

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
422**

Deuxième édition
Second edition
1989-04

**Guide de maintenance et de surveillance
des huiles minérales isolantes en service
dans les matériels électriques**

**Supervision and maintenance guide for
mineral insulating oils in electrical equipment**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 422: 1989

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles auprès du Bureau Central de la CEI.

Les renseignements relatifs à ces révisions, à l'établissement des éditions révisées et aux amendements peuvent être obtenus auprès des Comités nationaux de la CEI et dans les documents ci-dessous:

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
Publié annuellement
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement

Terminologie

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 50: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI), qui se présente sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande. Voir également le dictionnaire multilingue de la CEI.

Les termes et définitions figurant dans la présente publication ont été soit tirés du VEI, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Symboles graphiques et littéraux

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera:

- la CEI 27: *Symboles littéraux à utiliser en électro-technique;*
- la CEI 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles;*
- la CEI 617: *Symboles graphiques pour schémas;*

et pour les appareils électromédicaux,

- la CEI 878: *Symboles graphiques pour équipements électriques en pratique médicale.*

Les symboles et signes contenus dans la présente publication ont été soit tirés de la CEI 27, de la CEI 417, de la CEI 617 et/ou de la CEI 878, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Publications de la CEI établies par le même comité d'études

L'attention du lecteur est attirée sur les listes figurant à la fin de cette publication, qui énumèrent les publications de la CEI préparées par le comité d'études qui a établi la présente publication.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available from the IEC Central Office.

Information on the revision work, the issue of revised editions and amendments may be obtained from IEC National Committees and from the following IEC sources:

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
Published yearly
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates

Terminology

For general terminology, readers are referred to IEC 50: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV), which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field. Full details of the IEV will be supplied on request. See also the IEC Multilingual Dictionary.

The terms and definitions contained in the present publication have either been taken from the IEV or have been specifically approved for the purpose of this publication.

Graphical and letter symbols

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications:

- IEC 27: *Letter symbols to be used in electrical technology;*
- IEC 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets;*
- IEC 617: *Graphical symbols for diagrams;*

and for medical electrical equipment,

- IEC 878: *Graphical symbols for electromedical equipment in medical practice.*

The symbols and signs contained in the present publication have either been taken from IEC 27, IEC 417, IEC 617 and/or IEC 878, or have been specifically approved for the purpose of this publication.

IEC publications prepared by the same technical committee

The attention of readers is drawn to the end pages of this publication which list the IEC publications issued by the technical committee which has prepared the present publication.

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
422**

Deuxième édition
Second edition
1989-04

**Guide de maintenance et de surveillance
des huiles minérales isolantes en service
dans les matériels électriques**

**Supervision and maintenance guide for
mineral insulating oils in electrical equipment**

© CEI 1989 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher

Bureau central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembe Genève Suisse



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

W

Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue

SOMMAIRE

	Pages
PREAMBULE	4
PREFACE	4
Articles	
1. Introduction	8
2. Domaine d'application	10
3. Propriétés et dégradation de l'huile	10
4. Essais des huiles et leur signification	12
5. Echantillonnage de l'huile dans les matériels	22
6. Catégories de matériels	24
7. Evaluation de l'huile minérale isolante dans les matériels à l'état neuf	26
8. Evaluation de l'huile usagée	28
8.1 Fréquence des examens de l'huile en service	28
8.2 Procédures d'essais	30
8.3 Classification des huiles en service	32
8.4 Mesures correctrices	34
9. Compatibilité mutuelle des huiles minérales isolantes	34
10. Manutention et stockage	36
11. Traitement	38
11.1 Retraitement	38
11.2 Régénération	44
11.3 Reraffinage	44
12. Remplacement de l'huile	44
13. Mesures d'hygiène et protection de l'environnement	46
TABLEAUX	48
ANNEXE A - Détermination des dépôts et sédiments	58
ANNEXE B - Conseils généraux pour la régénération des huiles	60

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
PREFACE	5
Clause	
1. Introduction	9
2. Scope	11
3. Properties and deterioration of oil	11
4. Oil tests and their significance	13
5. Sampling of oil from equipment	23
6. Categories of equipment	25
7. Evaluation of mineral insulating oil in new equipment	27
8. Evaluation of used oil	29
8.1 Frequency of examination of oils in service	29
8.2 Testing procedures	31
8.3 Classification of oils in service	33
8.4 Corrective action	35
9. Mutual compatibility of mineral insulating oils	35
10. Handling and storage	37
11. Treatment	39
11.1 Reconditioning	39
11.2 Reclaiming	45
11.3 Re-refining	45
12. Replacement of oil	45
13. Hygiene and environmental precautions	47
TABLES	49
APPENDIX A - Determination of sediment and sludge	59
APPENDIX B - General guidance for oil reclaiming	61

COMMISSION ELECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

GUIDE DE MAINTENANCE ET DE SURVEILLANCE DES HUILES MINERALES ISOLANTES EN SERVICE DANS LES MATERIELS ELECTRIQUES

PREAMBULE

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés.
- 2) Ces décisions constituent des recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux.
- 3) Dans le but d'encourager l'unification internationale, la CEI exprime le vœu que tous les Comités nationaux adoptent dans leurs règles nationales le texte de la recommandation de la CEI, dans la mesure où les conditions nationales le permettent. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la règle nationale correspondante doit, dans la mesure du possible, être indiquée en termes clairs dans cette dernière.

PREFACE

La présente norme a été établie par le Sous-Comité 10A: Huiles isolantes à base d'hydrocarbures, du Comité d'Etudes n° 10 de la CEI: Fluides pour applications électrotechniques.

(Le Sous-Comité 10A a été remplacé par le Comité d'Etudes n° 10 de la CEI.)

Cette deuxième édition de la Publication 422 remplace la première édition, parue en 1973.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

Règle des Six Mois	Rapport de vote
10A(BC)69	10(BC)249

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

Les publications suivantes de la CEI sont citées dans la présente norme:

- Publications n^{os} 74 (1963): Méthode pour évaluer la stabilité à l'oxydation des huiles isolantes.
- 156 (1963): Méthode pour la détermination de la rigidité électrique des huiles isolantes.
- 247 (1978): Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique et de la résistivité (en courant continu) des liquides isolants.
- 296 (1982): Spécification des huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillage de connexion.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SUPERVISION AND MAINTENANCE GUIDE FOR MINERAL
INSULATING OILS IN ELECTRICAL EQUIPMENT

FOREWORD

- 1) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by Technical Committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 2) They have the form of recommendations for international use and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 3) In order to promote international unification, the IEC expresses the wish that all National Committees should adopt the text of the IEC recommendation for their national rules in so far as national conditions will permit. Any divergence between the IEC recommendation and the corresponding national rules should, as far as possible, be clearly indicated in the latter.

PREFACE

This standard has been prepared by Sub-Committee 10A: Hydrocarbon insulating oils, of IEC Technical Committee No. 10: Fluids for electro-technical applications.

(Sub-Committee 10A has been replaced by IEC Technical Committee No. 10.)

This second edition of Publication 422 replaces the first edition, published in 1973.

The text of this standard is based on the following documents:

Six Months' Rule	Report on Voting
10A(C0)69	10(C0)249

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the Voting Report indicated in the above table.

The following IEC publications are quoted in this standard:

- Publications Nos. 74 (1963): Method for assessing the oxidation stability of insulating oils.
- 156 (1963): Method for the determination of the electric strength of insulating oils.
- 247 (1978): Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor and d.c. resistivity of insulating liquids.
- 296 (1982): Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switch-gear.

- 474 (1974): Méthode d'essai pour la stabilité à l'oxydation des huiles minérales isolantes inhibées.
- 475 (1974): Méthode d'échantillonnage des diélectriques liquides.
- 567 (1977): Guide pour le prélèvement des gaz et de l'huile dans le matériel électrique rempli d'huile et pour l'analyse des gaz libres et dissous.
- 599 (1978): Interprétation de l'analyse des gaz dans les transformateurs et autres matériels électriques remplis d'huile, en service.
- 666 (1979): Détection et dosage d'additifs antioxydants spécifiques présents dans les huiles isolantes.
- 733 (1982): Dosage de l'eau dans les huiles isolantes, dans les papiers et cartons imprégnés d'huile.
- 813 (1985): Méthode d'essai pour évaluer la stabilité à l'oxydation des diélectriques liquides à base d'hydrocarbures.
- 814 (1985): Dosage de l'eau dans les diélectriques liquides par titrage coulométrique de Karl Fischer automatique.

Autres publications citées:

- Normes ISO 2049 (1972): Produits pétroliers - Détermination de la couleur.
- 2719 (1973): Produits pétroliers - Détermination du point d'éclair - Méthode Pensky-Martens en vase clos.
- 3016 (1974): Huiles de pétrole - Détermination du point d'écoulement.
- 3104 (1976): Produits pétroliers - Liquides opaques et transparents - Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique.
- 3675 (1976): Pétroles bruts et produits pétroliers liquides - Détermination en laboratoire de la masse volumique ou de la densité relative - Méthode à l'aréomètre.
- 4793 (1980): Filtres frittés de laboratoire - Echelle de porosité - Classification et désignation.
- 6295 (1983): Produits pétroliers - Huiles minérales - Détermination de la tension interfaciale entre huile et eau - Méthode de l'anneau.

- 474 (1974): Test method for oxidation stability of inhibited mineral insulating oils.
- 475 (1974): Method of sampling liquid dielectrics.
- 567 (1977): Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and for the analysis of free and dissolved gases.
- 599 (1978): Interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in service.
- 666 (1979): Detection and determination of specified anti-oxidant additives in insulating oils.
- 733 (1982): Determination of water in insulating oils, and in oil-impregnated paper and pressboard.
- 813 (1985): Test method for evaluating the oxidation stability of hydrocarbon insulating liquids.
- 814 (1985): Determination of water in insulating liquids by automatic coulometric Karl Fischer titration.

Other publications quoted:

- ISO standards 2049 (1972): Petroleum products - Determination of colour.
- 2719 (1973): Petroleum products - Determination of flash point - Pensky-Martens closed cup method.
- 3016 (1974): Petroleum oils - Determination of pour point.
- 3104 (1976): Petroleum products - Transparent and opaque liquids - Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity.
- 3675 (1976): Crude petroleum and liquid petroleum products - Laboratory determination of density or relative density - Hydrometer method.
- 4793 (1980): Laboratory sintered (fritted) filters - Porosity grading, classification and designation.
- 6295 (1983): Petroleum products - Mineral oils - Determination of interfacial tension of oil against water - Ring method.

GUIDE DE MAINTENANCE ET DE SURVEILLANCE DES HUILES MINERALES ISOLANTES EN SERVICE DANS LES MATERIELS ELECTRIQUES

1. Introduction

La surveillance et le maintien de la qualité de l'huile sont essentiels pour assurer le bon fonctionnement des matériels électriques immergés. Dans plusieurs pays, les groupements de constructeurs ainsi que les sociétés productrices d'électricité ont établi, à cette fin, des codes de bonne pratique.

L'examen de l'expérience actuelle révèle une grande diversité des procédures et des critères utilisés. Cependant, il est possible de comparer la valeur et la signification des divers essais d'huile normalisés pour conseiller des critères uniformes d'évaluation des résultats d'essais.

Les difficultés sont beaucoup plus grandes pour décider de la fréquence des essais et des niveaux limites acceptables de dégradation de l'huile isolante dans toutes ses applications, compte tenu des différences d'exploitation, de fiabilité exigée et du type de matériel. Par exemple, les grandes sociétés productrices d'électricité considèrent qu'il n'est pas économique d'appliquer intégralement ces recommandations aux transformateurs de distribution et ont donc tendance à accepter un risque plus élevé de défaillances. Au contraire, l'utilisateur industriel, dont les activités dépendent de la sûreté de fonctionnement de son alimentation en énergie électrique, souhaite appliquer une surveillance plus fréquente et plus sévère de la qualité de l'huile pour se prémunir de pannes d'électricité.

Lorsqu'un certain niveau de dégradation de l'huile est dépassé, les marges de sécurité sont réduites et la question doit se poser du risque d'une défaillance prématurée. Bien que l'évaluation de ce risque soit très difficile, une première étape consiste à identifier les effets potentiels d'une dégradation accrue. La philosophie sous-jacente au présent guide est de fournir aux utilisateurs une base aussi large que possible de compréhension de la dégradation de la qualité des huiles, de sorte qu'ils puissent prendre, en connaissance de cause, les décisions reposant sur les procédures d'entretien.

Les règles figurant dans les articles suivants, quoique techniquement valides, ont été établies principalement pour servir de base à l'élaboration de guides plus complets et plus spécifiques, compte tenu des circonstances locales. Des avis techniques sérieux doivent être exprimés pour établir le meilleur compromis entre les exigences techniques et les facteurs économiques.

Il convient aussi de se reporter aux instructions fournies par le constructeur.

SUPERVISION AND MAINTENANCE GUIDE FOR MINERAL INSULATING OILS IN ELECTRICAL EQUIPMENT

1. Introduction

Monitoring and maintaining oil quality are essential in ensuring the reliable operation of oil-filled electrical equipment. Codes of practice for this purpose have been established by electrical power authorities and power companies in many countries.

A review of current experience reveals a wide variation of procedures and criteria. It is possible, however, to compare the value and significance of standardized oil tests and to recommend uniform criteria for the evaluation of test data.

Much greater difficulties exist in deciding frequency of testing and permissible oil degradation levels which are acceptable for all applications of insulating oil in relation to differences in operating policies, reliability requirements and type of electrical system. For example, large power companies will normally find uneconomical the full application of these recommendations to distribution transformers and tend to accept a higher failure risk. Conversely, the industrial user whose activities depend on the reliability of his power supply, may wish to institute more frequent and stricter controls of oil quality as a means of guarding against power failures.

