

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance

Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, 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 either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Liens utiles:

Recherche de publications CEI - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance

Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX



ICS 29.040.10

ISBN 978-2-83220-560-0

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	9
4 Properties and deterioration/degradation of oil	10
5 Oil tests and their significance.....	11
5.1 General.....	11
5.2 Colour and appearance	12
5.3 Breakdown voltage.....	12
5.4 Water content.....	12
5.4.1 General	12
5.4.2 Water in oil.....	12
5.4.3 Water content in the oil/paper-system.....	14
5.4.4 Interpretation of results.....	15
5.5 Acidity.....	15
5.6 Dielectric dissipation factor (DDF) and resistivity.....	15
5.7 Inhibitor content and oxidation stability.....	18
5.7.1 Oxidation stability	18
5.7.2 Monitoring of uninhibited oils.....	18
5.7.3 Monitoring of inhibited oils.....	18
5.8 Sediment and sludge.....	18
5.9 Interfacial tension (IFT)	19
5.10 Particle count	19
5.11 Flash point	19
5.12 Compatibility of insulating oils	20
5.13 Pour point	20
5.14 Density.....	20
5.15 Viscosity.....	20
5.16 Polychlorinated biphenyls (PCBs).....	21
5.17 Corrosive sulphur.....	21
5.18 Dibenzyl disulphide (DBDS)	22
5.19 Passivator	22
6 Sampling of oil from equipment	22
7 Categories of equipment.....	23
8 Evaluation of mineral insulating oil in new equipment	23
9 Evaluation of oil in service.....	24
9.1 General.....	24
9.2 Frequency of examination of oils in service	25
9.3 Testing procedures.....	26
9.3.1 General	26
9.3.2 Field tests.....	26
9.3.3 Laboratory tests	27
9.4 Classification of the condition of oils in service.....	27
9.5 Corrective action	27

10	Handling and storage	32
11	Treatment.....	33
11.1	WARNING	33
11.2	Reconditioning	34
11.2.1	General	34
11.2.2	Reconditioning equipment	35
11.2.3	Application to electrical equipment	36
11.3	Reclaiming	37
11.3.1	General	37
11.3.2	Reclaiming by percolation.....	37
11.3.3	Reclaiming by contact	38
11.3.4	Renewal of additives	38
11.4	Decontamination of oils containing PCBs	38
11.4.1	General	38
11.4.2	Dehalogenation processes using sodium and lithium derivatives	38
11.4.3	Dehalogenation processes using polyethylene glycol and potassium hydroxide (KPEG).....	39
11.4.4	Dehalogenation in continuous mode by closed circuit process	39
12	Replacement of oil in electrical equipment.....	39
12.1	Replacement of oil in transformers rated below 72,5 kV and in switchgear and associated equipment.....	39
12.2	Replacement of oil in transformers rated 72,5 kV and above	39
12.3	Replacement of oil in electrical equipment contaminated with PCB.....	40
13	Passivation.....	40
	Annex A (informative) Evaluating water in oil and insulation.....	41
	Annex B (informative) Particles	43
	Annex C (informative) Test method for determination of sediment and sludge.....	44
	Bibliography.....	45
	Figure 1 – Example of variation in saturation water content with oil temperature and acidity for insulating oil originally conforming to IEC 60296	14
	Figure 2 – Example of variation of resistivity with temperature for insulating oils.....	17
	Figure A.1 – Typical correction factors	41
	Table 1 – Tests for in-service mineral insulating oils	11
	Table 2 – Categories of equipment	23
	Table 3 – Recommended limits for mineral insulating oils after filling in new electrical equipment prior to energization.....	24
	Table 4 – Recommended frequency of testing ^a	26
	Table 5 – Application and interpretation of tests (1 of 4)	28
	Table 6 – Summary of typical actions.....	32
	Table 7 – Conditions for processing inhibited and/ or passivator containing mineral insulating oils.....	35
	Table A.1 – Guidelines for interpreting data expressed in per cent saturation	42
	Table B.1 – Typical contamination levels (particles) encountered on power transformer insulating oil as measured using IEC 60970.....	43

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**MINERAL INSULATING OILS IN ELECTRICAL EQUIPMENT –
SUPERVISION AND MAINTENANCE GUIDANCE**

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 60422 has been prepared by IEC technical committee 10: Fluids for electrotechnical applications.

This fourth edition cancels and replaces the third edition, published in 2005, and constitutes a technical revision.

