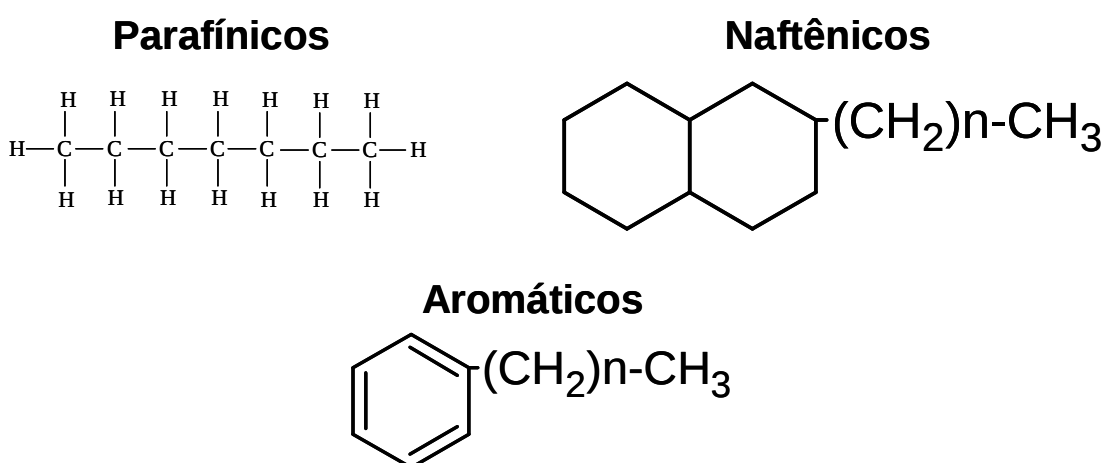


Figura 2 – Alguns dos compostos presentes na composição do óleo mineral isolante
Fonte: Elaboração do autor, 2008

Segundo Milasch (1984) o óleo mineral isolante originado do petróleo de base parafínica é denominado de óleo parafínico e o originado do petróleo naftênico

é denominado de óleo naftênico, sendo que apenas 3% do petróleo disponível no mundo é de base naftênica.

Até o ano de 1920, o óleo parafínico tinha ampla utilização, mas devido seu ponto de fluidez ser baixo, havia restrições de sua utilização em aparelhos elétricos instalado ao tempo, em regiões em que o inverno era muito rigoroso. Foi substituído pelo óleo naftênico, que possui um ponto de fluidez que permite sua utilização em locais com baixas temperaturas, porém como a quantidade de óleo naftênico disponível é pequena e por suas fontes estarem cada vez mais escassa, a utilização do óleo parafínico tornou-se inevitável. Sendo que para isto foram desenvolvidas pesquisas para se obter um óleo parafínico com características adequadas para ser utilizadas em aparelhos elétricos (MILASCH,1984).

Segundo Milasch (1984) estima-se que existem cerca de 2.900 (dois mil e novecentos) compostos existentes no óleo mineral isolante, dos quais cerca de 90% ainda não foram identificados, onde sua identificação seria muito dispendiosa e trabalhosa. Está identificação torna-se desnecessária, uma vez que se conhecesse as características e comportamento que o óleo deve ter para desempenhar sua função, e também se conhece como agem os produtos de sua deterioração.

Segundo Myers et all (apud MILASCH), as diferenças entre os óleos isolantes parafínicos e naftênicos são:

1) Precipitação de partículas de carvão:

Nos óleos parafínicos, a precipitação das partículas de carvão é lenta enquanto nos óleos naftênicos é rápida.

2) Comportamento em temperaturas baixas:

O óleo parafínico pode formar cera parafínica a 0°C , a não ser que seja muito bem decerado. Já o óleo naftênico comporta-se muito bem a -40°C.

3) Formação de ácidos:

Há indicação de que os ácidos formados no óleos parafínicos são mais fortes que os que se formam nos óleos naftênicos.

4) Liberação de gases:

O óleo parafínico libera o gás hidrogênio, o que é indesejável. Os óleos naftênicos absorvem o gás hidrogênio.

5) Ponto de anilina e recuperação:

Os óleos parafínicos têm um ponto de anilina mais elevado (de 79°C a 84°C) que os naftênicos (de 59°C a 82°C) e, por isso, sua recuperação é mais difícil.

6) Rompimentos e vacúolos:

Durante o rompimento da corrente de fluxo do óleo parafínico, pode haver a formação de vacúolos ou rompimento da corrente de fluxo do óleo devido a sua contração. Como consequência, a rigidez dielétrica de todo o sistema de isolamento fica reduzida, podendo haver a formação de descargas parciais e energia elétrica.

7) Viscosidade do óleo:

Com o abaixamento da temperatura, a viscosidade do óleo aumenta. A colocação de um modificador de fluxo no óleo parafínico melhora seu escoamento.

A tabela 1 mostra uma composição aproximada para diferenciar os dois tipos de óleo mineral isolante:

Quadro 1 – Composição de acordo com tipos óleos isolantes

Tipo óleo isolante	Compostos aromáticos (%)	Compostos Naftênicos (%)	Compostos parafínicos (%)
Naftênico	11	47	42
Parafínico	8	29	63

Fonte: Cobei apud Milasch

2.3.1.4 Propriedades

O óleo mineral isolante possui as seguintes propriedades básicas:

- Cor: O óleo novo tem uma cor amarelo-pálida e é transparente. A cor muda e escurece na medida em que o óleo se vai deteriorando (MILASCH,1984).

- Ponto de Fulgor: É a menor temperatura na qual se formam vapores inflamáveis na superfície do óleo e são identificados pela formação de um lampejo quando em presença de uma chama. Os gases inflamáveis são perigosos, razão pela qual é importante conhecer-se a temperatura em que se formam (MILASCH, 1984).
- Ponto de Fluidez: É a temperatura mais baixa na qual o óleo, em condições perfeitamente estabelecidas, escoar. A contaminação e deterioração do óleo não têm, praticamente, influência sobre seu ponto de fluidez. Sua determinação contribui para a identificação de tipos de óleo (parafínico e naftênico) e permite concluir em que espécie de aparelhos e em que condições pode ser utilizado. O óleo deve ter um ponto de fluidez compatível com a temperatura do ambiente em que for instalado o transformador (MILASCH, 1984).
- Viscosidade: É a resistência que o óleo oferece ao escoamento contínuo sem turbulência, inércia ou outras forças. A quantidade de calor que o óleo é capaz de transferir, por hora, do transformador para o meio ambiente depende da viscosidade (MILASCH, 1984).
- Tensão Interfacial: Na superfície de separação entre o óleo e a água forma-se uma força de atração entre as moléculas dos dois líquidos que é chamada de tensão interfacial, sendo medida em mN/m (MILASCH, 1984).
- Rigidez dielétrica: É a tensão alternada na qual ocorre a descarga disruptiva na camada de óleo situada entre dois eletrodos e em condições perfeitamente determinadas (MILASCH, 1984).
- Índice de neutralização: Indica a acidez do óleo, através da medida dos componentes ácidos presentes no óleo.

A formação de ácidos presentes no óleo, decorre da formação de produtos de oxidação. Os ácidos e outros produtos de oxidação afetarão, em conjunto com a água e contaminantes sólidos, o dielétrico e outras propriedades do óleo. Os ácidos têm um impacto na degradação dos materiais celulósicos e podem também ser responsáveis pela corrosão de peças de metal de um transformador. A taxa de aumento da acidez de um óleo em serviço é um indicador da taxa de envelhecimento do óleo (NBR 10576, 2006).