If a certain amount of oil deterioration is exceeded, there is some erosion on safety margins and the question of the risk of premature failure must be considered. While the quantification of the risk may be very difficult, a first step involves the identification of potential effects of increased deterioration. The philosophy underlying this guide is to furnish users with as broad a base of understanding of oil quality deterioration as is available, so that they can make informed decisions on maintenance practices.

The guidelines given in the following clauses, while technically sound, are mainly intended to serve as a common basis for the preparation of more specific and complete codes in the light of local circumstances. Sound engineering judgement will have to be exerted in seeking the best compromise between technical requirements and economic factors.

Reference should also be made to instructions from the equipment manufacturer.

2. Domaine d'application

Le présent guide concerne les huiles minérales isolantes, satisfaisant à l'origine aux exigences de la CEI 296 et utilisées dans les transformateurs, l'appareillage de connexion et les appareils électriques semblables, pour lesquels la prise d'échantillon d'huile est possible, et lorsque les conditions normales d'exploitation prévues dans les spécifications du matériel sont appliquées.

Ce guide a aussi pour but d'aider le personnel d'exploitation à évaluer l'état de l'huile des matériels et de l'assister dans sa tâche de conserver l'huile en condition de service. Pour cela, ce guide recommande des essais normalisés, des procédures d'évaluation et des éléments de procédés de retraitement et de régénération de l'huile lorsque cela se révèle nécessaire.

Note. - Il est établi que, dans certains types de matériels, l'huile peut contenir des gaz dissous dont l'analyse peut être utile afin d'évaluer l'état de l'isolation. Ce sujet n'est pas couvert par le présent guide; le lecteur éventuellement intéressé peut se référer aux CEI 567 et 599.

3. Propriétés et dégradation de l'huile

L'utilisation en toute confiance d'une huile minérale isolante dans un système d'isolation dépend de certaines de ses caractéristiques fondamentales, qui peuvent affecter le fonctionnement global du matériel électrique.

Afin d'assurer ses fonctions multiples de diélectrique, d'agent caloporteur et d'extincteur d'arc, l'huile doit posséder certaines propriétés fondamentales, en particulier:

- une rigidité électrique élevée, afin de tenir les contraintes électriques en service;
- une viscosité suffisamment faible pour ne pas freiner la circulation ni diminuer le transfert de chaleur;
- des propriétés d'écoulement à basses températures appropriées et pour les conditions climatiques les plus basses susceptibles d'exister sur le lieu d'installation;
- une résistance à l'oxydation convenable, afin d'assurer une longue durée de service.

La dégradation de l'huile minérale en service est due aux conditions d'utilisation. Dans de nombreuses applications, l'huile isolante est en contact avec de l'air et est ainsi soumise à des réactions d'oxydation qui sont accélérées à des températures élevées, la présence de métaux, de dérivés organo-métalliques ou les deux agissant comme promoteurs d'oxydation.

Il peut se produire un changement de couleur, une formation de produits acides et, à un stade d'oxydation avancé, une précipitation de dépôts. Les propriétés diélectriques peuvent en être affectées.

2. Scope

This guide applies to mineral insulating oils, originally complying with the requirements of IEC 296, in transformers, switchgear and similar electrical apparatus where oil sampling is practicable and where the normal operating conditions specified in the equipment specifications apply.

The purpose of this guide is to assist the power equipment operator in evaluating the condition of oil in equipment and in his efforts to maintain oil in serviceable condition. To this end, the guide recommends standardized tests and evaluation procedures and outlines methods for reconditioning and reclaiming oil whenever necessary.

Note.- It is recognized that the oil in certain types of equipment may contain dissolved gases, the analysis of which may be useful in assessing the condition of the insulation system. It is not the intent of this guide to cover this subject. The interested reader is referred to IEC 567 and 599.

3. Properties and deterioration of oil

The reliable performance of mineral insulating oil in an insulation system depends upon certain basic oil characteristics which can affect the overall performance of the electrical equipment.

In order to accomplish its multiple role of dielectric, heat-transfer agent and arc-quencher, the oil must possess certain basic properties, in particular:

- high electric strength to withstand the electric stresses imposed in service;
- sufficiently low viscosity so that its ability to circulate and transfer heat is not impaired;
- adequate low-temperature properties down to the extreme of climatic conditions expected at the installation site;
- proper oxidation resistance to ensure long life in service.

Mineral oil in service is subject to deterioration due to the conditions of use. In many applications, insulating oil is in contact with air and therefore subject to oxidation reactions accelerated by elevated temperature and the presence of metals, organo-metallic compounds or both acting as oxidation promoters.

Change in colour, formation of acid compounds and, at an advanced stage of oxidation, separation of sludge may occur. Dielectric properties may be impaired.

En plus des produits d'oxydation, d'autres agents contaminants - l'eau, des particules solides, des produits polaires solubles - peuvent apparaître dans l'huile en service et altérer ses propriétés.

La présence de ces agents contaminants et de tout produit de dégradation de l'huile se traduit par la modification d'une ou de plusieurs propriétés, comme traité dans l'article suivant.

La dégradation d'autres matériaux de construction, pouvant affecter le bon fonctionnement des matériels électriques et diminuer leur durée de fonctionnement, peut également se traduire par des modifications des propriétés de l'huile.

4. Essais des huiles et leur signification

Les huiles livrées dans le matériel neuf ou prélevées dans le matériel en service peuvent être soumises à un grand nombre d'essais; cependant, les essais suivants sont considérés comme suffisants pour déterminer si oui ou non l'état de l'huile permet la poursuite de l'exploitation ou pour proposer un type d'intervention appropriée.

Propriété	Méthode
Couleur et aspect	ISO 2049 / CEI 296
Tension de claquage	CEI 156
Teneur en eau	CEI 814 ou CEI 733
Indice de neutralisation	CEI 296
Dépôts et sédiments	Annexe A
Facteur de dissipation diélectrique et résistivité	CEI 247
* Tension interfaciale	ISO 6295
* Stabilité à l'oxydation	soit CEI 74, soit CEI 474, soit CEI 813, suivant l'application
* Teneur totale en gaz	CEI 567
* Point d'éclair	ISO 2719
** Point d'écoulement	ISO 3016
** Masse volumique	ISO 3675
** Viscosité	ISO 3104
*** Teneur en inhibiteur	CEI 666

Remarque: Voir la note de l'article 2.

* Dans des circonstances particulières seulement.

** N'est pas essentielle, mais peut être utilisée pour l'identification.

*** Limitée aux huiles inhibées.

In addition to oxidation products, many other contaminants - water, solid particles and oil-soluble polar compounds - may accumulate in the oil during service and alter its properties.

The presence of these contaminants and any kind of deterioration of an oil is made evident by change of one or more properties as discussed in the following clause.

Deterioration of other constructional materials, which may interfere with the proper functioning of the electrical equipment and shorten its working life, may also be indicated by changes in oil properties.

4. Oil tests and their significance

There are a large number of tests that can be applied to oil delivered in equipment or oil from equipment in service but the following tests are believed to be sufficient to determine whether the oil condition is adequate for continued operation and to suggest the type of corrective action required.

Property	Method
Colour and appearance	ISO 2049 / IEC 296
Breakdown voltage	IEC 156
Water content	IEC 814 or IEC 733
Neutralization value	IEC 296
Sediment and sludge	Appendix A
Dielectric dissipation factor and resistivity	IEC 247
* Interfacial tension	ISO 6295
* Oxidation stability	either IEC 74, or IEC 474, or IEC 813, as applicable
* Total gas content	IEC 567
* Flash-point	ISO 2719
** Pour-point	ISO 3016
** Density	ISO 3675
** Viscosity	ISO 3104
*** Inhibitor content	IEC 666

Remark: See Note to Clause 2.

* Only under special circumstances.

** Not essential, but can be used to establish type identification.

*** Restricted to inhibited oils.

4.1 Couleur et aspect

La couleur d'une huile isolante est déterminée en lumière transmise et est exprimée par un nombre obtenu par comparaison avec une série de couleurs normalisées. Il ne s'agit pas d'une propriété importante, mais elle est très utile à des fins de comparaison. Un indice de couleur élevé ou évoluant rapidement peut indiquer une dégradation ou une contamination de l'huile.

Outre la couleur, l'aspect d'une huile peut mettre en évidence de la turbidité ou des sédiments, indice d'une présence d'eau libre, de dépôts insolubles, de carbone, de fibres, de poussières, etc.

4.2 Tension de claquage

La tension de claquage est importante en tant que mesure de l'aptitude d'une huile à résister aux contraintes électriques.

Une huile sèche et propre est caractérisée par une tension de claquage élevée inhérente. L'eau libre et les particules solides, ces dernières en particulier lorsqu'elles sont associées à des teneurs en eau dissoute élevées, ont tendance à migrer vers des régions à fortes contraintes électriques et à réduire sévèrement la tension de claquage. Par conséquent, la mesure de la tension de claquage sert, en premier lieu, à indiquer la présence d'agents contaminants tels que l'eau ou les particules conductrices, dont l'un des deux ou d'autres pouvant être présents avant les essais donnent de faibles valeurs de la tension de claquage. Cependant, une tension de claquage élevée ne constitue pas un indice formel de l'absence d'agents contaminants.

4.3 Teneur en eau

L'eau peut provenir de l'air atmosphérique ou résulter de la dégradation de matériaux isolants. Pour des teneurs en eau relativement faibles, l'eau reste en solution et ne modifie pas l'aspect de l'huile; c'est pourquoi il faut détecter l'eau dissoute par des méthodes chimiques ou physiques.

L'eau dissoute peut ou non affecter les propriétés électriques de l'huile. La solubilité de l'eau dans l'huile de transformateur augmente en fonction de la température et de l'indice de neutralisation (voir figure 1). Lorsque la teneur en eau dépasse un certain seuil (valeur de saturation), elle ne peut rester en solution et de l'eau libre apparaît sous forme de turbidité ou de gouttelettes d'eau; l'eau libre provoque, invariablement, une diminution de la tension de claquage et de la résistivité et une augmentation du facteur de dissipation diélectrique.

Dans un transformateur, la quantité totale d'eau se répartit entre le papier et l'huile dans un rapport prédominant pour le papier. De faibles variations de température modifient sensiblement la teneur en eau de l'huile mais très peu celle du papier.

Connaissant la teneur en eau d'une huile et pour une température donnée, au moyen de graphiques disponibles dans la littérature, il est possible d'obtenir la teneur en eau du papier en supposant que les conditions d'équilibre sont réalisées. Les valeurs limites conseillées dans le tableau 2 sont fixées pour correspondre à des valeurs de la teneur en eau dans l'isolation cellulosique acceptables et elles sont rapportées aux températures normales de l'huile en service de 40 °C à 60 °C.

4.1 *Colour and appearance*

The colour of an insulating oil is determined in transmitted light and is expressed by a numerical value based on comparison with a series of colour standards. It is not a critical property, but it is quite useful for comparative evaluation. A rapidly increasing or a high colour number may be an indication of oil deterioration or contamination.

Besides colour, the appearance of oil may show cloudiness or sediments which may indicate the presence of free water, insoluble sludge, carbon, fibres, dirt, etc.

4.2 *Breakdown voltage*

The breakdown voltage is of importance as a measure of the suitability of an oil to withstand electric stress.

Dry and clean oil exhibits an inherently high breakdown voltage. Free water and solid particles, the latter particularly in combination with high levels of dissolved water, tend to migrate to regions of high electric stress and reduce breakdown voltage dramatically. The measurement of breakdown voltage, therefore, serves primarily to indicate the presence of contaminants such as water or conducting particles, one or more of which can be present when low breakdown values are found by test. However, a high breakdown voltage does not indicate the absence of all contaminants.

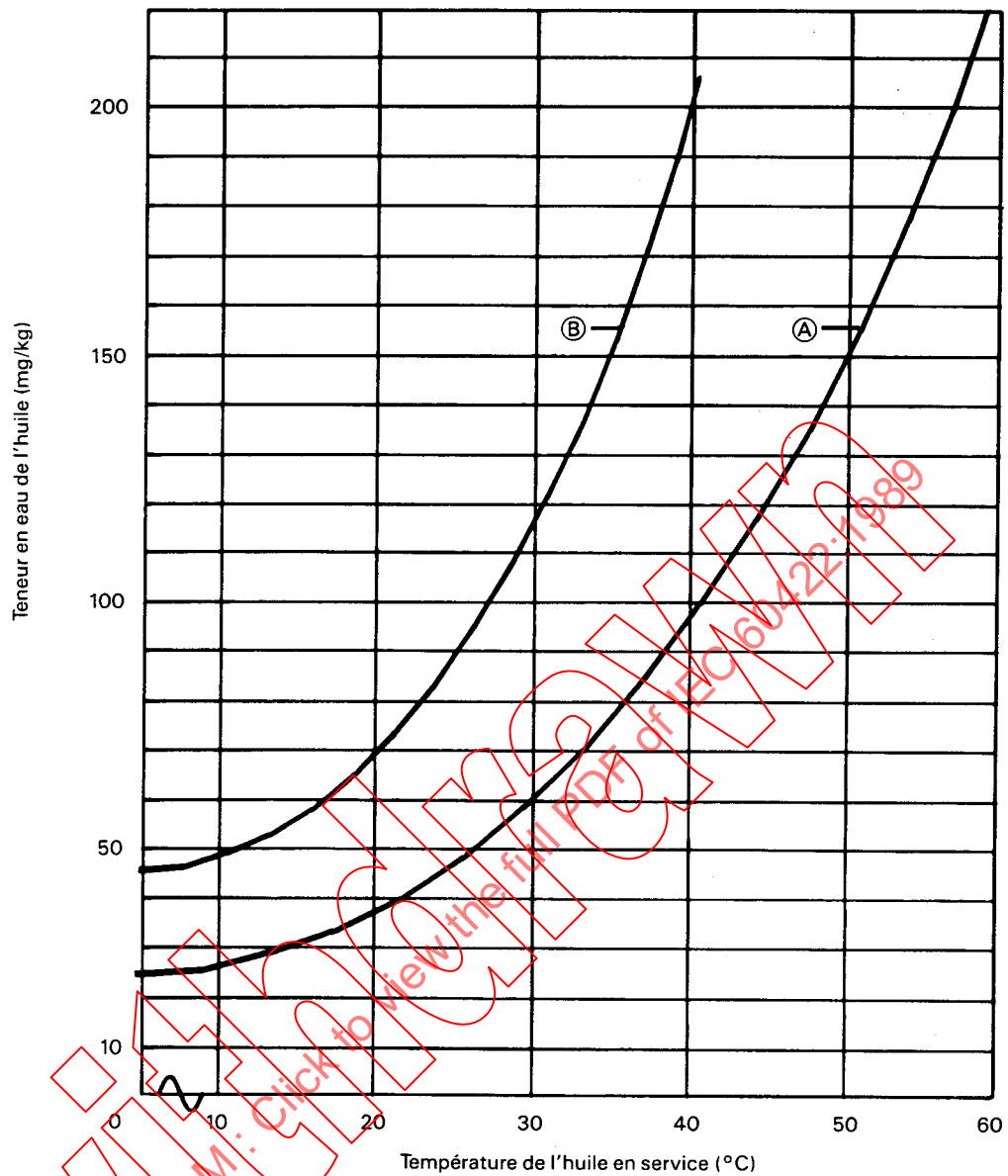
4.3 *Water content*

Water may originate from the atmosphere or be produced by the deterioration of insulating materials. At comparatively low water content, the water remains in solution and does not alter the appearance of the oil; dissolved water shall therefore be detected by chemical or physical methods.