The main changes with respect to the previous edition are as follows:

This new edition represents a major revision of the third edition, in order to bring in line this standard with latest development of oil condition monitoring, containing new limits for oil parameters, suggested corrective actions in the tables and new test methods.

The action limits for all oil tests have been revised and changes made where necessary to enable users to use current methodology and comply with requirements and regulations affecting safety and environmental aspects.

In addition, this standard incorporates changes introduced in associated standards since the third edition was published.

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

FDIS	Report on voting
10/894/FDIS	10/896/RVD

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

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

The contents of the corrigendum of December 2013 have been included in this copy.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013

INTRODUCTION

Insulating mineral oils are used in electrical equipment employed in the generation, transmission, distribution and use of electrical energy, so that the amount of oil in service, worldwide, amounts to hundreds of millions of kilograms.

Monitoring and maintaining oil quality is essential to ensure the reliable operation of oil-filled electrical equipment. Codes of practice for this purpose have been established by electrical power authorities, power companies and industries 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.

If a certain amount of oil deterioration (by degradation or contamination) is exceeded, there is inevitably some erosion of safety margins and the question of the risk of premature failure should be considered. While the quantification of the risk can be very difficult, a first step involves the identification of potential effects of increased deterioration. The philosophy underlying this standard 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 inspection and maintenance practices.

Unused mineral oils are limited resources and should be handled with this in mind. Used mineral oils are, by most regulations, deemed to be controlled waste. If spills occur this may have a negative environmental impact especially if the oil is contaminated by persistent organic pollutants such as polychlorinated biphenyls (PCBs).

This International Standard, whilst technically sound, is mainly intended to serve as a common basis for the preparation of more specific and complete codes of practice by users 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.

General caution

This International Standard does not purport to address all the safety problems associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate health and safety practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.

The mineral oils and oil additives which are the subject of this standard should be handled with due regard to personal hygiene. Direct contact with the eyes may cause slight irritation. In the case of eye contact, irrigation with copious quantities of clean running water should be carried out and medical advice sought. For more information, refer to the safety data sheet provided by the manufacturer. Some of the tests specified in this standard involve the use of processes that could lead to a hazardous situation. Attention is drawn to the relevant standard for guidance.

Environment

This standard is applicable to mineral oils, chemicals and used sample containers.

Attention is drawn to the fact that, at the time of writing this standard, some mineral oils in service are known to be contaminated to some degree by PCBs.

Because of this, safety countermeasures should be taken to avoid risks to workers, the public and the environment during the life of the equipment, by strictly controlling spills and emissions. Disposal or decontamination of these oils should be carried out strictly according to local regulations. Every precaution should be taken to prevent release of mineral oil into the environment.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013

MINERAL INSULATING OILS IN ELECTRICAL EQUIPMENT – SUPERVISION AND MAINTENANCE GUIDANCE

1 Scope

This International Standard gives guidance on the supervision and maintenance of the quality of the insulating oil in electrical equipment.

This standard is applicable to mineral insulating oils, originally supplied conforming to IEC 60296, in transformers, switchgear and other electrical apparatus where oil sampling is reasonably practicable and where the normal operating conditions specified in the equipment specifications apply.

This standard is also intended to assist the power equipment operator to evaluate the condition of the oil and maintain it in a serviceable condition. It also provides a common basis for the preparation of more specific and complete local codes of practice.

The standard includes recommendations on tests and evaluation procedures and outlines methods for reconditioning and reclaiming oil and the decontamination of oil contaminated with PCBs.

NOTE The condition monitoring of electrical equipment, for example by analysis of dissolved gases, furanic compounds or other means, is outside the scope of this standard.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60156, *Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method*

IEC 60247, *Insulating liquids – Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor ($\tan \delta$) and d.c. resistivity*

IEC 60296:2012, *Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear*

IEC 60475, *Method of sampling liquid dielectrics*

IEC 60666:2010, *Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils*

IEC 60814, *Insulating liquids – Oil-impregnated paper and pressboard – Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration*

IEC 60970, *Insulating liquids – Methods for counting and sizing particles*

IEC 61125:1992, *Unused hydrocarbon based insulating liquids – Test methods for evaluating the oxidation stability*

IEC 61619, *Insulating liquids – Contamination by polychlorinated biphenyls (PCBs) – Method of determination by capillary column gas chromatography*

IEC 62021-1, *Insulating liquids – Determination of acidity – Part 1: Automatic potentiometric titration*

IEC 62021-2, *Insulating liquids – Determination of acidity – Part 2: Colourimetric titration*

IEC 62535:2008, *Insulating liquids – Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oils*