2.3.2 Controle da Qualidade do Óleo Mineral Isolante em Operação

O desempenho confiável de um óleo mineral, em um sistema de isolamento, depende de certas propriedades básicas, como: rigidez dielétrica suficiente para suportar as tensões elétricas impostas pelo serviço, facilidade de escoamento para que a sua capacidade de circular e transferir calor não seja prejudicada, e resistência à oxidação adequada para assegurar uma vida útil satisfatória (NBR 10576, 2006).

Os óleos minerais utilizados como fluídos isolantes, agentes de transferência de calor, e extintores de arco elétrico em transformadores, apresentam duas características fundamentais: informam sobre as condições de operação dos equipamentos e tem influência na isolação sólida do transformador que é o fator determinante da vida útil deste.

O acompanhamento e a manutenção da qualidade do óleo isolante são etapas essenciais para assegurar uma operação confiável dos equipamentos elétricos garantindo a confiabilidade do fornecimento de energia.

2.3.2.1 Ensaios Físico-Químicos

Os ensaios e testes realizados no óleo mineral isolante, seguem critérios e procedimentos estabelecidos por normas nacionais e internacionais. As normas nacionais, são as elaboradas pela ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas e as internacionais pela ASTM – American Society for Testing Materials.

Dentre os ensaios físicos-químicos que devem ser realizados no acompanhamento do óleo mineral isolante, os mais importantes são:

- Exame visual e cor:

Segundo Milasch (1983), este método pode ser realizado em campo, e consiste em comparar a cor do óleo utilizado em transformadores, com o auxílio de um comparador de cores, que possui uma escala padrão numerada de 0 a 8. Este teste fornece uma estimativa visual, do estado de envelhecimento do óleo.

- Densidade:

Segundo Milasch (1984), este método avalia a relação de massa entre um determinado volume de óleo e massa de um mesmo volume de água, em uma temperatura de 15°C, sendo utilizado um densímetro de vidro que tenha uma graduação de 0,600 a 1,100 e divisões de 0,050.

- Rigidez dielétrica:

Segundo Milasch (1984), é um método utilizado para determinar a rigidez dielétrica de óleo derivados de petróleo e utilizados, em transformadores que operam com tensões nominais de 230kV ou menores. Este ensaio permite avaliar a resistência do óleo isolante, quando submetido a uma tensão elétrica, sem ocasionar falhas ou fuga de energia. Serve para indicar o grau de contaminação do óleo, uma vez que as impurezas do óleo alteram sua resistência dielétrica.

- Número de Neutralização (Acidez): É um método padronizado pela norma ABNT/IBP MB-101, correspondente ao método ASTM (D-974)/80.

Este ensaio permite avaliar o estado de deterioração do óleo isolante em operação. O envelhecimento do óleo isolante, por meio da oxidação, formam produtos ácidos que afetam a propriedade do óleo e que iram diminuir a vida do papel isolante utilizado no núcleo do transformador e por consequência afetará também a vida útil do transformador. Segundo Milasch (1984), este método consiste basicamente, em medir a quantidade de necessária de um composto básico (KOH) necessária para realizar a neutralização de 1g de amostra de óleo. Esta determinação é feita por meio de titulação em laboratório. Fornece uma indicação segura das condições de envelhecimento do óleo isolante. O valor de 0,25 mg KHO/g óleo é considerado crítico, e a partir deste valor a acidez do óleo cresce exponencialmente.

- Tensão Interfacial (TIF):

Segundo Martins (1996), este ensaio permite avaliar os produtos de oxidação do óleo gerados pela deterioração do mesmo, sendo muito importante para avaliar a fase inicial de deterioração da isolação. Os produtos de oxidação, tendem a baixar o valor da TIF. O ensaio consiste em medir com um tensiômetro, a força necessária para romper com um anel plano de platina a interface água-óleo, que é medido em mN/m.

2.3.2.2 Parâmetros do Óleo Mineral Isolante

No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo – ANP estabelece valores de referência para o óleo isolante novo (antes de entrar em operação), de base naftênica, denominado óleo Tipo I e de base parafínica, denominado Tipo II, que podem ser comercializados no Brasil.

O quadro 2 apresenta os principais parâmetros para o óleo mineral isolante naftênico (Tipo A) e parafínico (Tipo B).

Quadro 2 – Parâmetros de especificação dos Óleos Minerais Isolantes Tipo A (Naftênico) e Tipo B (Parafínico).

Característica	Unidade	Tipo A Limite	Tipo B Limite	Método ABNT NBR	Método ASTM / IEC
Aspecto	-	Claro, Limpo, isento de material em suspensão ou sedimentado		Visual	
Cor, máx.	-	1		14483	ASTM D 1500
Massa Específica a 20°C	Kg/m ³	861-900	860 máx.	7148	ASTM D 1298
Viscosidade a 20°C, máx. 40°C, máx. 100°C, máx	mm ² /s (cSt)	25,0 11,0 3,0	25,0 12,0 3,0	10441	ASTM D 445
Ponto de Fulgor, min.	°C	140		13341	ASTM D 92
Ponto de fluidez, máx.	°C	-39(2)	-12	11349	ASTM D 97

(continuação)

Característica	Unidade	Tipo A Limite	Tipo B Limite	Método ABNT NBR	Método ASTM / IEC
Índice de neutralização (IAT), máx.	Mg KOH/g	0,03		14248	ASTM D 974
Água, máx	Mg/Kg	35		10710 B	ASTM D 1533
Fator perdas dielétricas, máx. a 25°C e. a 90°C ou a 100°C, (4)	%	5 40 50	25,0 12,0 3,0	12133	ASTM D 924
Rigidez dielétrica - Eletrodo de disco, mín - Eletrodo de calota, mín.	kV	30 42		6869 IEC 60156	ASTM D 877
Tensão Interfacial a 25° C, mín.	mN/m	40		6234	ASTM D 971
Aditivo Inibidor de oxidação DBPC - Óleo com traços de Inibidor, máx. - Óleo Inibido, máx.		0,08 0,33			

Fonte: Agência Nacional de Petróleo – ANP (2005)

Após o transformador ser preenchido com o óleo mineral isolante, se inicia o processo de degradação do óleo, sendo acelerado pela entrada do transformador em operação. Após o início de operação do transformador, o óleo passa ser acompanhado seguindo os parâmetros da NBR 10576 para óleo mineral isolante em uso, conforme é apresentado no quadro 3.

Quadro 3 – Parâmetros para o óleo mineral isolante em uso, conforme classe de Tensão do Transformador.

Característica	Método de ensaio	≤72,5 KV	>72,5 - ≤ 242KV	>242 KV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão	Claro, isento de materiais em suspensão	Claro, isento de materiais em suspensão
Rigidez dielétrica, kV Eletr. Calota, min	NBR IEC 60156	40	50	60
Teor de água, ppm, máx. (corrigido para 20 °C)	NBR 10710	25	15	10
Fator de dissipação, %, máx. a 25 °C a 90 °C	NBR 12133	0,5 15	0,5 15	- 12
Fator de potência, %, máx. a 25 °C a 100 °C	NBR 12133	0,5 20	0,5 20	- 15
Índice de neutralização mg KOH/g, máx.	NBR 14248	0,15	0,15	0,15
Tensão interfacial, a 25 °C, mN/m, mín.	NBR 6234	22	22	25
Ponto de fulgor, °C	NBR 11341	Decréscimo máximo de 10 °C	Decréscimo máximo de 10 °C	Decréscimo máximo de 10 °C

(continuação)

Característica	Método de ensaio	≤72,5 KV	>72,5 - ≤ 242KV	>242 KV
Sedimentos	Conforme Anexo A NBR 10576	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02% em massa devem ser desprezados	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02% em massa devem ser desprezados	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02% em massa devem ser desprezados
Inibidor (DBPC)	NBR 12134	Reinibir quando o valor atingir 0,09%		

Fonte: NBR 10576 (2006)

2.3.3 Processo de Degradação do Óleo Mineral Isolante em Operação

2.3.3.1 Causas da Degradação (Envelhecimento) Óleo Isolante

Segundo Milasch(1984), “ a deterioração do óleo se inicia imediatamente após o enchimento dos transformador na fábrica” e prosseguirá com a entrada do transformador em operação. O óleo isolante possui hidrocarbonetos instáveis, que ao entrar em contato com o oxigênio, dissolvido e presente no ar, existente no interior do transformador, inicia-se o processo de oxidação, que será acelerado devido a presença de catalisadores naturais existentes no interior do transformador que são componentes de cobre e ferro (ASTM apud MILASCH, 1984). A temperatura e umidade também influenciam no processo de degradação.