Dissolved water may or may not affect the electrical properties of the oil. The solubility of water in transformer oil increases with increasing temperature and neutralization value (see Figure 1). Above a certain water content (the saturation water content), all the water cannot remain in solution and free water may be seen in the form of cloudiness or water droplets; free water invariably results in decreased electrical strength and resistivity and increased dielectric dissipation factor.

In a transformer the total water content is distributed between the paper and the oil in a ratio that is predominantly in favour of the paper. Small changes in temperature significantly modify the water content of the oil but only slightly that of the paper.

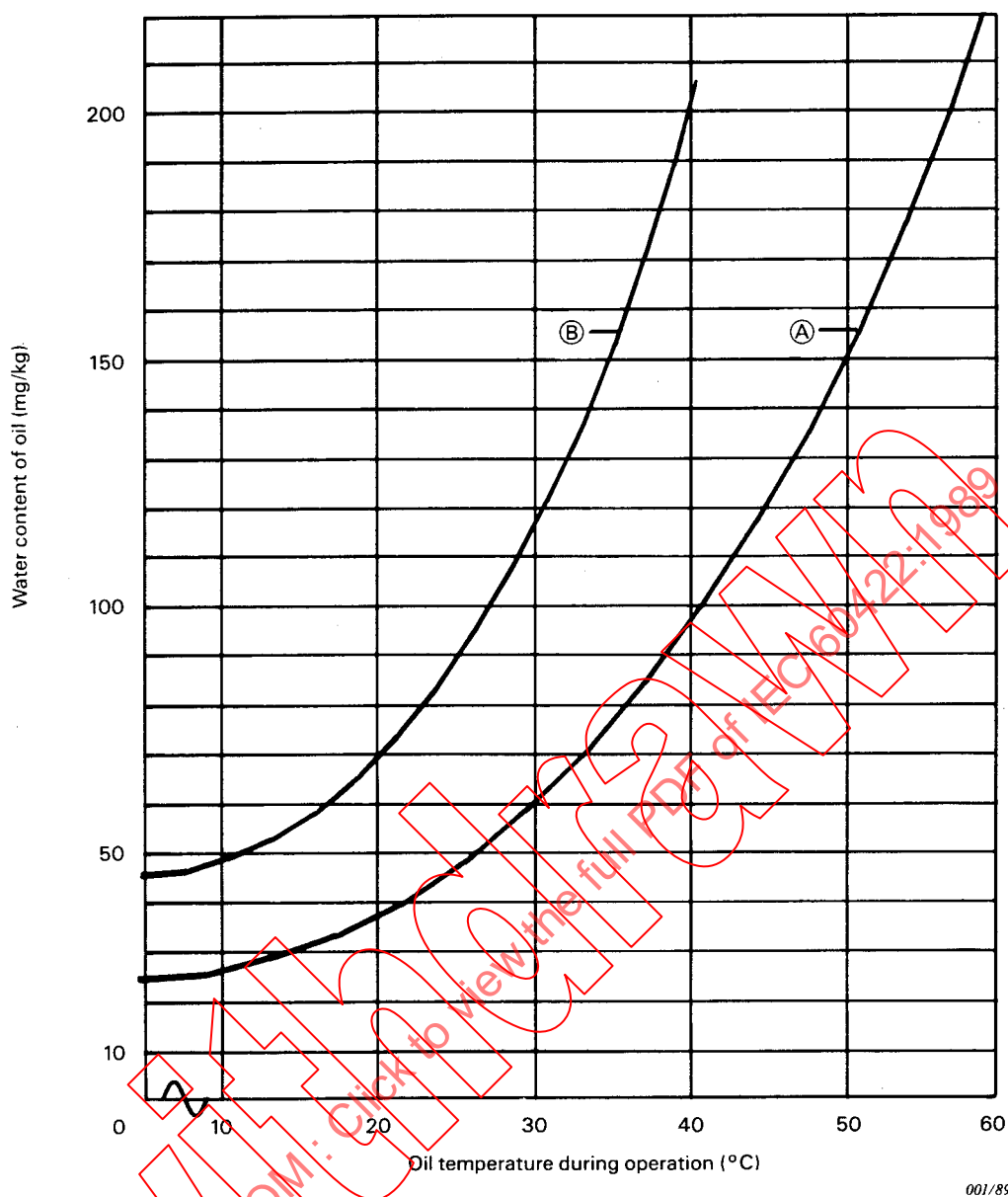
Using graphs which may be found in the literature, it is possible to obtain at a given temperature the water content of the paper from the measured water content of the oil assuming equilibrium conditions. The limiting values for water content which are recommended in Table 2 are intended to control the water content in cellulosic insulation within acceptable values and are related to normal operating oil temperatures over 40 °C to 60 °C.



001/89

Courbe A: Teneur en eau à saturation d'une huile neuve
 Courbe B: Teneur en eau à saturation d'une huile oxydée
 ayant un indice de neutralisation de 0,3 mg
 KOH/g.

Fig. 1. - Exemple de variation, en fonction de la température, de la teneur en eau à saturation d'une huile CEI 296.



Curve A: Saturation content of water in unused oil
Curve B: Saturation content of water in oxidized oil
with neutralization value of 0,3 mg KOH/g.

Fig. 1. - Example of the variation of saturation content of water of IEC 296 insulating oil with oil temperature.

Une forte teneur en eau favorise la dégradation chimique du papier isolant et caractérise de mauvaises conditions de fonctionnement ou d'entretien qui nécessitent des mesures correctrices.

4.4 *Indice de neutralisation*

L'indice de neutralisation d'une huile est une mesure des constituants ou agents contaminants acides dans l'huile.

Sa valeur, négligeable pour une huile neuve, croît à la suite du vieillissement par oxydation et est utilisée comme indice général permettant de déterminer le moment où il convient de la remplacer ou de la régénérer, pourvu que des limites appropriées de rejet soient choisies et que d'autres essais le confirment.

4.5 *Sédiments et dépôts*

Cet essai permet de distinguer les sédiments de l'ensemble des dépôts (c'est-à-dire dépôts insolubles dans l'huile, plus dépôts précipitables par l'heptane).

Les matières solides comprennent les produits de dégradation ou d'oxydation insolubles des matériaux isolants solides ou liquides, des fibres d'origines diverses, du carbone, des oxydes métalliques, etc., résultant des conditions d'exploitation du matériel. La présence de particules solides peut diminuer la rigidité électrique de l'huile et, en outre, les dépôts peuvent limiter les échanges thermiques, donc favoriser une dégradation accrue de l'isolation.

Les dépôts sont constitués de produits formés à un stade d'oxydation avancé et sont un avertissement de l'accumulation de dépôts dans le matériel.

4.6 *Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et/ou résistivité*

Ces caractéristiques sont très sensibles à la présence dans l'huile de substances polaires solubles, de produits de vieillissement ou de substances colloïdales. Leurs variations peuvent être détectées même pour de faibles contaminations que les méthodes chimiques ne peuvent détecter.

Les limites acceptables pour ces caractéristiques dépendent largement du type de matériel et du type d'application. Cependant, des valeurs élevées du facteur de dissipation modifient le facteur de puissance et/ou la résistance d'isolement des enroulements du transformateur.

Généralement, il existe une relation entre le FDD et la résistivité. Aux températures élevées, la résistivité diminue alors que le FDD augmente. Il n'est normalement pas exigé d'effectuer les deux essais avec la même huile.

Des informations supplémentaires utiles peuvent être obtenues en mesurant la résistivité ou le FDD à température ambiante et à une température plus élevée, telle que 90 °C. Un résultat satisfaisant obtenu à 90 °C, associé à un résultat insuffisant obtenu à plus basse température, est l'indice de présence d'eau ou de produits de dégradation précipitables à froid, mais à concentration généralement acceptable. Des résultats insuffisants obtenus aux deux températures sont l'indice d'une contamination plus importante et qu'un retraitement ne permettra pas de remettre en état l'huile à un niveau acceptable.

High water content accelerates the chemical deterioration of insulating paper and is indicative of undesirable operating conditions or maintenance requiring correction.

4.4 *Neutralization value*

The neutralization value of an oil is a measure of the acidic constituents or contaminants in the oil.

Its value, negligible in an unused oil, increases as a result of oxidative ageing and is used as a general guide for determining when an oil should be replaced or reclaimed, provided suitable rejection limits have been established and confirmation is received from other tests.

4.5 *Sediment and sludge*

This test distinguishes between sediment and total sludge (i.e. oil insoluble sludge plus sludge which is precipitated by adding heptane).

Solid matter comprises insoluble oxidation or degradation products of solid or liquid insulating materials, fibres of various origins, carbon, metallic oxides, etc., arising from the conditions of service of the equipment. The presence of solid particles may reduce the electric strength of the oil and, in addition, deposits may hinder heat exchange, thus promoting further deterioration of insulation.

Sludge consists of products formed at an advanced stage of oxidation and is a forewarning of sludge deposits in the equipment.

4.6 *Dielectric Dissipation Factor (DDF) and/or resistivity*

These characteristics are very sensitive to the presence in the oil of soluble polar contaminants, ageing products or colloids. Changes may be monitored even when contamination is so slight as to be undetectable by chemical methods.

Acceptable limits for these characteristics depend largely upon the type of apparatus and application. However, high values of dissipation factor may influence the power factor and/or the insulation resistance of transformer windings.

There is generally a relationship between DDF and resistivity at elevated temperature with resistivity decreasing as DDF increases. It is normally not required to conduct both tests on the same oil.

Useful additional information can be obtained by measuring resistivity or DDF at both ambient temperature and a higher temperature such as 90 °C. A satisfactory result at 90 °C coupled with an unsatisfactory value at the lower temperature is an indication of the presence of water or degradation products precipitable in the cold but generally at a tolerable level. Unsatisfactory results at both temperatures indicate a greater extent of contamination and that it may not be possible to restore the oil to a satisfactory level by reconditioning.

4.7 Tension interfaciale

La tension interfaciale entre l'huile et l'eau permet de détecter les agents contaminants polaires solubles et les produits de dégradation. Cette caractéristique évolue assez rapidement au cours des premiers stades du vieillissement, puis l'évolution se stabilise, alors que la dégradation est encore modérée. C'est pour cette raison que les résultats sont assez difficiles à interpréter en termes d'entretien de l'huile. Cependant, il convient d'examiner de plus près les huiles dont les valeurs de la tension interfaciale se trouvent à la valeur limite minimale recommandée au tableau 2 ou se rapprochent de celle-ci.

4.8 Teneur en gaz totale

Dans la plupart des utilisations de l'huile minérale isolante, la détermination de la teneur totale en gaz dissous présente peu d'intérêt pour évaluer la qualité et le bon usage de l'huile. Cependant, pour certains types de matériels à THT, une teneur maximale en gaz est parfois spécifiée lors du remplissage de l'appareillage ou en service.

L'analyse des gaz dissous dans l'huile pour la détection de défauts naissants est traitée dans les CEI 567 et 599.

4.9 Point d'éclair

Un point d'éclair bas est l'indice de la présence de substances volatiles combustibles dans l'huile.

L'exposition prolongée de l'huile à de hautes températures, dans des conditions de défaut prolongées, peut produire des quantités suffisantes d'hydrocarbures de faible masse moléculaire pouvant abaisser le point d'éclair de l'huile.

4.10 Point d'écoulement

Le point d'écoulement est une mesure de la fluidité de l'huile à basse température. Il n'y a pas de preuves certaines qui puissent suggérer que cette propriété est affectée par la dégradation de l'huile. Des variations du point d'écoulement peuvent normalement indiquer que des ajouts ont été effectués avec une huile de qualité différente.

4.11 Masse volumique

La masse volumique n'est pas un facteur essentiel pour définir la qualité d'une huile, mais peut être utile pour identifier le type d'huile ou détecter des modifications importantes de sa composition. Dans les climats froids, la masse volumique peut être appropriée pour la détermination du bon emploi de l'huile: par exemple, des cristaux de glace formés à partir d'eau non dissoute peuvent flotter à la surface de l'huile de masse volumique élevée et être à l'origine de décharges lors de la fusion.