IEC 62697-1:2012, *Test methods for quantitative determination of corrosive sulfur compounds in unused and used insulating liquids - Part 1: Test method for quantitative determination of dibenzyl disulfide (DBDS)*

ISO 2049, *Petroleum products – Determination of colour (ASTM scale)*

ISO 2719, *Determination of flash point – Pensky-Martens closed cup method*

ISO 3016, *Petroleum products – Determination of pour point*

ISO 3104, *Petroleum products – Transparent and opaque liquids – Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity*

ISO 3675, *Crude petroleum and liquid petroleum products – Laboratory determination of density – Hydrometer method*

ISO 4406:1999, *Hydraulic fluid power – Fluids – Method for coding the level of contamination by solid particles*

EN 14210, *Surface active agents – Determination of interfacial tension of solutions of surface active agents by the stirrup or ring method*

ASTM D971, *Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method*

ASTM D1275:2006, *Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Oils*

DIN 51353: *Testing of insulating oils; Detection of corrosive sulphur; Silver strip test*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following definitions apply.

3.1

local regulations

regulations pertinent to the particular process in the country concerned

Note 1 to entry: Such regulations may be defined by local, regional or national legislation or even the owner or operator of the equipment itself. They are always to be considered as the most stringent of any combination thereof. It is the responsibility of each user of this standard to familiarize themselves with the regulations applicable to their situation. Such regulations may refer to operational, environmental or health and safety issues. A detailed risk assessment will usually be required.

3.2

routine tests (Group 1)

minimum tests required to monitor the oil and to ensure that it is suitable for continued service

Note 1 to entry: If the results obtained from these tests do not exceed recommended action limits usually no further tests are considered necessary until the next regular period for inspection but, under certain perceived conditions, complementary tests may be deemed prudent.

3.3

complementary tests (Group 2)

additional tests, which may be used to obtain further specific information about the quality of the oil, and may be used to assist in the evaluation of the oil for continued use in service

3.4

special investigative tests (Group 3)

tests used mainly to determine the suitability of the oil for the type of equipment in use and to ensure compliance with environmental and operational considerations

3.5

reconditioning

process that eliminates or reduces gases, water and solid particles and contaminants by physical processing only

3.6

reclamation

process that eliminates or reduces soluble and insoluble polar contaminants from the oil by chemical and physical processing

3.7

PCB decontamination

process that eliminates or reduces PCB contamination from mineral oil

4 Properties and deterioration/degradation of oil

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

In order to accomplish its multiple roles of dielectric, coolant and arc-quencher, the oil needs to possess certain properties, in particular:

- high dielectric 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 lowest temperature expected at the installation site
- resistance to oxidation to maximize service life

In service, mineral oil degrades due to the conditions of use. In many applications, insulating oil is in contact with air and is therefore subject to oxidation. Elevated temperatures accelerate degradation. The presence of metals, organo-metallic compounds or both may act as a catalyst for oxidation. Changes in colour, the formation of acidic compounds and, at an advanced stage of oxidation, precipitation of sludge may occur. Dielectric and, in extreme cases, thermal properties may be impaired.

In addition to oxidation products, many other undesirable contaminants, such as water, solid particles and oil-soluble polar compounds can accumulate in the oil during service and affect its electrical properties. The presence of such contaminants and any oil degradation products are indicated by a change of one or more properties as described in Table 1.

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.

5 Oil tests and their significance

5.1 General

A large number of tests can be applied to mineral insulating oils in electrical equipment. The tests listed in Table 1 and discussed in 5.2 to 5.19 are considered sufficient to determine whether the condition of the oil is adequate for continued operation and to suggest the type of corrective action required, where applicable. The tests are not listed in order of priority.

Table 1 – Tests for in-service mineral insulating oils

Property	Group ^a	Subclause	Method
Colour and appearance	1	5.2	ISO 2049
Breakdown voltage	1	5.3	IEC 60156
Water content	1	5.4	IEC 60814
Acidity (neutralization value)	1	5.5	IEC 62021-1 or IEC 62021-2
Dielectric dissipation factor (DDF) and resistivity	1	5.6	IEC 60247
Inhibitor content ^b	1	5.7.3	IEC 60666
Sediment Sludge	2	5.8	Annex C of this standard
Interfacial tension (IFT) ^c	2	5.9	ASTM D971 EN 14210
Particles (counting and sizing) ^c	2	5.10	IEC 60970
Oxidation stability ^c	3	5.7	IEC 61125
Flash point ^d	3	5.11	ISO 2719
Compatibility ^d	3	5.12	IEC 61125
Pour point ^d	3	5.13	ISO 3016
Density ^d	3	5.14	ISO 3675
Viscosity ^d	3	5.15	ISO 3104
Polychlorinated biphenyls (PCBs)	3	5.16	IEC 61619
Corrosive sulphur ^e	3	5.17	IEC 62535 ASTM D1275, Method B DIN 51353
Dibenzyl disulfide (DBDS) content	3	5.18	IEC 62697-1
Passivator content ^b	3	5.19	Annex B of IEC 60666:2010

^a Group 1 are routine tests, Group 2 are complementary tests, Group 3 are special investigative tests.