O processo de envelhecimento do óleo isolante, da-se pelos seguintes fatores principais:

- Reação de hidrocarbonetos instáveis presentes no óleo isolante com o oxigênio;
- Presença de catalisadores: ferro e cobre;
- Umidade;

- Temperatura;
- Fatores da operação: Vibração, alta tensão, etc.

A figura 3, apresentada abaixo, ilustra o processo de degradação do óleo isolante.

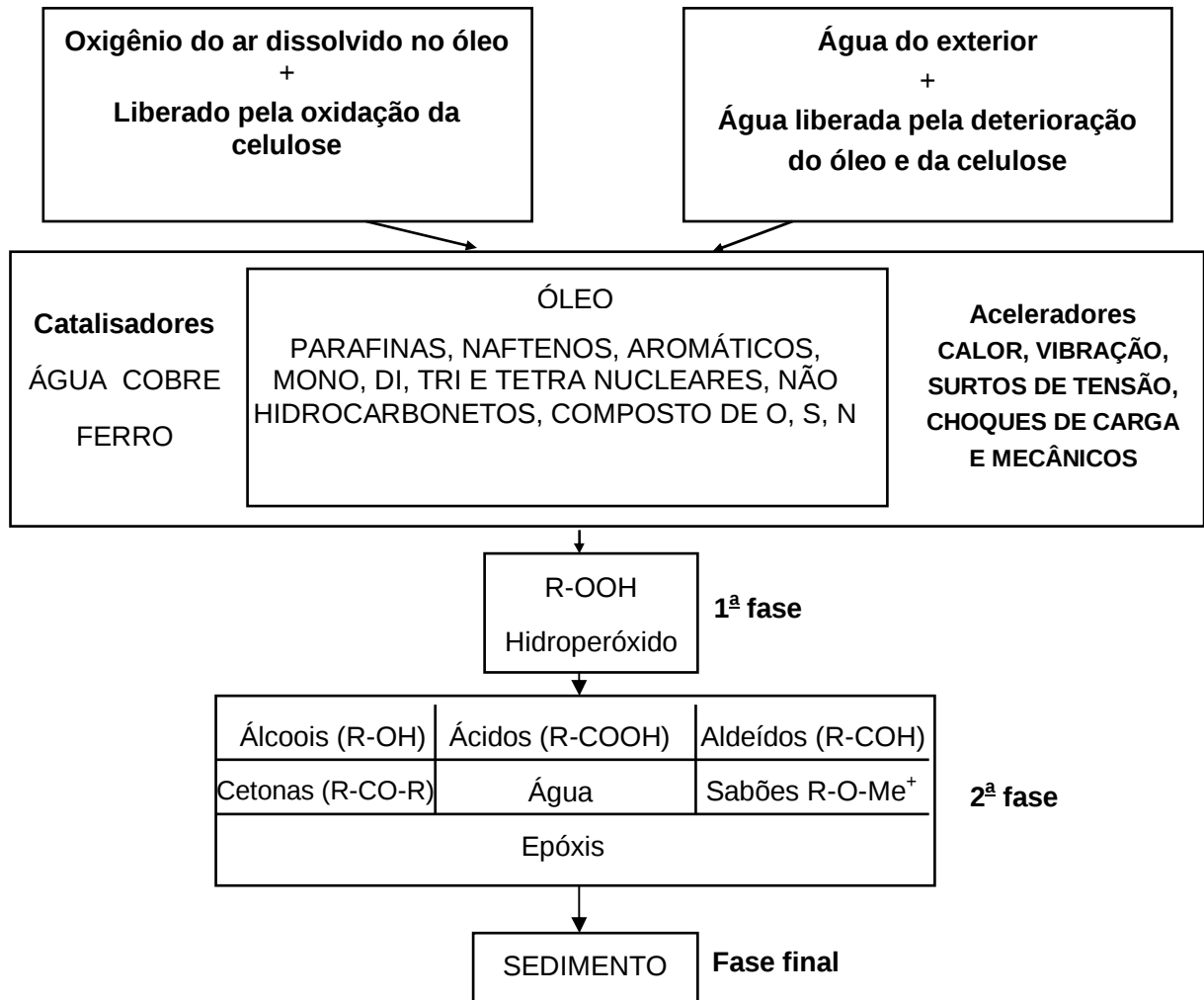


Figura 3 – Etapas do processo de degradação do óleo mineral isolante em transformadores.

Fonte: Milasch (1984)

O processo de degradação do óleo isolante, que é causado pela oxidação deste, e tem uma velocidade de degradação baixa no início do processo devido a presença de inibidores de oxidação, que são naturais do óleo ou que podem ser adicionados para retardar o processo de degradação. Após o consumo de todos os

compostos inibidores de oxidação, o processo de envelhecimento do óleo assume uma velocidade alta de degradação.

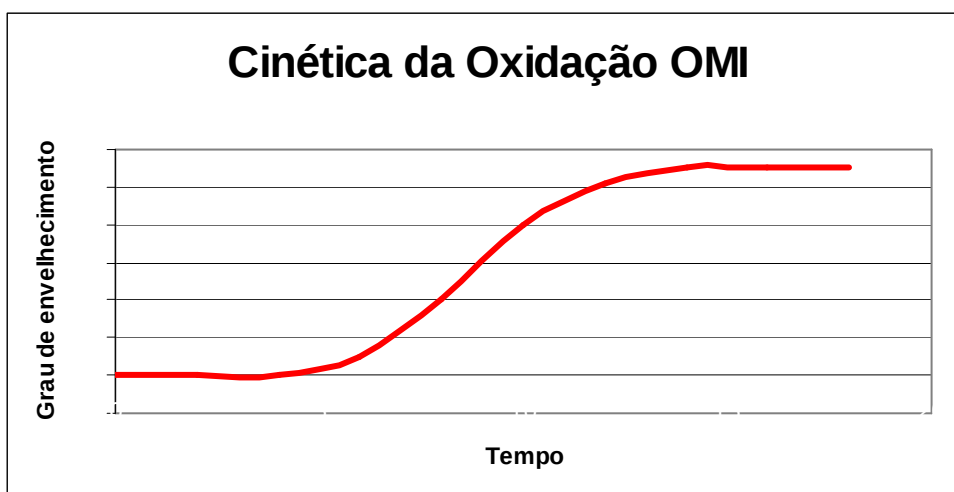


Figura 4 – Curva de envelhecimento Óleo Mineral Isolante – OMI

Fonte: Martins, 2002

A figura 4 apresenta uma curva cinética, característica, de degradação (envelhecimento) do OMI. Onde a primeira etapa, onde são observadas poucas alterações no óleo isolante, é chamada de tempo de indução.