4.12 Viscosité

La viscosité est un facteur régissant l'évacuation de la chaleur. Le vieillissement et l'oxydation de l'huile ont tendance à accroître la viscosité, cependant, l'effet n'est pas perceptible aux niveaux de détérioration considérés dans ce guide. Les mesures de viscosité peuvent être utiles pour l'identification du type d'huile.

4.7 *Interfacial tension*

The interfacial tension between oil and water provides a means of detecting soluble polar contaminants and products of deterioration. This characteristic changes fairly rapidly during the initial stages of ageing but levels off when deterioration is still moderate. For this reason, results are rather difficult to interpret in terms of oil maintenance. However, oils with interfacial tension values at or near the minimum limit value specified in Table 2 should be further investigated.

4.8 *Total gas content*

For most applications of mineral insulating oil, the determination of total dissolved gas content normally has little significance for assessing the quality and serviceability of the oil. However, for certain types of EHV equipment, a maximum gas content is sometimes specified when filling apparatus or in service.

Gas-in-oil analysis for the detection of incipient faults is dealt with in IEC 567 and 599.

4.9 *Flash-point*

A low flash-point is an indication of the presence of volatile combustible products in the oil.

Prolonged exposure of the oil to very high temperature under fault conditions may produce sufficient quantities of low molecular weight hydrocarbons to cause a lowering of the flash-point of the oil.

4.10 *Pour-point*

Pour-point is a measure of the ability of the oil to flow at low temperature. There is no evidence to suggest that the property is affected by oil deterioration. Changes in pour-point may normally be interpreted as the result of topping-up with a different type of oil.

4.11 *Density*

Density is not significant in determining the quality of an oil but may be useful for type identification or to suggest marked compositional changes. In cold climates density may be pertinent in determining suitability for use, e.g. ice crystals formed from separated water may float on oil of high density and lead to flashover on subsequent melting.

4.12 *Viscosity*

Viscosity is a controlling factor in the dissipation of heat. Ageing and oxidation of the oil tend to increase viscosity but the effect is not discernible at the deterioration levels considered in this guide. Viscosity measurements may be useful for oil type identification.

4.13 Teneur en inhibiteur et stabilité à l'oxydation

Les huiles inhibées se dégradent plus lentement que les huiles non inhibées aussi longtemps que de l'inhibiteur actif est présent et que l'huile présente une réponse à l'inhibiteur. Pour un couple huile-inhibiteur donné, la période d'induction est généralement proportionnelle à la teneur en inhibiteur actif et dépend de la présence d'agents promoteurs d'oxydation.

Le degré de protection assuré par l'inhibiteur d'oxydation est fonction de la composition de l'huile de base et de la concentration en inhibiteur. La détermination de la teneur résiduelle en inhibiteur d'oxydation d'une huile inhibée usagée en service permet d'établir la vitesse de consommation de l'inhibiteur.

L'essai d'oxydation pour l'huile inhibée neuve (CEI 474) permet de mesurer aisément la période d'induction d'une huile par la détermination de la quantité d'acides volatils formés. Cet essai, appliqué à une huile usagée précédemment essayée, permettra de montrer de combien la période d'induction a été réduite.

5. Echantillonnage de l'huile dans les matériels

On doit s'assurer que les échantillons sont représentatifs de l'huile isolante dans le matériel. L'expérience montre que l'huile est parfois rejetée à tort par manque de soins lors du prélèvement. Une mauvaise procédure d'échantillonnage ou l'emploi de récipients d'échantillonnage pollués entraîneront des conclusions erronées du point de vue qualité, et une perte de temps, de travail et des dépenses pour obtenir, transporter et analyser correctement l'échantillon.

Il est fortement recommandé de suivre scrupuleusement les procédures et les précautions décrites dans la CEI 475. Il convient que les prélèvements pour déterminer de faibles teneurs en eau (inférieures à 15 mg/kg) et pour analyser les gaz dissous soient effectués conformément à la CEI 567.

Il y a lieu d'effectuer la prise d'échantillons d'huile dans le matériel de préférence en service normal ou le plus rapidement possible après la mise hors tension. Cela est particulièrement nécessaire lorsque la teneur en eau ou les caractéristiques qui en dépendent doivent être vérifiées. Dans ces cas-là, il est recommandé de noter la température de l'huile au moment du prélèvement.

Lorsqu'elles sont disponibles, il convient de respecter les instructions du constructeur. Cela est particulièrement nécessaire pour certains types de matériels électriques, tels que les réducteurs de mesure, compte tenu du volume d'huile relativement limité ou de leur conception spécifique.

Les échantillons d'huile (1 ou 2 litres suivant le nombre et le type d'essais requis) sont normalement soutirés à la vanne de prélèvement ou à la vanne de vidange en observant les règles générales suivantes:

- S'assurer que le prélèvement est effectué par du personnel qualifié.

4.13 *Inhibitor content and oxidation stability*

Inhibited oils deteriorate more slowly than uninhibited oils so long as active inhibitor is present and the oil still has inhibitor response. For a given oil/inhibitor pair, the induction period is generally proportional to the active inhibitor content and dependent on the presence of oxidation promoter.

The degree of protection provided by the oxidation inhibitor is a function of base oil chemistry and inhibitor concentration. The determination of residual inhibitor in service-aged inhibited oil assesses the rate of inhibitor depletion.

The oxidation test for unused inhibited oil (IEC 474) enables the induction period of an oil to be easily measured by means of the determination of volatile acids developed. This test, applied to a used oil previously tested will indicate to what extent the induction period has been reduced.

5. **Sampling of oil from equipment**

Every effort shall be made to ensure that samples are representative of the insulating oil in equipment. Experience indicates that oil is sometimes rejected unjustifiably because inadequate care has been taken in sampling. Careless sampling procedure or contamination in the sample container will lead to erroneous conclusions concerning quality and incur waste of the time, effort and expense involved in obtaining, transporting and testing the sample.

It is very strongly recommended that the procedures and precautions outlined in IEC 475 be closely followed. Sampling for the determination of low water content (less than 15 mg/kg) and for the analysis of dissolved gases should be done in accordance with IEC 567.

Sampling from equipment should preferably be carried out while the equipment is operating normally or very shortly after de-energization. This requirement is particularly necessary when water content, or characteristics dependent on it, are to be checked and in these cases the temperature of the oil at the time of sampling should be recorded.

Where available, manufacturer's instructions should be followed. This is especially necessary with certain types of electrical equipment, such as instrument transformers, in view of the relatively limited oil content as well as of specific design.

Oil samples (1 or 2 litres depending on the number and type of tests needed) are normally drawn from the sampling valve or the bottom drain valve at least observing the following general rules:

- Ensure that sampling is done by an experienced person.

- Eviter l'échantillonnage à l'extérieur par temps de pluie, brouillard, chute de neige ou vent violent. Si l'échantillonnage doit être exécuté dans de telles conditions atmosphériques, on prendra des précautions particulières.
- Utiliser uniquement des récipients propres et secs, tels que des bouteilles en verre ou des bidons métalliques sans soudure. Des récipients en matière plastique peuvent être utilisés à condition d'avoir prouvé qu'ils convenaient. Il convient que les bouteilles en verre transparent soient pourvues de revêtements opaques.
- Laisser s'écouler une quantité suffisante d'huile afin d'éliminer les agents contaminants éventuellement présents à l'orifice de prélèvement.
- Rincer les récipients avec l'huile à échantillonner.
- Remplir les récipients en laissant, si possible, s'écouler le liquide le long des parois du récipient afin d'éviter l'occlusion d'air.
- S'assurer que chaque récipient est rempli à environ 95% de sa capacité.
- Après le prélèvement, fermer convenablement la vanne de prélèvement.
- Etiqueter les échantillons en indiquant, au moins, les informations suivantes:
 - identification du matériel;
 - point d'échantillonnage;
 - température de l'huile;
 - date d'échantillonnage.
- Stocker les échantillons dans un local sombre si les récipients en verre transparent ne sont pas munis d'un revêtement opaque.

6. Catégories de matériels

Afin de tenir compte des différentes exigences de l'utilisateur, le matériel a été classé en différentes catégories comme suit:

Catégorie 0

Transformateurs de puissance de tension de réseau maximale supérieure à 420 kV.

Catégorie A

Transformateurs de puissance de tension de réseau maximale supérieure à 170 kV et inférieure ou égale à 420 kV. Sont également inclus les transformateurs de puissance, quelle que soit la tension assignée, dont la continuité de service est essentielle et les matériels similaires d'applications particulières travaillant dans des conditions de coûts élevés.

- Sampling outdoors in rain, fog, snowfall or strong wind should be avoided. If sampling has to be carried out under such weather conditions, special precautions shall be taken.
- Use only dry, clean containers such as glass bottles or seamless metal cans. Plastic containers can be used provided their suitability has been proved. Clear glass bottles should be provided with opaque covers.
- Run off a sufficient quantity of oil to remove any contaminants that may have accumulated at the sampling orifice.
- Rinse the containers with the oil being sampled.
- Fill the containers, if possible allowing the liquid being sampled to flow against the side of the containers, thus avoiding trapped air.
- Ensure that each container is filled to about 95% of its capacity.
- After sampling, carefully close the sampling valve.
- Label the samples, including at least the following:
 - equipment identification;
 - sampling point;
 - temperature of oil;
 - date of sampling.
- Store samples in a dark place if clear bottles have been used.

6. Categories of equipment

In order to take account of different user requirements, equipment has been placed in various categories as follows:

Category 0

Power transformers with a system highest voltage above 420 kV.

Category A

Power transformers with a system highest voltage above 170 kV and up to 420 kV. Also power transformers of any rated voltage where continuity of supply is vital and similar equipment for special applications operating under onerous conditions.

Catégorie B

Transformateurs de puissance de tension de réseau maximale supérieure à 72,5 kV et inférieure ou égale à 170 kV (autres que ceux appartenant à la catégorie A).

Catégorie C

Transformateurs de puissance de tension de réseau maximale inférieure ou égale à 72,5 kV (autres que ceux appartenant à la catégorie A). Interrupteurs remplis d'huile, sélecteurs et régulateurs, en courant alternatif, à enveloppe métallique.

Catégorie D

Réducteurs de mesure de tension de réseau maximale supérieure à 170 kV.

Catégorie E

Réducteurs de mesure de tension de réseau maximale inférieure ou égale à 170 kV.

Catégorie F

Cuve du rupteur des changeurs de prise en charge.

Catégorie G

Disjoncteurs à bain d'huile.

- Notes*
- 1.- Les cuves séparées des sélecteurs de changeurs de prise en charge appartiennent à la même catégorie que le transformateur correspondant.
 - 2.- Les traversées à isolation au papier imprégné et les autres matériels hermétiques peuvent être placés dans la catégorie D si un programme de surveillance est souhaité. Chacun des essais jugés nécessaires devrait être de nature particulière et considéré séparément. Se référer aux instructions du constructeur.
 - 3.- Les petits transformateurs jusqu'à 1 MVA et 36 kV ne sont pas compris dans cette classification. Un programme de contrôle est considéré comme n'étant pas économique pour ce type de matériel. Lorsqu'un programme de contrôle est exigé pour ces transformateurs, il convient que les directives données dans la catégorie C soient suivies.

7. Evaluation de l'huile minérale isolante dans les matériels à l'état neuf

Une quantité importante d'huile minérale est fournie à l'utilisateur final dans le matériel électrique lors de la livraison, et il est admis que certaines propriétés reflétant la présence d'agents contaminants dissous peuvent être différentes de celles admises pour les huiles neuves,

Category B

Power transformers with a system highest voltage above 72,5 kV and up to 170 kV (other than those in Category A).

Category C

Power transformers with a system highest voltage up to 72,5 kV (other than those in Category A). Oil-filled switches, a.c. metal-enclosed switchgear and controlgear.

Category D

Instrument transformers with a system highest voltage above 170 kV.

Category E

Instrument transformers with a system highest voltage up to 170 kV.

Category F

Diverter tanks of on-load tap-changers.

Category G

Oil-filled circuit breakers.

Notes 1.- Separated selector tanks of on-load tap-changers belong to the same category as the associated transformer.

2.- Oil-impregnated paper bushings and other hermetically sealed equipment may be placed in Category D if a routine monitoring programme is desired. Any tests considered necessary would be specialized in nature and require separate consideration. Refer to manufacturer's instructions.

3.- Small transformers up to 1 MVA and 36 kV are not included in this classification. Routine monitoring programme is normally considered uneconomical for this type of equipment. Where a monitoring programme is required for these transformers, the guidelines given for Category C should be adequate.

7. Evaluation of mineral insulating oil in new equipment

A substantial proportion of mineral oil is supplied to the final user already filled into electrical apparatus and it is commonly recognized that certain properties which reflect the presence of dissolved contaminants may differ from those accepted for unused oil, i.e. oil

c'est-à-dire les huiles qui n'ont pas encore été mises en contact avec l'isolation solide et les matériaux de construction. L'importance des écarts peut varier suivant le type de matériel, de matériaux de construction utilisés et des proportions d'isolation solide et liquide et il convient que ces écarts soient maintenus dans des limites acceptables par des traitements appropriés de l'huile et un choix judicieux des matériaux.

De plus, il y a lieu que les valeurs d'autres propriétés de l'huile, telles que la tension de claquage et la teneur en eau, soient choisies selon la catégorie et la fonction du matériel.

Les caractéristiques de l'huile dans le matériel neuf font partie intégrante de la conception du matériel pour lequel le constructeur porte la responsabilité finale. Cependant, l'utilisateur peut exiger, pour un service fiable, que ces caractéristiques soient nettement plus favorables que le minimum requis. Les caractéristiques figurant au tableau 1 sont représentatives d'une bonne mise en œuvre et peuvent être recommandées comme base d'accord.

8. Evaluation de l'huile usagée

8.1 Fréquence des examens de l'huile en service

Il est impossible d'établir une règle générale de fréquence des examens des huiles en service qui soit applicable à toutes les situations pouvant être rencontrées.

L'intervalle optimal dépendra du type, de la fonction, de la puissance, de la construction et des conditions d'exploitation du matériel. Un compromis doit souvent être trouvé entre les facteurs économiques et les exigences liées à la fiabilité du matériel.

Le tableau 2 fournit, à titre de guide, une suggestion de fréquence d'essais pour les différents types de matériel. Cependant, les moyens de protection de l'huile à l'exposition à l'air devraient permettre une fréquence d'essai réduite.

En règle générale, des mesures de contrôle peuvent être effectuées, reposant sur les critères ci-après qui s'appliquent tout particulièrement aux huiles de transformateurs:

- Vérifier les caractéristiques périodiquement, aux intervalles tels qu'ils sont suggérés au tableau 2, ou d'une autre manière définie par le constructeur.
- Si possible, vérifier, à intervalles plus rapprochés, les caractéristiques pouvant être déterminées sur le site.
- Les transformateurs fortement chargés peuvent nécessiter des essais plus fréquents.
- Augmenter la fréquence d'examen lorsque l'une des caractéristiques déterminantes s'approche de la limite recommandée pour le service continu.

which has not been in contact with insulation and construction materials. The extent of the changes may vary with the type of equipment due to the different types of material and ratios of liquid-to-solid insulation, and should be kept within acceptable limits through proper oil-processing techniques and careful selection of materials.

In addition, other oil properties, such as breakdown voltage and water content should be adequate to the category and functions of the equipment.

The characteristics of oil in new equipment are integral parts of the equipment design for which the manufacturer has final responsibility. However, the user may require these characteristics to be definitely better than minimum standards for reliable service. The characteristics listed in Table 1 are representative of good operating practice and are recommended as a basis for agreement.

8. Evaluation of used oil

8.1 *Frequency of examination of oils in service*

It is impossible to lay down a general rule for the frequency of examination of oils in service which will be applicable to all possible situations that might be encountered.

The optimum interval will depend on the type, function, power, construction and service conditions of the equipment. A compromise shall often be found between economic factors and reliability requirements.

By way of a guide, a suggested frequency of tests suitable for different types of equipment is given in Table 2. However, oil-preservation systems designed to control exposure of the oil to atmosphere may permit less frequent testing.

Generally, check measurements can be carried out on the basis of the following criteria, which apply particularly to transformer oils:

- Check characteristics periodically, at intervals as suggested in Table 2, unless otherwise defined by the manufacturer.
- If possible, check at more frequent intervals characteristics that are determinable on site.
- Heavily loaded transformers may require more frequent testing.
- Increase frequency of examination where any of the significant properties approaches the limit recommended for continued service.

8.2 Procédures d'essais

Le lieu d'essai, le nombre et le type d'essais qui peuvent être exécutés sur un échantillon d'huile peuvent varier suivant les circonstances locales et les considérations économiques.

Le niveau de dégradation et le degré de contamination des huiles en service varient beaucoup. En général, un seul type d'essai ne peut être utilisé comme critère unique de l'état d'un échantillon d'huile.

L'évaluation de cet état doit en principe reposer sur l'évaluation de l'ensemble des caractéristiques significatives, mesurées dans des laboratoires convenablement équipés. Certains utilisateurs considèrent cependant qu'il est avantageux d'effectuer des essais de dégrossissage sur site.

8.2.1 Essais de dégrossissage sur site

Les essais sur site sont généralement limités à l'inspection visuelle (couleur et aspect), à la tension de claquage et, avec un certain degré d'approximation, à l'indice de neutralisation. Dans certains cas, ces essais peuvent être utilisés pour classer les huiles usagées en service, conformément au paragraphe 8.3, quoique, le plus souvent, les essais sur site soient effectués pour identifier les échantillons d'huile nécessitant un examen de laboratoire.

L'expérience montre que les essais de tension de claquage effectués sur site fournissent souvent des résultats plus fiables que ceux obtenus en laboratoire, après transport à longue distance et stockage prolongé des échantillons d'huile. Des appareils d'essais diélectriques portatifs sont disponibles depuis longtemps et se sont révélés satisfaisants.

8.2.2 Essais de laboratoire

Le plan d'examen complet comprend tous les essais de la liste de l'article 4. Une analyse globale de l'ensemble des résultats permet non seulement d'évaluer l'état général de l'huile, mais aussi de déceler la cause d'une dégradation ou l'origine d'un agent contaminant et, dès lors, de prendre la mesure appropriée pour assurer la sûreté de fonctionnement du matériel.

Par ailleurs, les essais de laboratoire tendent à démontrer la continuité de service. Les essais suivants suffisent pour répondre à cet objectif:

- couleur et aspect;
- tension de claquage;
- facteur de dissipation diélectrique ou résistivité;
- indice de neutralisation;
- teneur en eau.

Notes 1.- Afin d'assurer la continuité de service d'une huile, la détermination de la teneur en eau, bien qu'elle soit souhaitable en toutes circonstances, devient particulièrement nécessaire lorsque la tension de claquage s'approche de la valeur de rejet.

8.2 *Testing procedures*

The venue of testing and the number and types of tests that can be carried out on a given sample of oil may vary depending on local circumstances and economic considerations.

Oil in service will vary widely in the extent of degradation and the degree of contamination. In general no one test can be used as the sole criterion of the condition of the oil sample.

Evaluation of condition should preferably be based upon the composite evaluation of significant characteristics determined in properly equipped laboratories. However, some users find it advantageous to make field screening tests.

8.2.1 *Field screening tests*

Field tests are usually limited to visual inspection (colour and appearance), breakdown voltage and, with some approximation, neutralization value. These tests can sometimes be used for the classification of service-aged oils in accordance with Sub-clause 8.3, though, more often, field tests are made to identify oil samples requiring laboratory evaluation.

Experience has shown that breakdown voltage tests made on site often produce results that are more reliable than those obtained in the laboratory following long-distance transportation and prolonged storage of oil samples. Portable dielectric test sets have been available for a long time and have proved quite satisfactory.

8.2.2 *Laboratory tests*

The complete examination scheme includes all the tests listed in Clause 4. Along with the evaluation of the general condition of the oil, consideration of all results together often enables the cause of degradation or the source of a contaminant to be recognized, so that the appropriate action can be taken to ensure the reliable operation of the equipment.

Quite often, laboratory testing merely seeks to establish the continued serviceability of the oil. The following tests are believed to suffice to meet this objective:

- colour and appearance;
- breakdown voltage;
- dielectric dissipation factor or resistivity;
- neutralization value;
- water content.

Notes 1.- In order to assess the continued serviceability of the oil, water content tests, while desirable in all cases, become particularly necessary when the breakdown voltage approaches the rejection level.

- 2.- Les réducteurs de courants et certains transformateurs de puissance HT, utilisant une isolation au papier entre la haute et la basse tension, nécessitent un contrôle plus rigoureux des pertes diélectriques. Dans ces cas, il convient que le facteur de dissipation diélectrique ou la résistivité soient également mesurés d'une manière régulière.
- 3.- En ce qui concerne l'huile dans l'appareillage de connexion, une mesure de la tension de claquage soit périodique, soit après un nombre donné de manoeuvres peut être suffisante.
- 4.- Les dépôts précipitables ne se forment qu'à un stade d'oxydation avancé. L'expérience montre que cet essai n'est pas nécessaire tant que la valeur de l'indice de neutralisation reste inférieure à 0,4 mg KOH/g.

8.3 Classification des huiles en service

Il est en fait impossible d'établir des règles strictes et immuables pour évaluer les huiles en service ou même pour recommander des valeurs limites d'essais correspondant à toutes les utilisations possibles des huiles isolantes en service.

Conformément à l'expérience industrielle actuelle, les huiles en service peuvent être classées comme suit, selon un classement fondé sur l'évaluation de propriétés significatives et/ou sur la possibilité de leur restituer les caractéristiques souhaitées.

Groupe 1:

Ce groupe comprend les huiles dont l'état est satisfaisant pour un service continu. Les huiles dont les propriétés se situent dans les limites fixées au tableau 2, pour la catégorie de matériel approprié, sont considérées appartenir à ce groupe. Il est bien entendu que ces limites sont seulement indicatives. A l'exception de la tension de claquage, le fait qu'une ou plusieurs propriétés se situent hors des limites indiquées ne requiert pas de mesure immédiate, bien que, à plus long terme, cette situation puisse occasionner une dégradation accélérée et une réduction de la durée de vie du matériel. Lors de l'interprétation des résultats, différents facteurs doivent être pris en considération, tels que: les conditions d'exploitation, l'âge du matériel et l'évolution des caractéristiques des huiles.

Groupe 2:

Ce groupe comprend des huiles qui nécessitent uniquement un retraitement pour permettre une utilisation ultérieure. Une teneur élevée en eau et une tension de claquage plus faible indiquent généralement un tel état, alors que tous les autres critères sont toujours satisfaisants.

L'huile peut avoir un aspect trouble ou souillé. Le traitement approprié consiste à éliminer physiquement l'eau et les matières insolubles. Le traitement doit être tel que les valeurs atteintes pour la teneur en eau et la tension de claquage se rapprochent de celles citées au tableau 1 lorsqu'elles sont applicables.

- 2.- Current transformers and certain designs of HV power transformers using HV to LV solid paper insulation require stricter control of dielectric losses. In these cases, dissipation factor or resistivity should also be measured routinely.
- 3.- Regarding oil in switchgear, it may be sufficient to check breakdown voltage either periodically or after a given number of operations.
- 4.- Precipitable sludge occurs only when oxidation is sufficiently advanced. Experience shows that the test is not needed as long as the neutralization value is below 0,4 mg KOH/g.

8.3 Classification of oils in service

It is virtually impossible to set hard and fast rules for the evaluation of oil in service or even to recommend test limits for all possible applications of insulating oil in service.

According to current industrial experience, oils in service can be placed in the following classification based on the evaluation of significant properties and/or their ability to be restored to the characteristics desired.

Group 1:

This group contains oils that are in satisfactory condition for continued use. Oils with property values within the limits laid down in Table 2, for the appropriate category of equipment, are considered to belong to this group. It should be understood that these limits are indicative only. With the exception of breakdown voltage, one or more properties outside the limits indicated do not require immediate action although, in the long run, the condition can result in accelerated deterioration and shortened equipment life. In interpreting the data, account has to be taken of various factors such as: conditions of use, age of equipment and general progression of oil characteristics.

Group 2:

This group contains oils that require only reconditioning for further service. This condition will be usually indicated by higher water content and lower breakdown voltage while all other criteria are still satisfactory.

The oil may have a cloudy or dirty appearance. The appropriate treatment consists in the removal of moisture and insoluble matter by mechanical means. Treatment must be adequate to result in values of water content and breakdown voltage tending to those in Table 1 where applicable.

Cependant, il y a lieu de tenir compte qu'un excès d'eau dans l'huile peut être l'indice d'un traitement imparfait de l'isolation solide qui nécessite elle aussi des mesures correctrices.

Groupe 3:

Ce groupe comprend les huiles en mauvais état, dont les propriétés ne peuvent être rétablies à un niveau satisfaisant qu'après régénération. Cet état sera généralement mis en évidence par la présence de dépôts précipitables, de dépôts insolubles et par des valeurs de l'indice de neutralisation et/ou du facteur de dissipation diélectrique supérieures à celles citées au tableau 2. Les huiles isolantes appartenant à ce groupe doivent être soit régénérées, soit remplacées, selon les circonstances économiques.

Groupe 4:

Ce groupe comprend des huiles de qualité si mauvaise qu'il est techniquement conseillé de s'en débarrasser, ce qui correspond habituellement à plusieurs propriétés défavorables.

8.4 Mesures correctrices

Le tableau 2 indique de manière détaillée les mesures à prendre et il convient également de tenir compte des recommandations suivantes:

- a) Lorsqu'un résultat d'essai est hors des limites conseillées, le comparer à des résultats antérieurs et, si nécessaire, se procurer un nouvel échantillon pour le confirmer avant d'entreprendre une quelconque action.
- b) En règle générale, plusieurs caractéristiques doivent être défavorables pour qu'une mesure prise soit justifiée. Cependant, si la tension de claquage se trouve en dessous des limites fixées, quelles que soient les valeurs des autres caractéristiques, les mesures essentielles sont celles stipulées au tableau 2.
- c) Si une dégradation rapide ou une accélération de processus de dégradation est observée, effectuer des essais plus fréquemment et informer le constructeur.

9. Compatibilité mutuelle des huiles minérales isolantes

Il convient que les ajouts soient effectués de préférence avec de l'huile isolante neuve satisfaisant à la CEI 296. Il y a lieu que les propriétés de l'huile ajoutée ne soient en aucun cas inférieures à celles de l'huile présente dans la cuve.

Les huiles neuves satisfaisant à la CEI 296, de la même classe et ne contenant pas d'additif, sont considérées comme mutuellement compatibles et peuvent être mélangées en toutes proportions. L'expérience industrielle montre que, normalement, il n'y a pas de problèmes lorsque de l'huile neuve est ajoutée en faible proportion, soit moins de 5%, à des huiles usagées appartenant au groupe 1, tandis que des ajouts plus importants, à des huiles fortement vieilles, peuvent provoquer la précipitation de dépôts.

However, it should be appreciated that excessive water in oil may be indicative of an undesirable condition of the solid insulation which also requires correction.