Após o período de indução, o processo avança para uma fase autocatalítica, seguida de um período de taxa constante de formação e aniquilação de radicais livres e produtos de degradação. Após estas etapas, através da formação de produtos finais de oxidação, há um aumento da concentração de produtos fenólicos, e quando a concentração atingir altos valores, inicia-se reações autoinibidas (MARTINS, 1996).

Segundo Martins(1996), “a curva cinética de oxidação do óleo isolante depende da composição do óleo e das condições de oxidação”.

2.3.3.2 Processo de Oxidação

O processo de oxidação é o principal fator de degradação do óleo mineral isolante, e é desencadeado pela reação de moléculas de oxigênio, dissolvidas no óleo e presentes no interior do transformador, com hidrocarbonetos instáveis.

Existe um mecanismo de reação de oxidação, que é o mais aceito atualmente, e que segundo Granato apud Paixão (2006) obedece a seqüência de reações apresentados no quadro 4:

Quadro 4 – Mecanismo de reação em cadeia da oxidação do óleo mineral isolante

Reação em Cadeia

Início da reação:	$2R-H + O_2 \rightarrow 2R\bullet + H_2O$
Formação de radical livre $R\bullet$	
Formação de radical peróxido $R-O-O\bullet$	$R\bullet + O_2 \rightarrow R-O-O\bullet$
Formação de hidroperóxido $ROOH$	$R-O-O\bullet + R'-H \rightarrow ROOH + R'\bullet$
Transformação do hidroperóxido em radical peróxido	$ROOH + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow ROO\bullet + \bullet OH$
Combinação dos radicais formados	$R\bullet + R\bullet \rightarrow R-R$ $R\bullet + ROO\bullet \rightarrow ROOR$
Término da reação em cadeia	$ROO\bullet + R'OO\bullet \rightarrow ROH + RCOR' + O$

Fonte: Paixão (2006)

Ainda segundo Paixão (2006) após a formação de hidroperóxidos, de acordo com sua espécie, diferentes produtos de oxidação são formados tais como álcoois, aldeídos e cetonas, conforme apresentou a figura 3.

Os álcoois, aldeídos e cetonas são chamados de produtos intermediários e, na presença de oxigênio, dão origem a ácidos carboxílicos. Estes produtos são moléculas polares de características ácidas, que agredem o papel isolante e demais materiais integrantes dos transformadores. Numa etapa final, ocorrem reações de polimerização, nas quais várias moléculas reagem formando um composto de alto peso molecular (mais pesado do que o óleo), insolúvel, também de características ácidas que se deposita sobre a forma e borra (PAIXÃO 2006).

2.3.3.3 Conseqüências da Degradação do Óleo Mineral Isolante

A degradação do óleo isolante, em seu processo de envelhecimento, alterará as propriedades do óleo, e afetará as propriedades básicas que se deseja com a sua utilização em um transformador, que segundo NBR 10576 (2006) são:

- rigidez dielétrica suficiente para suportar as tensões elétricas impostas pelo serviço;
- viscosidade adequada para que sua capacidade de circular e transferir calor não sejam prejudicada;
- resistência à oxidação adequada para assegurar uma vida útil satisfatória.

Mas a principal conseqüência da degradação do óleo mineral isolante é, a influência deste, sobre o envelhecimento do isolamento sólido de um transformador, através dos produtos finais de oxidação. A degradação do isolamento sólido (papel isolante) é o fator determinante do tempo de vida útil de um transformador. Para o envelhecimento do óleo isolante os métodos e custos de manutenção, são relativamente bem mais simples e baratos, do que a manutenção do isolamento sólido.

2.3.4 Utilização de Inibidores para Retardamento do Processo de Degradação (Envelhecimento) do Óleo Mineral Isolante

Os óleos minerais isolantes contêm, em quantidades variáveis, compostos naturais que agem como inibidores da oxidação, sendo que a quantidade destes compostos irá depender do processo de refinamento do petróleo que foi utilizado para obtenção do óleo. Estes inibidores são conhecidos como inibidores naturais de oxidação. Os óleos que contêm somente inibidores naturais são designados como óleos não inibidos (NBR 10576, 2006).

Inibidores de oxidação sintéticos, podem ser adicionados para aumentar a estabilidade à oxidação do óleo mineral isolante.

Segundo Von (1971), os inibidores interrompem as reações em cadeia no processo de oxidação do óleo, uma vez que ele bloqueia e com isto torna ineficaz os intermediários ativos desta reação em cadeia, que são os radicais livres.

Em óleos para transformadores, são utilizados principalmente os inibidores do tipo fenólico, cuja estrutura química é baseada na figura 5.

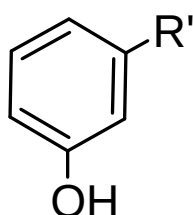


Figura 5 – Molécula de Inibidor tipo fenólico

Fonte: Elaboração do autor, 2008

Dos compostos fenólicos conhecidos, o mais utilizado há várias décadas é o 2,6-diterc-butil-para-cresol, mais conhecido comercialmente como DBPC (NBR 10576, 2006), conforme ilustrado na figura 6.

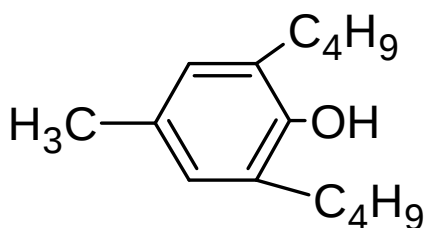
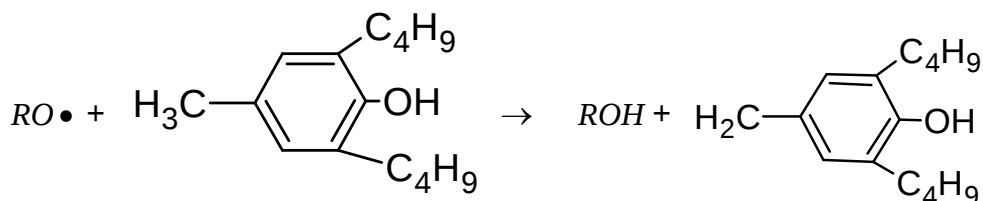


Figura 6 – Molécula de DBPC

Fonte: Milasch (1983)

Segundo Milasch (1983), o mecanismo de reação do DBPC no processo de inibição a oxidação, ocorre da seguinte forma:

O radical $RO\cdot$ liberado na primeira fase do processo de oxidação da molécula do hidrocarboneto reage com a molécula do inibidor:



O radical de DBPC liberado se dimeriza e o dímero pode fornecer átomos de hidrogênio e continua a agir como inibidor até a sua completa extinção.

De forma efetiva o inibidor não evita a degradação do óleo, mas sim retarda este processo, até o momento que todo inibidor presente no óleo é consumido e o processo de oxidação é acelerado. Este retardamento da oxidação do óleo é chamado de tempo de indução ou fase de indução.