Group 3:

This group contains oils in poor condition that can be restored to satisfactory properties only after reclaiming. This condition will usually be indicated by evidence of insoluble or precipitable sludge and values of neutralization value and/or dielectric dissipation factor in excess of those indicated in Table 2. Insulating oils in this group should either be reclaimed or replaced depending upon economic considerations.

Group 4:

This group contains oils in such poor condition that it is technically advisable to dispose of them. Usually many properties will be unsatisfactory.

8.4 *Corrective action*

The action to be taken is detailed in Table 2. The following recommendations should also be noted:

- a) Where a test result is outside the recommended limits, compare it with previous results and, if appropriate, obtain a fresh sample for confirmation before any other action is taken.
- b) As a general rule, several characteristics will have to be unfavourable in order to justify action. However, if the breakdown voltage is below the limits given, irrespective of the values of the other characteristics, action as detailed in Table 2 is essential.
- c) If rapid deterioration or acceleration in the process of deterioration is observed, institute more frequent tests and inform the manufacturer of the equipment.

9. *Mutual compatibility of mineral insulating oils*

Topping-up should preferably be with unused insulating oil conforming to IEC 296. Under no circumstances should the properties of the oil added be worse than those of the in-tank oil.

Unused oils complying with IEC 296, of the same class and containing no additives, are considered to be compatible with each other and can be mixed, in any proportion. Field experience indicates that no problems are normally encountered when fresh oil is added in small percentage, say less than 5%, to Group 1 used oils, though larger additions to heavily aged oil may cause sludge to precipitate.

L'expérience est de fait limitée en ce qui concerne l'utilisation d'huiles contenant des additifs abaissant le point d'écoulement, en tant que fluide d'appoint, pour des huiles à bas point d'écoulement naturel. Toutefois, des études approfondies de laboratoire suggèrent que des modifications significatives du comportement à basse température sont peu probables.

Cependant, lorsque des quantités importantes d'huile usagée en service ou d'huile neuve et d'huiles usagées doivent être mélangées, il est bon d'effectuer des essais de laboratoire pour vérifier si les propriétés du mélange sont toujours satisfaisantes. Dans le cas d'huile contenant des additifs, des essais de compatibilité sont particulièrement nécessaires.

Les caractéristiques principales, entre autres la stabilité à l'oxydation et la mesure du facteur de dissipation après vieillissement, sont déterminées sur un mélange des huiles. Il convient que les proportions dans ce mélange soient les mêmes que celles choisies en pratique ou, à défaut, utiliser un rapport 50/50.

Il y a lieu que les résultats obtenus sur le mélange ne soient pas moins favorables que ceux obtenus sur les huiles prises isolément.

En cas de doute concernant la compatibilité, il est recommandé de se référer au fournisseur de l'huile ou au constructeur.

10. Manutention et stockage

Afin d'assurer un service satisfaisant, il importe de prendre un maximum de précautions lors de la manipulation des huiles. Il convient que les fûts utilisés pour le transport ou le stockage soient toujours maintenus à l'abri. En pratique, à la suite de la contamination des récipients et lors du transfert de l'huile d'un récipient dans un autre, le maintien de la pureté de l'huile peut être rendu difficile. Lorsqu'un récipient ou un fût a été rempli d'huile humide, il est extrêmement difficile de le nettoyer. Il y a lieu que les fûts soient clairement repérés afin d'indiquer s'ils sont destinés à contenir de l'huile propre ou de l'huile souillée et être réservés à l'usage indiqué.

Lors du stockage d'huile en fûts, afin de prévenir toute entrée d'eau, il convient de les ranger de telle façon que le bouchon soit couvert d'huile. Cependant, il est reconnu que le stockage d'huile dans des fûts ne donne pas toujours satisfaction, particulièrement lorsque l'huile est stockée dans des fûts ayant subi des chocs ou d'autres dégâts en cours de stockage ou de transport. Le transfert d'huiles provenant de tels récipients dans du matériel électrique doit normalement s'effectuer au moyen d'une installation de traitement appropriée.

Dans les postes munis d'une installation fixe pour la manipulation d'huile, il convient que les canalisations d'huile partant des réservoirs d'huile propre vers les appareils électriques soient toujours maintenues propres et exemptes d'humidité. Lorsqu'une installation mobile est utilisée, il y a lieu d'examiner avec soin les canalisations souples et les pompes à main et de s'assurer qu'elles sont exemptes de poussières et d'eau, de les rincer avec de l'huile propre avant de les utiliser.

Experience is very limited regarding the use of oil containing pour-point depressants as make-up fluid for naturally low pour-point oils. However, extensive laboratory investigations suggest that no significant deterioration of low temperature behaviour is likely to occur.

However, when substantial quantities of service-aged oils or of fresh and used oils are to be mixed, it is good practice to perform laboratory tests to determine if the properties of the blended oil are still satisfactory. Compatibility tests are particularly required in the case of oils containing additives.

The main characteristics, including oxidation stability and measurement of dissipation factor after ageing, are determined on a mixture of the component oils. The ratio of this mixture should be the same as that effectively chosen in practice or, if this is not known, a 50/50 ratio is used.

The results obtained on the composite sample should not be less favourable than those of the worst individual oil.

Reference to the oil supplier or to the equipment manufacturer is recommended if any doubts concerning compatibility arise.

10. Handling and storage

To ensure satisfactory service, the utmost care in handling the oil is essential. Drums used for transport and storage should be kept under cover. In practice, owing to contamination in the containers, difficulty may be experienced in maintaining the purity of the oil when it is transferred from one vessel to another, and once a vessel or drum has been filled with moist oil it is extremely difficult to clean. Drums should be clearly marked to indicate whether they are for clean or for dirty oil and should be reserved for the type indicated.

When oil is stored in drums, these should be placed in such a position that there is a head of oil on the stopper or plug to prevent the entry of water during storage. However, it is recognized that storage of oil in drums is not always satisfactory, particularly when oil is stored in drums which have been bent or otherwise damaged in transit or storage, and the transfer of oil from such containers to electrical equipment should normally be through a suitable treatment plant.

In substations with fixed oil-handling equipment the pipe-work from the clean oil tanks to the electrical apparatus should be kept clean and free from moisture. Where portable oil-handling equipment is used, flexible pipe-work and hand pumps should be carefully inspected to ensure that they are free from dirt and water, and should be flushed

Si l'huile propre provient de fûts, il est recommandé de vérifier qu'ils ont été récemment contrôlés et que les orifices de remplissage des fûts sont propres. Il convient que les tuyaux utilisés pour les huiles propres et pour les huiles souillées soient clairement repérés et munis de raccords afin d'obturer les extrémités pendant qu'ils sont entreposés.

Pour tout problème spécifique, se référer aux instructions du constructeur.

11. Traitement

11.1 *Retraitement*

11.1.1 *Considérations générales*

Il s'agit d'un procédé d'élimination, par voie physique exclusivement, des particules solides de l'huile et de diminution de la teneur en eau à un niveau acceptable.

Les moyens physiques utilisés pour éliminer l'eau et les particules solides de l'huile comprennent plusieurs types de filtration, de centrifugation et de procédés de séchage sous vide.

Si le traitement sous vide n'est pas employé, il est conseillé de limiter la température à 60 °C. Si le vide est appliqué, des températures plus élevées peuvent être avantageuses. Cependant, aux pressions utilisées, il convient que la température de début de distillation de l'huile ne soit pas dépassée, afin d'éviter la perte des fractions les plus légères de l'huile. Si cette donnée est inconnue, il convient de ne pas traiter l'huile à des températures supérieures à 70 °C (voir note page 40).

Un traitement à froid peut convenir pour réduire la teneur en dépôts et en eau libre.

Les filtres éliminent efficacement les matières solides, mais, généralement, ils ne peuvent éliminer que de faibles quantités d'eau telles que celles rencontrées dans l'huile des matériels installés à l'intérieur des bâtiments. Lorsque de l'eau se trouve en grande quantité, la majorité de celle-ci peut et doit en principe être éliminée avant de filtrer l'huile.

En règle générale, les centrifugeuses sont suffisantes pour éliminer l'eau libre de l'huile, et, dans tous les cas, peuvent agir sur toutes les impuretés solides finement divisées.

Le traitement à chaud de l'huile réduit sa viscosité et augmente la vitesse de passage dans certains types d'épurateurs. D'autre part, les dépôts et l'eau libre sont plus solubles dans l'huile chaude que dans l'huile froide; les dépôts et l'eau libre sont, dès lors, éliminés plus efficacement par un traitement à froid. L'eau dissoute et en suspension est éliminée efficacement par un traitement à chaud et sous vide.

with clean oil before use. If the clean oil is from drums, it should have been recently tested, and the filling orifices of the drums should be clean. Hoses used for clean oil and hoses used for dirty oil should be clearly marked and provided with plugs for sealing the ends when not in use.

For specific problems, refer to equipment manufacturer's instructions.

11. Treatment

11.1 *Reconditioning*

11.1.1 *General considerations*

This is a process which eliminates, by physical means only, solid particles from the oil and decreases water content to an acceptable level.

The physical means that are used for removing water and solids from oil include several types of filtration, centrifuging and vacuum dehydration techniques.

If vacuum treatment is not employed it is advisable to limit the temperature to 60 °C. If vacuum is employed, a higher temperature may be advantageous. However, at the vacuum used, the initial boiling-point of that oil should not be exceeded, to avoid undue loss of lighter fractions. If this information is not available, it is recommended that the oil should not be vacuum treated at temperatures over 70 °C (see note, page 41).

If it is desired to reduce sludge or free water, cold treatment may be appropriate.

Filters deal efficiently with solid impurities, but are generally capable of removing only small quantities of water such as may be found in oil from equipment housed in buildings. Where relatively large quantities of water are present, most of it can, and shall, be drained away before filtration of the oil.

Centrifugal separators are, in general, satisfactory for removing free water from oil and can in any case deal also with any finely divided solid impurities.

If oil is purified hot its viscosity is reduced and the throughput with certain types of purifier is greater. On the other hand, sludge and free water are more soluble in hot oil than in cold; sludge and free water are, therefore, more effectively removed by cold treatment. Dissolved and suspended water is effectively removed by hot vacuum treatment.

Si l'huile contient des matières solides, il est conseillé de la filtrer avant de la traiter sous vide.

Note.- Le traitement de l'huile minérale inhibée sous vide et à haute température peut éliminer partiellement les inhibiteurs d'oxydation. Les inhibiteurs habituels, le 2,6-di-tert-butyl-paracrésol et le 2,6-di-tert-butyl-phénol, sont plus volatils que l'huile minérale isolante. L'élimination sélective de l'eau et de l'air, de préférence à l'huile et aux inhibiteurs, est obtenue par un traitement à basse température.

Les conditions qui se sont révélées les plus appropriées pour la plupart des traitements des huiles minérales inhibées sont les suivantes:

Température (°C)	Pression (Pa)
40	5
50	10
60	20
70	40
80	100

11.1.2 Matériel de retraitement

11.1.2.1 Filtres

Ils sont généralement conçus sur le principe d'une circulation forcée de l'huile sous pression au travers de matériaux absorbants tels que papier ou autre matériau filtrant. Les filtres de ce type sont utilisés de préférence pour éliminer les agents contaminants en suspension. (Il convient que le milieu filtrant soit à même d'éliminer les particules dont la taille nominale est supérieure à 10 μm .) Ces dispositifs ne dégazent pas l'huile.

L'aptitude d'un filtre à éliminer l'eau dépend de son état de siccité et de la taille de l'élément filtrant. Lors de la filtration d'une huile contenant de l'eau, la teneur en eau de l'élément filtrant s'équilibre rapidement avec celle de l'huile. L'efficacité du processus peut être contrôlée par l'affichage en continu de la teneur en eau de l'huile à la sortie du filtre.

L'on doit veiller à ce que les filtres en papier soient d'une qualité appropriée et qu'ils ne libèrent pas de fibres.

11.1.2.2 Centrifugeuses

Une centrifugeuse peut généralement éliminer une quantité d'agents polluants beaucoup plus élevée que les filtres conventionnels, mais ne peut éliminer certains agents contaminants solides aussi complètement qu'un filtre.

Dès lors, la centrifugeuse est généralement utilisée lorsqu'une épuration grossière de grandes quantités d'huiles contaminées doit être effectuée.

If the oil contains solid matter, it is advisable to pass it through some kind of filter before processing it under vacuum.

Note.- Processing inhibited mineral oil under vacuum and at elevated temperatures may cause partial loss of oxidation inhibitors; the common inhibitors, 2,6-di-tert-butyl-paracresol and 2,6-di-tert-butyl-phenol, are more volatile than mineral insulating oil. The selectivity for removal of water and air in preference to loss of inhibitor and oil is improved by use of a low processing temperature.

Conditions that have been found satisfactory for most inhibited mineral oil processing are:

Temperature (°C)	Pressure (Pa)
40	5
50	10
60	20
70	40
80	100

11.1.2 Reconditioning equipment

11.1.2.1 Filters

These are generally based on the principle of forcing oil under pressure through absorbing material such as paper or other filter media. Filters of this type are preferentially used in removing contaminants in suspension. (The filter medium should be capable of removing particles larger than a nominal 10 μm .) These devices do not de-gas the oil.

The water-removing ability of a filter is dependent upon the dryness and quantity of the filter medium. When filtering oil containing water, the water content of the filter medium rapidly comes into equilibrium with the water content of the oil. A continuous indication of the water content of the outgoing oil is useful to monitor the efficiency of the process.

Care should be taken that paper filters are of the correct grade to ensure that no fibres are shed by them.

11.1.2.2 Centrifuges

In general, a centrifuge can handle a much greater concentration of contaminants than can a conventional filter but cannot remove some of the solid contaminants as completely as a filter.

Consequently, the centrifuge is generally found in use for rough bulk cleaning where large amounts of contaminated oil are to be handled.

Généralement, la sortie de la centrifugeuse est raccordée à un filtre pour épuration finale.

11.1.2.3 *Déshydrateurs sous vide*

Le déshydrateur sous vide est un appareil efficace pour réduire à de très basses valeurs les teneurs en gaz et en eau d'une huile minérale isolante.

Il existe deux types de déshydrateurs sous vide, tous deux fonctionnant à température élevée. Dans un cas, le traitement est effectué par pulvérisation de l'huile dans une chambre sous vide; dans l'autre, l'huile s'écoule en couches minces sur une série de chicanes placées dans une chambre sous vide. Dans les deux cas, le but recherché est d'exposer une surface maximale et une épaisseur minimale d'huile sous vide.

Outre l'élimination de l'eau, la déshydratation sous vide permet de dégazer l'huile et d'éliminer les acides les plus volatils.

11.1.3 *Application aux matériels électriques*

11.1.3.1 *Epuration directe*

L'huile est passée à travers l'unité d'épuration et ensuite stockée dans des réservoirs convenables. Lorsque le matériel électrique doit être rempli à nouveau, l'huile est repassée dans l'épurateur, puis directement dans le matériel. Il y a lieu d'utiliser cette méthode pour l'appareillage de connexion. Elle convient aussi pour les transformateurs de petites tailles, mais il faut toutefois prendre soin de s'assurer que le circuit magnétique, les enroulements, l'intérieur de la cuve et les autres compartiments contenant l'huile soient convenablement nettoyés. Il convient que tous les compartiments contenant de l'huile de l'ensemble de l'équipement soient également complètement nettoyés par de l'huile provenant de l'épurateur.

11.1.3.2 *Epuration par circulation*

L'huile pompée dans le bas de la cuve de l'appareil circule à travers l'épurateur et est renvoyée dans le haut de l'appareil. Il y a lieu que le retour se fasse sans remous, tangentiellement à la surface du liquide, de façon à éviter autant que possible de mélanger l'huile purifiée à l'huile non traitée. La méthode de circulation est particulièrement indiquée pour éliminer les agents contaminants en suspension, mais les agents contaminants adhérant aux surfaces ne sont pas nécessairement éliminés.

L'expérience a montré qu'il était généralement nécessaire de faire passer au moins trois fois le volume total d'huile par l'épurateur; il convient que l'équipement d'épuration soit choisi en tenant compte de ce fait. Le nombre de passages dépendra du degré de contamination. Le procédé doit être poursuivi jusqu'à ce que la tension de claquage de l'échantillon prélevé au bas de l'appareillage, après que l'huile a reposé pendant quelques heures, soit satisfaisante.

Il y a lieu que le procédé de circulation ne soit utilisé que lorsque l'alimentation électrique de l'appareil est interrompue, ce qui est indispensable si l'on utilise un épurateur qui aère l'huile. Dans tous les cas, et particulièrement lorsqu'il y a eu aération, il convient que l'huile reste au repos pendant quelque temps, suivant les recommandations du constructeur, avant remise sous tension de l'appareil.

Frequently the output of the centrifuge is put through a filter for the final clean-up.

11.1.2.3 *Vacuum dehydrators*

The vacuum dehydrator is an efficient means of reducing the gas and water content of a mineral insulating oil to very low values.

There are two types of vacuum dehydrator; both function at elevated temperature. In one method the treatment is accomplished by spraying the oil into a vacuum chamber; in the other, the oil flows in thin layers over a series of baffles inside a vacuum chamber. In both types the objective is to expose maximum surface and minimum thickness of oil to the vacuum.

In addition to removing water, vacuum dehydration will degas the oil and remove the more volatile acids.

11.1.3 *Application to electrical equipment*

11.1.3.1 *Direct purification*

The oil is passed through a purifier and then stored in suitable clean containers. When the electrical equipment is to be refilled the oil is passed through the purifier again, and then directly into the equipment. This method should be used for switchgear. It is suitable, too, for the smaller transformer, but care is needed to ensure that the core, the windings, the interior of the tank and other oil-containing compartments are thoroughly cleaned. The oil-containing compartments of all equipment should also be well cleaned, by means of oil from the purifier.

11.1.3.2 *Purification by circulation*

The oil is circulated through the purifier, being taken from the bottom of the tank of the electrical equipment and re-delivered to the top. The return delivery should be made smoothly and horizontally at or near the top oil level to avoid, as far as possible, mixing cleaned oil with oil which has not yet passed through the purifier. The circulation method is particularly useful for removing suspended contaminants, but all adhering contaminants will not necessarily be removed.

Experience has shown that it is generally necessary to pass the total volume of oil through the purifier not less than three times, and equipment of appropriate capacity should be chosen with this in mind. The final number of cycles will depend on the degree of contamination, and it is essential that the process be continued until a sample taken from the bottom of the electrical equipment, after the oil has been allowed to settle for a few hours, passes the breakdown voltage test.

The circulation should be performed with the electrical equipment disconnected from the power source, and this is essential when using a purifier which aerates the oil. In all cases, and especially when aeration has occurred, the oil should be allowed to stand for some time in accordance with the manufacturer's instructions before the equipment is re-energized.

Une autre technique est parfois utilisée dans le cas de transformateurs; elle consiste à filtrer l'huile en continu, en service, au travers d'un adsorbant tel que des tamis moléculaires; l'huile et les bobinages sont donc séchés tout en éliminant un grand nombre de produits d'oxydation. C'est une méthode particulière qui n'est pas développée dans le présent guide.

11.2 Régénération

Ce procédé permet d'éliminer les agents contaminants solubles et insolubles de l'huile par des moyens chimiques et d'adsorption, en plus des moyens mécaniques, afin d'obtenir des propriétés aussi proches que possible des valeurs initiales.

La régénération est habituellement exécutée en raffinerie, mais, étant donné que, dans certains pays, elle est effectuée par l'utilisateur sur place, une ligne de conduite est donnée à l'annexe B.

11.3 Reraffinage

Il s'agit d'un traitement faisant appel aux processus de raffinage de base pouvant comprendre la distillation, les traitements à l'acide et par agents neutralisants ou par solvants, par terres activées et par hydrogénation, ainsi que tout autre moyen chimique ou physique permettant de produire des huiles dont les caractéristiques satisfont à la CEI 296.

Il convient que le reraffinage soit fait en raffinerie et il n'entre pas dans le cadre du présent guide.

12. Remplacement de l'huile

12.1 Remplacement de l'huile dans les transformateurs de tension nominale inférieure à 72,5 kV dans l'appareillage de connexion et dans les matériels similaires

Une petite quantité complémentaire d'huile propre est nécessaire pour rincer l'intérieur de l'appareil (réservoir et parties immergées). Il est important que le réservoir et les surfaces des conducteurs et des isolations ne soient pas pollués par des fibres. De telles fibres peuvent être introduites lors de l'utilisation de matériaux de nettoyage inadéquats au cours des opérations d'entretien. En pratique, les seuls matériaux admissibles et efficaces sont les éponges en matière plastique ainsi que les peaux de chamois. Il est également primordial que la cuve et les autres surfaces soient exemptes d'humidité.

Durant le remplissage du matériel, il convient que l'aération soit réduite autant que possible et que l'extrémité du tuyau amenant l'huile soit placée sous la surface de l'huile de façon à éviter les éclaboussures; une autre solution consiste à effectuer le remplissage par le bas. Il y a lieu de prévoir une période de repos de 12 h au moins, afin de permettre la désaération de l'huile, avant de déclarer les transformateurs aptes au service (une heure peut se révéler suffisante pour l'appareillage de coupure).

Another technique is sometimes used for transformers, in which oil is continuously circulated during normal service through an adsorbent, such as molecular sieve, thus keeping both oil and windings dry and removing many oil oxidation products; this is a specialized method not further considered in this guide.

11.2 *Reclaiming*

This is a process which eliminates soluble and insoluble contaminants from the oil by chemical and adsorption means in addition to mechanical means, in order to restore properties as close as possible to the original values.

Reclaiming is a process often performed by an oil refiner but, since in some countries reclaiming is performed by the user on site, some guidance is given in Appendix B.

11.3 *Re-refining*

This is a treatment that makes use of primary refining processes that may include distillation and acid, caustic, solvent, clay or hydrogen treatment and other physical and chemical means to produce an oil with oil characteristics complying with IEC 296.

Re-refining should be performed by an oil refiner and such a process is outside the scope of this guide.

12. *Replacement of oil*

12.1 *Replacement of oil in transformers rated below 72,5 kV and in switchgear and associated equipment*

A small extra quantity of oil is needed to rinse the interior of the tank and the immersed parts. It is essential that the tank and the surfaces of conductors and insulators be kept free from fibres. Such fibres are readily introduced by the use of unsatisfactory cleaning materials during plant maintenance; in practice the only efficient and permissible materials are plastic wipers and chamois leathers. It is also essential that the tank and other surfaces be kept free from moisture.

There should be as little aeration as possible during the filling of tanks and, as far as possible, the end of the delivery pipe should be held below the surface of the oil in order to avoid splashing; alternatively, the tanks should be filled from the bottom. There should be a standing period of not less than 12 h to allow de-aeration before commissioning transformers (one hour may be adequate for switchgear).

12.2 Remplacement de l'huile dans les transformateurs de tension nominale supérieure ou égale à 72,5 kV

Il y a lieu de se référer aux instructions du constructeur.

13. Mesures d'hygiène et protection de l'environnement

Les huiles concernées par le présent code de bonne pratique sont des huiles minérales à base d'hydrocarbures (dérivées du pétrole).

Bien que la manutention et l'utilisation des huiles minérales isolantes ne présentent pas de risques particuliers, il faut attirer l'attention du personnel manipulant ces produits sur les mesures d'hygiène individuelle (laver les parties du corps et les vêtements qui ont pu être en contact avec l'huile).

Lorsque l'huile usagée doit être éliminée, certaines précautions sont à prendre pour éviter tout risque de pollution de l'environnement et respecter les règlements en vigueur. Normalement, si les précautions et règlements relatifs à la manutention et à l'élimination des lubrifiants industriels et autres (par exemple l'huile de vidange des automobiles) sont appliqués aux huiles minérales isolantes, aucun problème ne doit se poser.

12.2 *Replacement of oil in transformers rated 72,5 kV and above*

Reference should be made to the equipment manufacturer.

13. **Hygiene and environmental precautions**

The oils with which this code of practice is concerned are mineral hydrocarbon (petroleum) oils.

Although no special risks are involved in the handling and use of mineral insulating oils, attention is drawn to the need for personal hygiene (washing of skin and clothing which has come into contact with oil) by those working with these products.

When mineral oil has to be disposed of, certain precautions are necessary to avoid risk of environmental pollution, and legal requirements may apply. Normally, if the precautions and regulations applicable to the handling and disposal of industrial and other lubricants (e.g. automobile crank-case drainings) are applied to mineral insulating oils, no problems should arise.

Tableau 1

*Limites conseillées pour les huiles minérales isolantes neuves
en place dans les transformateurs de puissance neufs*

Propriétés	Tension maximale de l'appareil (kV)		
	<72,5	72,5 à 170	>170
— Aspect — Couleur — Masse volumique à 20 °C (kg/dm³) — Viscosité à 40 °C (mm²/s) — Point d'éclair (°C) — Point d'écoulement (°C) — Indice de neutralisation (mg KOH/g) — Teneur en eau (mg/kg) ¹⁾ — Tension interfaciale (mN/m) — Facteur de dissipation diélectrique, tg δ à 90 °C et de 40 Hz à 60 Hz ²⁾ — Résistivité à 90 °C (GΩ.m) — Tension de claquage (kV) — Stabilité à l'oxydation pour huile non inhibée ● Indice de neutralisation (mg KOH/g) ● Dépôt (% en masse) — Stabilité à l'oxydation pour huile inhibée ● Période d'induction (heures)	Limpide et exempt de matières en suspension ou de dépôts ← max. 2,0 → Comme spécifié dans la CEI 296 pour la classe d'huile concernée Comme spécifié dans la CEI 296 pour la classe d'huile concernée Comme spécifié dans la CEI 296 pour la classe d'huile concernée Comme spécifié dans la CEI 296 pour la classe d'huile concernée ← max. 0,03 → ← max. 15 max. 10 → ← min. 35 → max. 0,015 max. 0,015 max. 0,010 min. 60 min. 60 min. 60 min. 40 min. 50 min. 60 ← max. 0,40 → ← max. 0,10 → ← Valeur semblable à celle avant remplissage →		

¹⁾ Pour utilisation dans les transformateurs. Pour la classe <72,5 kV, la teneur maximale en eau permise est, en principe, à convenir entre le fournisseur et l'utilisateur, selon les circonstances locales.

²⁾ Des valeurs supérieures du facteur de dissipation diélectrique peuvent indiquer une contamination excessive ou un mauvais choix d'isolation solide et il convient que leurs origines soient recherchées.

Table 1
Recommended limits for unused mineral insulating oils filled
in new power transformers

Property	Highest voltage for equipment (kV)		
	<72.5	72.5 to 170	>170
- Appearance - Colour - Density at 20 °C (kg/dm³) - Viscosity at 40 °C (mm²/s) - Flash-point (°C) - Pour-point (°C)	Clear, free from sediment and suspended matter max. 2.0 As per appropriate IEC 296 class As per appropriate IEC 296 class As per appropriate IEC 296 class As per appropriate IEC 296 class		
- Neutralization value (mg KOH/g) - Water content (mg/kg)¹⁾ - Interfacial tension (mN/m) - Dielectric dissipation factor, tg δ at 90 °C and 40 Hz to 60 Hz²⁾ - Resistivity at 90 °C (GΩ.m) - Breakdown voltage (kV) - Oxidation stability for uninhibited oil - Neutralization value (mg KOH/g) - Sludge (% by mass) - Oxidation stability for inhibited oil - Induction period (hours)	max. 0.03 max. 15 min. 35 max. 0.015 min. 60 min. 40	max. 0.03 max. 15 min. 35 max. 0.015 min. 60 min. 50	max. 10 max. 0.010 min. 60 min. 60
	max. 0.40 max. 0.10 Similar value as before filling		

¹⁾ For use in transformers. Under 72.5 kV class the maximum water content should be agreed between supplier and user depending upon local circumstances.