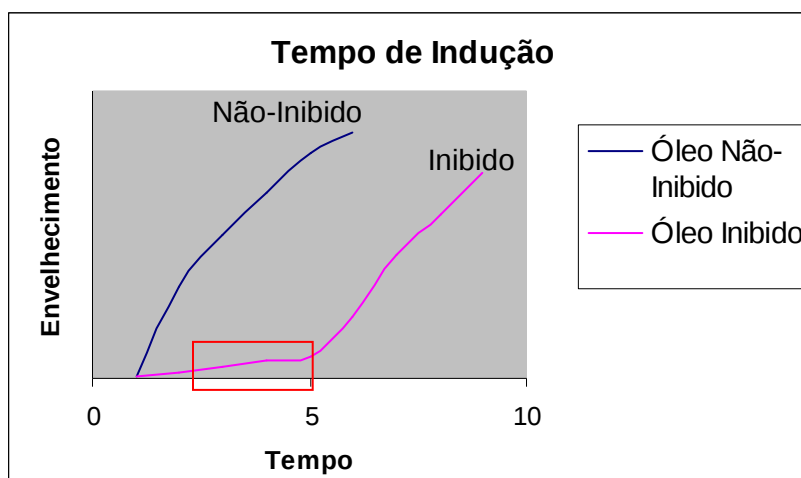


Figura 7 – Gráfico do tempo de indução de óleo não-inibido e óleo inibido
Fonte: Autor (2008)

O gráfico da figura 7 ilustra o envelhecimento de um óleo não inibido em comparação a um óleo inibido. O detalhe em vermelho no gráfico, é o tempo de indução, ou seja, o tempo que o inibidor retardou o processo de envelhecimento do óleo mineral isolante. Segundo Von (1971), esta retardação da oxidação é chamada de fase de indução.

Sobre as exigências que os inibidores devem possuir, Baden (1971), afirma que as importantes são as seguintes:

- Nem o inibidor e nem os seus produtos de oxidação devem influenciar negativamente nas propriedades técnicas do óleo a ser inibido;
- O inibidor não deve exercer nenhum efeito secundário indesejável sobre o isolamento sólido e não ser fortemente absorvido por este, de modo que com isto torna-se ineficaz;
- O inibidor e seus produtos de oxidação precisam ser bem solúveis no óleo e livres de resíduos;
- O inibidor precisa ser, o mais possível, pouco volátil para não ser eliminado do óleo durante os vários tratamentos à vácuo aos quais é submetido;

Estas exigências são bem atendidas pelo 2,6 –diterc-butil-para-cresol (DBPC), sendo que recomenda-se, em geral, uma adição de 0,3% em relação a massa de óleo a ser inibido (VON, 1971).

Através de uma inibição, o prolongamento da fase de indução, depende grandemente do tipo de óleo básico empregado, que segundo Von (1971), a sua experiência tem mostrado que os óleos que respondem bem a um inibidor, apresentam mal resultado no teste de envelhecimento quando envelhecidos sem a adição de inibidor, enquanto que uma inibição de óleos que apresentam uma boa inibição “natural” ao envelhecimento, via de regra, na melhor hipótese, conduz a resultados médios, quando aditivados.

Ainda segundo Von (1971), é julgado necessário a avaliação do óleo básico não-inibido, que pretende-se inibir, sobre a sua capacidade de inibição.

Para evitar insucessos, cada tipo de óleo básico a ser inibido, deveria ser examinado a respeito de sua capacidade de inibição, desde que a qualidade do óleo não seja conhecida ou a inibição deva ocorrer um óleo que já esteve certo tempo em operação Von (1971).

Uma forma de avaliar o comportamento de um óleo básico quanto á sua inibição, é a realização de ensaios de estabilidade de oxidação, no óleo a ser inibido. Porém, segundo Von (1971), os resultados obtidos pelo ensaio de estabilidade de oxidação são acometidos de incertezas muito grandes, neste caso, limitada pelo arranjo do teste, pois uma grande parte do inibidor pode-se perder-se através da

evaporação. Sobretudo no óleo isolante, a perda por evaporação do próprio óleo não pode ser desprezada. Uma adicional desvantagem em comparação ao óleo não inibido, é a duração do teste muito prolongada.

Os ensaios normatizados para verificar a estabilidade de oxidação dos óleos minerais isolantes, são:

- Estabilidade à Oxidação:

Este ensaio é normatizado pela ABNT NBR 10504 e por algumas normas internacionais, onde uma delas é a ASTM D2440.

O ensaio consiste em avaliar a estabilidade à oxidação do óleo mineral isolante, onde este é mantido por um período de tempo, a uma temperatura de 100°C, na presença de cobre metálico, com borbulhamento constante de oxigênio (1L/h). A figura 8, apresenta o equipamento em que é realizado o ensaio.



Figura 8 – Ensaio de estabilidade a oxidação do óleo mineral isolante

Fonte: Elaboração do autor, 2008

- Estabilidade à Oxidação pela Bomba Rotatória:

Este ensaio é normatizado pela ABNT NBR 15362 e por algumas normas internacionais, onde uma delas é a ASTM D2112.

O ensaio consiste em avaliar a estabilidade á oxidação do óleo mineral isolante, onde uma amostra de óleo é agitada por rotação axial a 100 rpm, num ângulo de 30° com a horizontal, sobre pressão inicial de 620 kPa (90 psi) numa bomba de aço inoxidável, provida de recipiente de vidro para a amostra e espiral de cobre como catalisador, na presença de água, a uma temperatura de 140 °C. É medido o tempo de reação do óleo com um dado volume de oxigênio. Uma queda pré-estabelecida na pressão indica o final do ensaio. A figura 9, apresenta o equipamento em que é realizado o ensaio.



Figura 9 – Ensaio de estabilidade a oxidação pela Bomba Rotatória
Fonte: Elaboração do autor, 2008

2.4 JUSTIFICATIVA: ATIVIDADE DESENVOLVIDA – O PROBLEMA

Conforme foi discutido no levantamento bibliográfico, o óleo mineral isolante utilizado em transformadores elétricos, passa por um processo de oxidação e degradação (envelhecimento) que é crescente com o tempo de utilização do equipamento, sendo que a degradação do óleo isolante afeta as propriedades do óleo e causa a degradação do isolamento sólido, que é o fator determinante da vida útil de um transformador.

O óleo isolante possui inibidores naturais de oxidação, e estes variam conforme o processo de refino do óleo mineral. Os inibidores de oxidação não evitam o processo de degradação do óleo, mas retardam o início deste. Este tempo de retardamento do início da degradação do óleo, é chamado de tempo de indução ou fase de indução. Para retardar o início da degradação do óleo mineral isolante e aumentar o tempo de indução, são adicionados inibidores sintéticos ao óleo, onde o mais utilizado é o 2,6-di-terc-butil-para-cresol (DBPC). A utilização de inibidores fenólicos de oxidação aumenta o tempo de indução, porém, até 2005 não era permitido no Brasil comercializar óleo mineral isolante novo com aditivo antioxidante, sendo utilizando apenas em óleo isolante degradado, que passou pelo processo de regeneração. Com a publicação da Resolução ANP N° 25 de 2005 pela Agência Nacional de Petróleo, foram estabelecidas as especificações dos óleos tipo A (naftênico) e tipo B (parafínico), desde a sua produção ou importação até a sua comercialização no território nacional, que contemplam a utilização de aditivo inibidor de oxidação DBPC.

A Celesc Distribuição S.A. adota para transformadores novos, a utilização de óleo mineral isolante novo sem aditivo inibidor de oxidação, sendo utilizado o inibidor sintético (DBPC) apenas para o óleo mineral isolante que passou pelo processo de regeneração. Nos últimos meses, devido a dificuldade de encontrar no mercado óleo mineral isolante novo sem a presença de inibidor, a Celesc tem comprado óleo novo aditivado, e está avaliando seu comportamento e eficiência através de ensaios de envelhecimento acelerado.

Conforme mencionado por Von(1971), é viável a utilização de óleo novo inibido, desde que se conheça o comportamento do óleo novo em relação à inibição deste.