²⁾ Higher dielectric dissipation factor values may indicate excessive contamination or the misapplication of solid materials used in manufacture and should be investigated.

Tableau 2
Application et interprétation des essais

Propriétés	Lieu d'essai S = site L = laboratoire	Catégorie du matériel	Fréquence des essais	Limites recommandées justifiant une intervention	Intervention	Notes
Couleur et aspect	S ou L	O, A, B, C, D, E	Simultanément avec d'autres essais quantitatifs	Limpe sans contamination visible	Suivant indication d'autres essais	
Tension de claquage	S ou L	O, A, B, C, D, E, F, G	O, A, B Après remplissage ou rereplissage et avant mise sous tension. Ensuite, après 12 mois, puis tous les deux ans C, D, E Après remplissage ou rereplissage et avant mise sous tension. Ensuite, après 12 mois, puis tous les six ans F Après remplissage ou rereplissage et avant mise sous tension. Ensuite, tous les quatre ans ou toutes les 70 000 manœuvres si ce nombre est atteint avant, ou suivant les instructions du constructeur G Se référer aux spécifications du constructeur (voir paragraphe 8.2.2, note 3)	O, A, D: >50 kV B, E: >40 kV C: >30 kV G: >20 kV F — Rupteurs des chargeurs de prise en charge de point neutre des transformateurs O, A, B, C: >25 kV Rupteurs des chargeurs de prise en charge en étoile ou en triangle des transformateurs O, A, B: >40 kV C: >30 kV	Retraiter l'huile ou, en variante, si plus économique ou si des résultats d'autres essais le confirment, remplacer l'huile	Voir les paragraphes 8.3 et 8.4

Table 2
Application and interpretation of tests

Property (unit)	Test venue F = field L = laboratory	Category of equipment	Frequency of tests	Recommended action limits	Action	Notes
Colour and appearance	L or F	O, A, B, C, D, E	In conjunction with other quantitative tests	Clear, without visible contamination	As dictated by other tests	
Breakdown voltage	L or F	O, A, B, C, D, E, F, G	O, A, B After filling or refilling, prior to energizing. Then after 12 months, subsequently every two years C, D, E After filling or refilling, prior to energizing. Then after 12 months subsequently every six years F After filling or refilling, prior to energizing. Then every four years or 70 000 operations whichever the lower, or manufacturer's instructions G Refer to manufacturer's specifications (see Sub-clause 8.2.2, Note 3)	O, A, D: >50 kV B, E: >40 kV C: >30 kV G: >20 kV F — Tap changer of neutral end tap changers O, A, B, C transformers: >25 kV — Single phase or Δ connected tap changer O, A, B transformers: >40 kV C transformers: >30 kV	Recondition oil, or alternatively, if more economical or other tests dictate, replace oil	Refer to Sub-clauses 8.3 and 8.4

Tableau 2 (suite)

Propriétés	Lieu d'essai S = site L = laboratoire	Catégorie du matériel	Fréquence des essais	Limites recommandées justifiant une intervention	Intervention	Notes
Teneur en eau	L	O, A, B, C, D, E	O, A Après remplissage ou remplissage et avant mise sous tension. Ensuite, après 3 et 12 mois, puis en même temps que l'analyse des gaz dis- souts B, D, E Après remplissage ou remplissage et avant mise sous tension. Ensuite, après 12 mois, puis tous les 6 ans ou de concert avec l'analyse des gaz dissouts C Pas un essai de rou- tine : seulement lorsque la tension de claquage est voisine de la valeur limite	O, A, D : ≤ 20 mg/kg * B : ≤ 40 mg/kg * E : ≤ 30 mg/kg * C : pas d'eau libre à température ambiante	Vérifier l'origine de l'humidité et envisager de retraiter	1) Les valeurs citées ne s'appliquent que lorsque l'acidité ne dépassé pas 0,1 mg KOH/g 2) La figure 1 illustre la variation de teneur en eau d'une huile pour transforma- teurs, conforme à la CEI 296, en fonction de la tem- pérature et de l'aci- dité
Indice de neutralisation	L	O, A, B, C, D, E, F, G	O, A, B, C : tous les six ans D, E, F, G : pas un essai de routine	O, A, B, C, D, E : max. 0,5 mg KOH/g	Remplacer ou régé- nérer l'huile	Lorsque l'indice de neutralisation est supérieur à 0,3 mg KOH/g, effectuer les essais plus souvent

* Voir le paragraphe 4.3.

Table 2 (continued)

Property (unit)	Test venue F = field L = laboratory	Category of equipment	Frequency of tests	Recommended action limits	Action	Notes
Water content	L	O, A, B, C, D, E	O, A After filling or refilling, prior to energizing. Then after three and 12 months, subse- quently in conjunction with dissolved gas analysis B, D, F After filling or refilling prior to energizing. Then after 12 months, subsequently every six years or in conjunc- tion with dissolved gas analysis C Not a routine test; only when breakdown voltage approaches the rejection level	O, A, D: ≤ 20 mg/kg * B: ≤ 40 mg/kg * E: ≤ 30 mg/kg * C: no free moisture at room tempera- ture	Check source of water and consider reconditioning	1) The given values are applicable only where acidity does not exceed 0.1 mg KOH/g 2) For variation of water content of IEC 296 transformer oil with oil tempera- ture and acid value, see figure 1
Neutralization value	L	O, A, B, C, D, E, F, G	O, A, B, C: every six years D, E, F, G: not a routine test	O, A, B, C, D, E: max. 0.5 mg KOH/g	Replace or reclaim oil	Perform tests more frequently when neu- tralization value exceeds 0.3 mg KOH/g

* See Sub-clause 4.3

Tableau 2 (suite)

Propriétés	Lieu d'essai S = site L = laboratoire	Catégorie du matériel	Fréquence des essais	Limites recommandées justifiant une intervention	Intervention	Notes
Sédiments et dépôts	L	O, A, B, C, D, E	Pas un essai de routine ; à effectuer suivant les résultats de l'examen visuel ou la valeur de l'indice de neutralisation (voir paragraphe 8.2.2)	Des sédiments ou des dépôts précipitables ne doivent en principe pas être détectés. Les résultats inférieurs à 0,02% en masse peuvent être négligés	Lorsque des sédiments sont détectés, il faut retraiter l'huile. En variante, la remplacer si cela est plus économique ou si les résultats d'autres essais le confirment. Lorsque des dépôts précipitables sont détectés, il convient de remplacer ou de régénérer l'huile	Paragraphe 8.2.2 : voir note 4
Résistivité	L	O, A, B, C, D, E	O, A, B, D Après remplissage ou remplissage et avant mise sous tension. Ensuite, après 12 mois, puis tous les six ans C, E Pas un essai de routine	A 20 °C O, A, D : min. 200 GΩ.m B, C, E : min. 60 GΩ.m A 90 °C O, A, D : min. 1 GΩ.m B, C : min. 0,2 GΩ.m E : min. 0,7 GΩ.m	En chercher l'origine	
Facteur de dissipation diélectrique, tg δ à 90 °C et de 40 Hz à 60 Hz	L	O, A, B, C, D, E	O, A, B, D Après remplissage ou remplissage et avant mise sous tension. Ensuite, après 12 mois, puis tous les six ans C, E Pas un essai de routine	O, A, D : max. 0,2 B, C : max. 1,0 E : max. 0,3	En chercher l'origine. (Voir paragraphe 8.2.2, note 2)	Se conformer aux instructions du constructeur si une autre fréquence et d'autres limites sont proposées

Table 2 (continued)

Property (unit)	Test venue F = field L = laboratory	Category of equipment	Frequency of tests	Recommended action limits	Action	Notes
Sediment and sludge	L	O, A, B, C, D, E	Not a routine test, as dictated by visual inspection or by neutralization value level (see sub-clause 8.2.2)	No sediment or precipitable sludge should be detected. Results below 0.02% by mass may be neglected	Where sediment is detected, recondition oil. Alternatively, if more economic, or other tests dictate, replace oil. Where precipitable sludge is detected consider replacing or reclaiming existing oil	See Sub-clause 8.2.2, Note 4
Resistivity	L	O, A, B, C, D, E	O, A, B, D After filling or refilling, prior to energizing. Then after 12 months, subsequently every six years C, E Not a routine test	At 20 °C O, A, D: min. 200 GΩ.m B, C, E: min. 60 GΩ.m At 90 °C O, A, D: min. 1 GΩ.m B, C: min. 0.2 GΩ.m E: min. 0.7 GΩ.m	Investigate	
Dielectric dissipation factor, $\tan \delta$ at 90 °C and 40 Hz to 60 Hz	L	O, A, B, C, D, E	O, A, B, D After filling or refilling, prior to energizing. Then after 12 months, subsequently every six years C, E Not a routine test	O, A, D: max. 0.2 B, C: max. 1.0 E: max. 0.3	Investigate. (See sub-clause 8.2.2, Note 2)	Comply with manufacturer's instructions if other frequency and limit are recommended

Tableau 2 (fin)

Propriétés	Lieu d'essai S = site L = laboratoire	Catégorie du matériel	Fréquence des essais	Limites recommandées justifiant une intervention	Intervention	Notes
Tension interfaciale	L	O, A, B, C, D, E	O, A, B, C, D, E Après remplissage ou mise sous tension. Ensuite, après 12 mois, puis tous les six ans	O, A, B, C, D, E Min. : 15 mN/m	Etudier	Pas un essai de routine
Teneur en gaz	L	O, A, B, D				Se conformer aux instructions du constructeur
Point d'éclair	L	O, A, B, C, D, E	O, A, B, C, D, E Pas un essai de rou- tine. Peut être requis lorsqu'une odeur anor- male est décelée, à la suite d'un défaut interne ou lorsque le transformateur vient d'être rempli	O, A, B, C, D, E Abaissement maximal : 15 °C	Remplacer l'huile. Une inspection du matériel peut être nécessaire	

Table 2 (concluded)

Property (unit)	Test venue F = field L = laboratory	Category of equipment	Frequency of tests	Recommended action limits	Action	Notes
Interfacial tension	L	O, A, B, C, D, E	O, A, B, C, D, E After filling or refilling prior to energizing. Then after 12 months and subsequently every six years	O, A, B, C, D, E Min.: 15 mN/m	Investigate	Not a routine test
Gas content	L	O, A, B, D				Comply with manufacturer's instructions
Flash-point	L	O, A, B, C, D, E	O, A, B, C, D, E Not a routine test. May be required when an unusual odour is noted; when an internal fault has occurred, or when a transformer is refilled	O, A, B, C, D, E Maximum decrease: 15 °C	Replace oil. Equipment may require inspection	

ANNEXE A

DETERMINATION DES DEPOTS ET SEDIMENTS

Cette méthode décrit le dosage des sédiments et des dépôts précipitables dans les huiles isolantes usagées.

- Notes**
- 1.- Pour l'application du présent guide, les sédiments comprennent toutes les substances qui sont insolubles après dilution de l'huile avec du n-heptane et également insolubles dans le mélange de solvants cité dans l'article A1.
 - 2.- Pour l'application du présent guide, les dépôts précipitables comprennent les produits de dégradation de l'huile ou des agents contaminants, ou les deux, insolubles après dilution de l'huile avec du n-heptane dans les conditions prescrites, mais solubles dans le mélange de solvants cité dans l'article A1.

A1. Procédure

Agiter vigoureusement l'échantillon d'huile usagée dans son récipient d'origine jusqu'à ce que tous les sédiments soient en suspension homogène.

Peser environ 10 g d'huile, à plus ou moins 0,1 g près, dans une fiole conique avec bouchon, et introduire un volume de n-heptane correspondant à 10 ml par gramme d'huile prise.

Bien mélanger l'échantillon et le solvant et laisser reposer dans la fiole en verre, dans l'obscurité, pendant 18 h à 24 h.

S'il apparaît un dépôt solide, filtrer, sous vide, la solution à travers un creuset en verre fritté taré de porosité P10 (ISO 4793); rincer la fiole avec du n-heptane neuf pour transférer complètement le précipité dans le creuset. Laver le creuset et le précipité au n-heptane, jusqu'à élimination de l'huile.

Evaporer le n-heptane, puis sécher le creuset à l'étuve à une température de 100 °C à 110 °C durant 1 h. Laisser refroidir le creuset dans un dessiccateur, puis le peser. Calculer l'augmentation de masse du creuset en pourcentage de la masse d'huile prise. Noter "A", cette valeur qui représente la somme totale des produits insolubles tels que sédiments et dépôts précipitables.

Dissoudre le dépôt recueilli dans le creuset avec la quantité minimale d'un mélange, en parties égales, de toluène, d'acétone et d'alcool (l'éthanol ou l'isopropanol peuvent être utilisés, et dans les deux cas, d'une pureté de 95% au moins) à 50 °C environ, jusqu'à dissolution complète, et recueillir les filtrats dans un flacon taré. Eliminer le solvant par distillation; un examen visuel du résidu dans le flacon peut, à ce stade, indiquer si oui ou non il y avait des dépôts précipitables dans l'huile.

Si la détermination doit être quantitative, sécher le flacon à l'étuve à une température de 100 °C à 110 °C durant 1 h. Refroidir le flacon dans un dessiccateur, puis le peser. Calculer la masse du résidu dans le flacon en pourcentage de la masse de prise d'huile. Appeler cette valeur "B".

La différence "A - B", si elle existe, représentera le "sédiment" présent dans l'huile.