A Celesc Distribuição S.A. até o presente momento, realiza ensaios de estabilidade de oxidação, para verificar o comportamento do óleo inibido, em óleo isolante que foi regenerado e inibido com DBPC, não sendo adotado este procedimento para o óleo isolante novo, uma vez que não era comum a utilização de óleo mineral isolante novo inibido. Desta forma torna-se necessário avaliar, em laboratório, o comportamento de óleos isolantes novos em relação ao processo de degradação destes e para criar condições de avaliar os óleos isolantes disponíveis comercialmente no mercado.

Com relação à adição de inibidor em óleo isolante, é recomendado por grande parte da literatura sobre o assunto, e aceito pelas concessionárias, a utilização da concentração de 0,3% de DBPC em relação à massa total de óleo de um transformador, passando também a ser estabelecido na ANP 25 este valor. Este fato pode tornar-se um objeto de análise para óleos novos inibidos, no sentido de confirmar esta afirmação e determinar a concentração ideal de inibidor.

2.5 METODOLOGIA (MATERIAIS E MÉTODOS)

A metodologia dos ensaios realizados tomou como base, as normas da ABNT e ASTM.

Foi utilizado como óleo mineral isolante básico para realizar os experimentos, um óleo fornecido pela Petrobras, denominado Isovolt, retirado direto da refinaria e que não está disponível comercialmente, sendo isento de inibidor. Também foi utilizado um óleo mineral isolante disponível comercialmente, que é produzido pela Petrobrás, sendo um óleo inibido, que tem o óleo isovolt como óleo base. Ambos os óleos são de base naftenica.

Como aditivo antioxidante foi utilizado o 2,6 –diterc-butil-para-cresol (DBPC).

2.5.1 Métodos Analíticos

2.5.1.1 Métodos Gravimétricos

- Para realização dos ensaios de Bomba Rotatória (Tempo Indução) e Estabilidade de Oxidação, tornou-se necessário o preparo de soluções de aditivo, com diferentes concentrações de DBPC: Preparou-se 400g de uma solução 0,1% (gDBPC/góleo) de aditivo. A partir desta solução, foram preparadas soluções de 0,05%, 0,1%, 0,3 %, 0,5% e 0,7% de aditivo.

2.5.1.2 Métodos Instrumentais

- Espectroscopia ao Infravermelho com Transformada de Fourier – FTIR:

Utilizado nas seguintes situações:

Verificar as concentrações das soluções de DBPC, no comprimento de onda de 3650 cm^{-1} (ASTM D2668).

Verificar o decréscimo da concentração de DBPC no óleo envelhecido no ensaio de Estabilidade de oxidação, no comprimento de onda de 3650 cm^{-1} (ASTM D2668).

Verificar a formação de carbonilas ($C=O$) no óleo envelhecido do ensaio de Estabilidade de Oxidação, no comprimento de onda de 1710 cm^{-1} .

O FTIR utilizado e da marca Bomem e é apresentado na figura 10.



Figura 10 - Infravermelho com Transformada de Fourier – FTIR

Fonte: Elaboração do Autor, 2008

- Tensão Interfacial – TI: ASTM D 971

Utilizado nas seguintes situações:

Verificar o decréscimo da Tensão Interfacial, entre a superfície água/óleo, medida em mN/m no óleo envelhecido no ensaio de Estabilidade de oxidação. Foi utilizada para o óleo isento de inibidor e para o óleo inibido com DBPC.

O método utiliza um tensiômetro da marca Kruss modelo K9, conforme figura 8 e consiste em medir a força necessária para romper com um anel de platina a interface água-óleo.



Figura 11 – Tensiômetro da marca Kruss modelo k9

Fonte: Elaboração do autor, 2008

2.5.2 Métodos Experimentais

- Estabilidade à Oxidação: NBR 10504 e ASTM D2440

Utilizado para avaliar o comportamento da degradação (envelhecimento) do óleo isolante não inibido em relação ao óleo isolante inibido com DBPC. Teve a temperatura de ensaio alterada para 130 °C.

- Determinação da Estabilidade à Oxidação Pela Bomba Rotatória: NBR 15362 e ASTM D2112

Utilizado para determinação do tempo indução e avaliação das diferentes concentrações de inibidor DBPC;

2.6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

2.6.1 Resultados

Através do ensaio de estabilidade de oxidação pelo método da bomba rotatória (NBR 15362), com diferentes concentrações de aditivo DBPC adicionado ao óleo mineral isolante, chegou-se aos resultados apresentados nos gráficos abaixo:

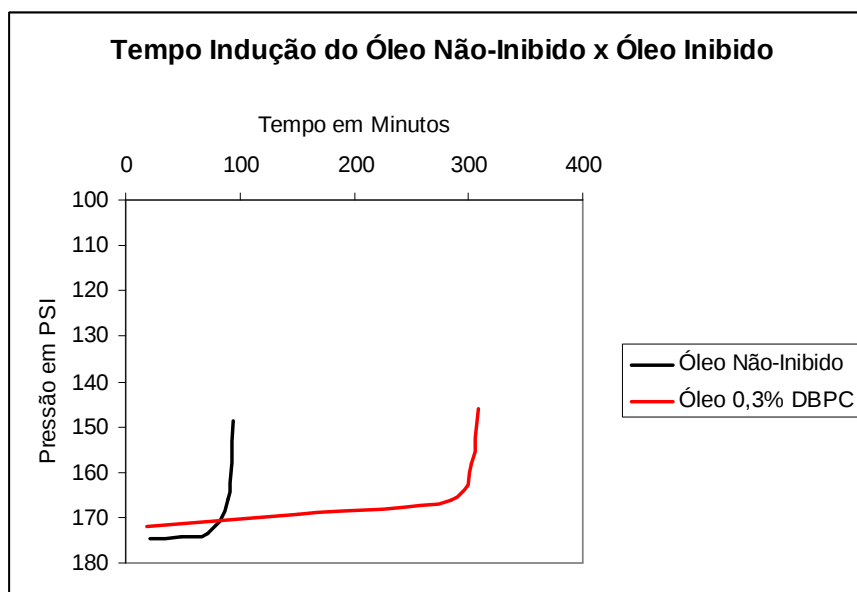


Figura 12 – Gráfico do Tempo Indução do Óleo não inibido em comparação com óleo inibido com 0,3% (m/m) DPBC

Fonte: Elaboração do autor, 2008

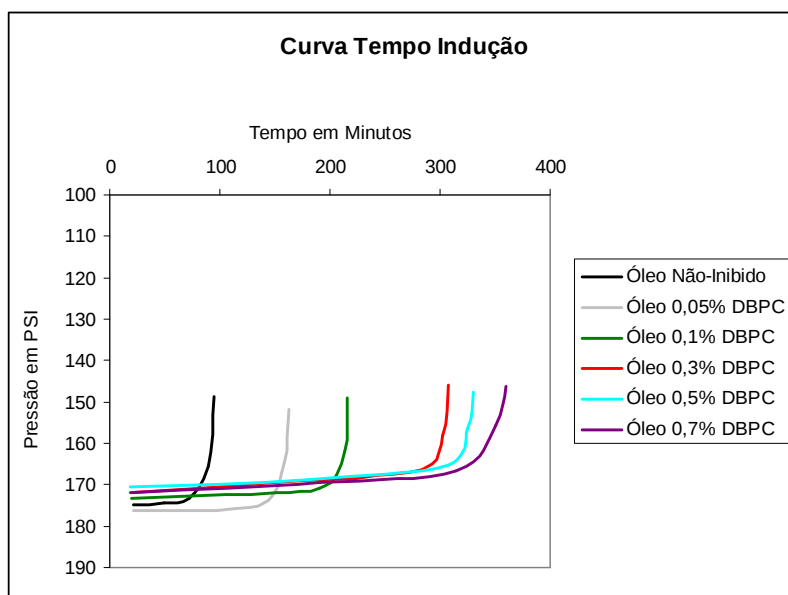


Figura 13 – Gráfico do Tempo Indução do Óleo novo não inibido em comparação com óleo diferentes concentrações de DP

Fonte: Elaboração do autor, 2008

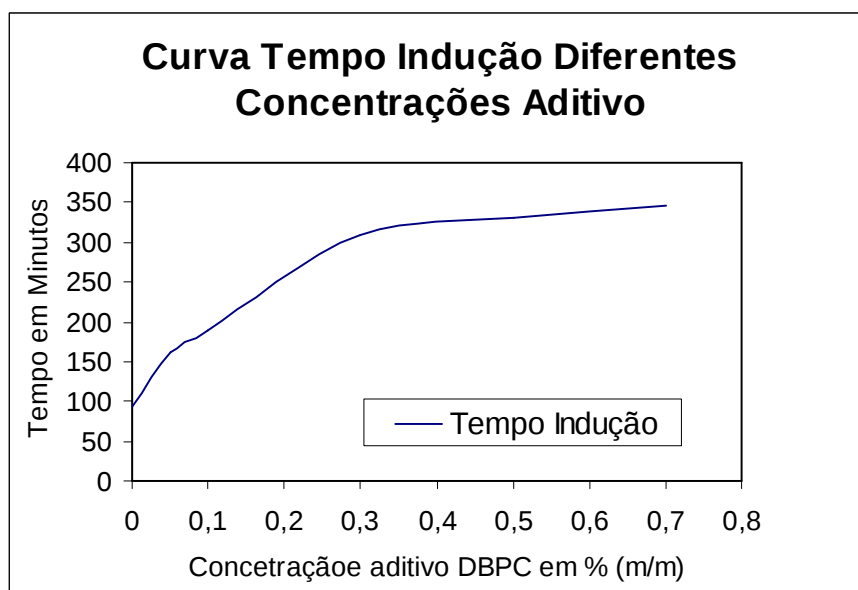


Figura 14 – Gráfico que expressa o ganho no Tempo de Indução variando as concentrações de aditivo DBPC no óleo novo

Fonte: Elaboração do autor, 2008

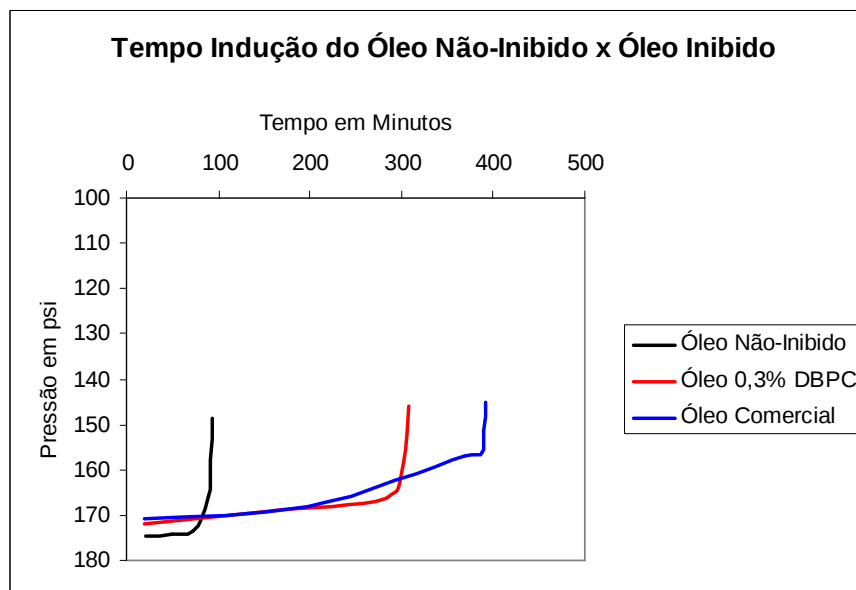


Figura 15 – Gráfico que expressa a comparação do Tempo Indução entre o Óleo não inibido, óleo inibido e óleo comercial

Fonte: Elaboração do autor, 2008

Através do ensaio de estabilidade de oxidação (NBR 10504), com diferentes concentrações de aditivo DBPC adicionado ao óleo mineral isolante, chegou-se aos resultados apresentados nos gráficos abaixo:

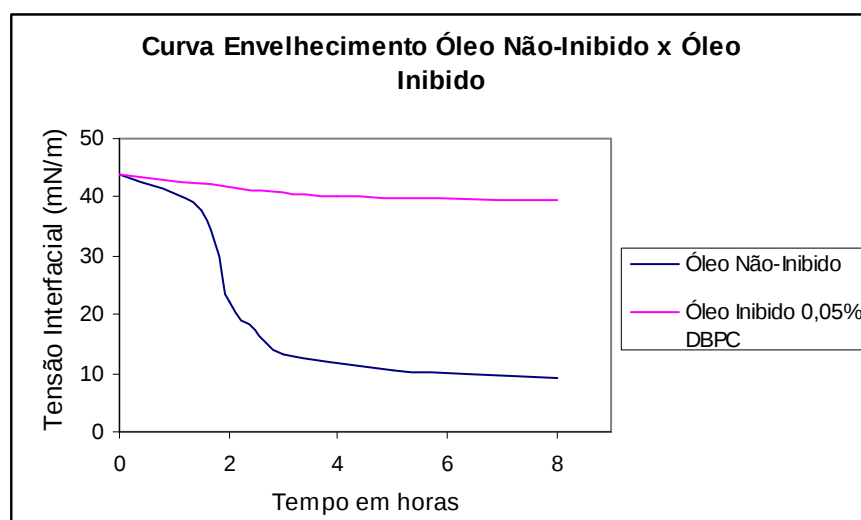


Figura 16 – Gráfico Curva Envelhecimento (8 horas) do óleo novo não Inibido e óleo novo inibido com 0,05% (m/m) DBPC

Fonte: Elaboração do autor, 2008

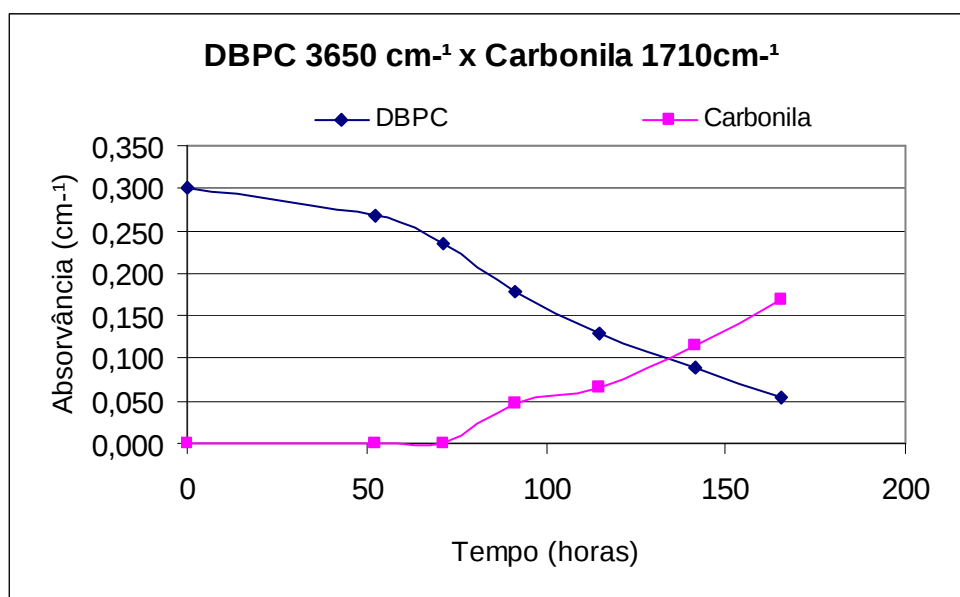


Figura 17 – Gráfico Curva de consumo de DBPC em relação a formação de carbonila em um envelhecimento de 168 horas

Fonte: Elaboração do autor, 2008

2.6.2 Discussão

No gráfico apresentado na figura 12, temos o tempo de indução do óleo não inibido e o óleo inibido, obtido através do método bomba rotatória. Podemos perceber que o óleo inibido possui um significativo ganho no tempo de indução, em relação ao óleo não inibido. O óleo não inibido apresentou um tempo de indução de aproximadamente 100 minutos, enquanto que para o óleo inibido o tempo de indução foi de aproximadamente 300 minutos. Estes valores nos indicam que o óleo básico novo utilizado no ensaio, não possui uma boa estabilidade natural à oxidação, porém teve uma boa resposta com a adição de aditivo antioxidante.

No gráfico apresentado na figura 13 e 14, temos o tempo de indução para o óleo não inibido e para o óleo inibido com diferentes concentrações de DBPC. Todas as concentrações de DBPC apresentaram melhor resultados em relação ao óleo não inibido, porém para nas concentrações de 0,05 e 0,1% o ganho não é tão significativo quando comparado com as concentrações acima de 0,3 %. Podemos perceber também, que a concentração na faixa de 0,3 % apresentam um resultado ideal, acima desta faixa de concentração o aumento da concentração de aditivo não fornece um ganho significativo no tempo de indução. Este resultado comprova o que havia sido citado no referencial teórico, que segundo Baden (1971) recomenda-se, em geral, uma adição de 0,3% em relação à massa de óleo a ser inibido.

No gráfico apresentado na figura 15, temos a comparação do tempo de indução, para o óleo não inibido, o óleo com adição de aditivo feita no laboratório e o óleo disponível comercialmente. Assim como no gráfico 12, podemos observar que o óleo inibido com a 0,3% DBPC possui um ganho do tempo de indução em relação ao óleo não inibido, porém este ganho foi maior ainda para o óleo disponível comercialmente. Para o óleo comercial, foi medida a concentração de DBPC no FTIR e apresentou uma concentração de aditivo de aproximadamente 0,3 %. Embora o óleo aditivado no laboratório ter a mesma concentração de aditivo que o óleo comercial, o segundo demonstrou melhor resultado. Considerando que os dois possuem a mesma base, tendo como diferença, apenas o fato de que o óleo comercial já é comercializado com adição de aditivo, pode ser levantado a suspeita de que o óleo comercial, além do aditivo antioxidante, possa conter outros

compostos retardantes de oxidação, como por exemplo, aditivos passivadores de metal, que tem como função inibir a ação catalítica do cobre.

No gráfico apresentado na figura 16, podemos observar a curva de oxidação do óleo não inibido e óleo inibido, realizado através do ensaio de estabilidade de oxidação, durante um período de tempo de 8 (oito) horas. Através deste experimento podemos confirmar os resultados já discutidos anteriormente, onde o óleo inibido possui melhor estabilidade à oxidação quando comparado com o não inibido. Percebemos pelo gráfico, que o óleo inibido não sofreu grandes alterações no valor da tensão interfacial após 8 (oito) horas de envelhecimento, enquanto o óleo não inibido, apresentou uma grande diminuição da tensão interfacial.

No gráfico apresentado na figura 16, para um envelhecimento acelerado de, durante um período de 168 (cento e sessenta e oito) horas, temos a curva de consumo de DBPC na concentração inicial de 0,3% e a curva de formação de carbonila, caracterizada pela ligação $C=O$, que irá indicar a formação de produtos de oxidação. Pode-se observar que aproximadamente durante 70 horas de envelhecimento, houve apenas consumo de DBPC e não houve formação de carbonila, mostrando que o antioxidante DBPC retardou o processo de oxidação.

3.0 CONCLUSÕES

O óleo mineral isolante inibido apresentou um ganho na estabilidade de oxidação em relação óleo não inibido, para as condições utilizadas em laboratório.

A concentração ideal de aditivo testada em laboratório, aproximou-se da indicada pela literatura, ficando em torno de 0,3%.

O óleo comercial inibido apresentou um melhor resultado que o óleo inibido em laboratório. É possível que utilize passivadores de metal em sua composição para melhorar seu rendimento.

A Celesc deve rever suas especificações técnicas para o óleo mineral isolante novo e considerar como vantajoso a utilização de aditivos inibidores de oxidação.

Os ensaios utilizados apresentaram-se satisfatórios, quanto a viabilidade de serem utilizados para análise de óleos inibidos e não inibidos.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução 25 de 09 de setembro de 2005. **Óleos Mineral Isolante**. Brasília, DF: ANP, 2005.

AMERICAN STANDARD AND TESTING OF MATERIALS (ASTM). **ASTM D2668**. Standard Test Method for 2,6-di-tert-Butyl-p-cresol and 2,6-di-tert-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption. United States. 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10504**. Óleo Mineral Isolante: Determinação Estabilidade à Oxidação. 1988. 15 p.

_____. **NBR 15362**. Óleo Mineral Isolante Inibido: Determinação da Estabilidade à Oxidação pela Bomba Rotativa. Rio de Janeiro, 2006. 09 p.

_____. **NBR 10576**. Guia para acompanhamento de óleo mineral isolante de equipamentos elétricos. Rio de Janeiro, 2006. 25 p.

LIPSHTEIN, R.A and SHAKHNOVICH, M.I. **Oil Transformer**. 2 ed. Jerusalem: Moskva. 1970.

MARTINS, Alexandre Rios. **Físico-Química do Envelhecimento do Óleo Mineral**. 1996. 65 p. Especialização em Materiais para Equipamentos Elétricos. UFPR, 1996.

MILASCH, Milan. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. São Paulo: Edgar Blucher, 1984.

NETO, R.C. et al. **Avaliação da Eficiência de Antioxidantes na Inibição à Oxidação em Óleo Isolante Mineral**. In: Congresso Brasileiro de Engenharia Química. 15, 2004. Curitiba-PR

NETO, R.C. et al. **Thermo-Oxidative Stability OF Mineral Naphthenic Insulating Oils: Combined Effect of Antioxidants and Metal Passivator.** Industrial & Engineering Chemistry Research, 43, 7428-7434, 2004.

PAIXÃO, Luíz Auguato. **Avaliação da Qualidade do Óleo Isolante em Transformadores com o Emprego da Função Discriminante Quadrática.** 2006. 268 p. Dissertação de Mestrado em Programação Matemática, Departamento de Matemática e Construção Civil. UFPR, Curitiba, 2006.

VON, Baden J. Schober. **Óleos Isolantes Inibidos.**1971. 17p. Tradução CEMIG, 1988.

APÊNDICE A – A EMPRESA

A empresa Celesc Distribuição S.A é responsável pela distribuição de energia elétrica no Estado de Santa Catarina. Está presente praticamente presente, em todas a cidades do estado.

Nome e Razão Social:

Celesc Distribuição S.A.

Cidade-Estado:

Florianópolis - SC

Setor do estágio:

Laboratório Físico-Químico

Nome do Supervisor na Empresa:

Alexandre Rios Martins

Período de estágio:

Março/2008 a julho/2008