^b Restricted to inhibited and or passivated oils.

^c Only needed under special circumstances, see applicable subclause.

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

5.2 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 may be useful for comparative evaluation. A rapidly increasing or a high colour number may be an indication of oil degradation or contamination.

Besides colour, the appearance of oil may show cloudiness or sediment, which may indicate the presence of free water, insoluble sludge, carbon particles, fibres, dust, or other contaminants.

5.3 Breakdown voltage

Breakdown voltage is a measure of the ability of oil to withstand electric stress and has primary importance for the safe operation of electrical equipment. It is strongly dependent on the sampling temperature (5.4.3 and 5.4.4).

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 particles. A low value of breakdown voltage can indicate that one or more of these are present. However, a high breakdown voltage does not necessarily indicate the absence of all contaminants.

The values of breakdown voltage are only significant when the oil has been sampled at the operating temperature of the transformer. Samples taken at $< 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ may give an optimistic view of the state of the transformer when analysed at room temperature. The breakdown voltage of spare units that have been long out of service and are again energized should be monitored more often until the transformer has reached a steady state.

5.4 Water content

5.4.1 General

Depending on the amount of water, the temperature of the insulating system and the status of the oil, the water content of insulating oils influences

- the breakdown voltage of the oil,
- the solid insulation,
- the ageing tendency of the liquid and solid insulation.

The water content in the liquid and solid insulation thus has a significant impact on the actual operating conditions and the lifetime of the transformer.

There are two main sources of water increase in transformer insulation:

- ingress of moisture from the atmosphere;
- degradation of insulation.

Water is transferred in oil filled electrical equipment by the insulating liquid. Water is present in oil in a dissolved form and may also be present as a hydrate adsorbed by polar ageing products (bonded water). Particles, such as cellulose fibres may bind some water.

5.4.2 Water in oil

The solubility of water in oil (W_s), given in mg/kg, depends on the condition of the oil, the temperature and type of oil. The absolute water content (W_{abs}) is independent of the

temperature, type and condition of the oil and the result is given in mg/kg. W_{abs} can be measured according to IEC 60814. The relative water content (W_{rel}) is defined by the ratio $W_{\text{abs}}/W_{\text{s}}$ and the result is given in per cent. The relative water content can be evaluated by use of a suitable method such as that in BS 6522 [1]¹ or on-line by means of capacitive sensors [2]. Water solubility (W_{s}) should be determined at the same temperature as that of the oil sample when taken. By way of a guide, the condition of cellulosic insulation in relation to oil percentage saturation is given in Table A.1.

At water contents in oil above the saturation level, i.e. when $W_{\text{abs}} > W_{\text{s}}$ (or $W_{\text{rel}} > 100\%$), the excess water cannot remain dissolved and free water may be seen in the form of cloudiness or droplets.

Usually, the temperature is determined directly in the oil stream of the sample taken. In cases where top oil indicator readings or corrections for ONAN (natural oil or natural air) or OFAF (forced oil or forced air) cooling mode are used, this should be explicitly noted.

The water content in oil is directly proportional to the relative water concentration (relative saturation) up to the saturation level. The temperature dependence of the solubility of water in oil (W_{s}) is expressed by:

$$W_{\text{s}} = W_{\text{oil}} e^{(-B/T)} \quad (1)$$

where T is the temperature of the oil at the point of sampling in Kelvin and W_{oil} and B are constants that are similar for many transformer oils but may be different for some products, mainly due to differences in aromatic content. Where present, some free water may transfer into dissolved water at elevated temperatures.

As oils become very oxidized with increasing amounts of polar ageing by-products, their water solubility characteristics, which are also dependent on the type of the oil, also increase. The solubility of water in very aged oils may be much higher than that in unused oils (Figure 1). Each oil should be considered separately and no universal formula is available.

¹ Figures in square brackets refer to the bibliography.

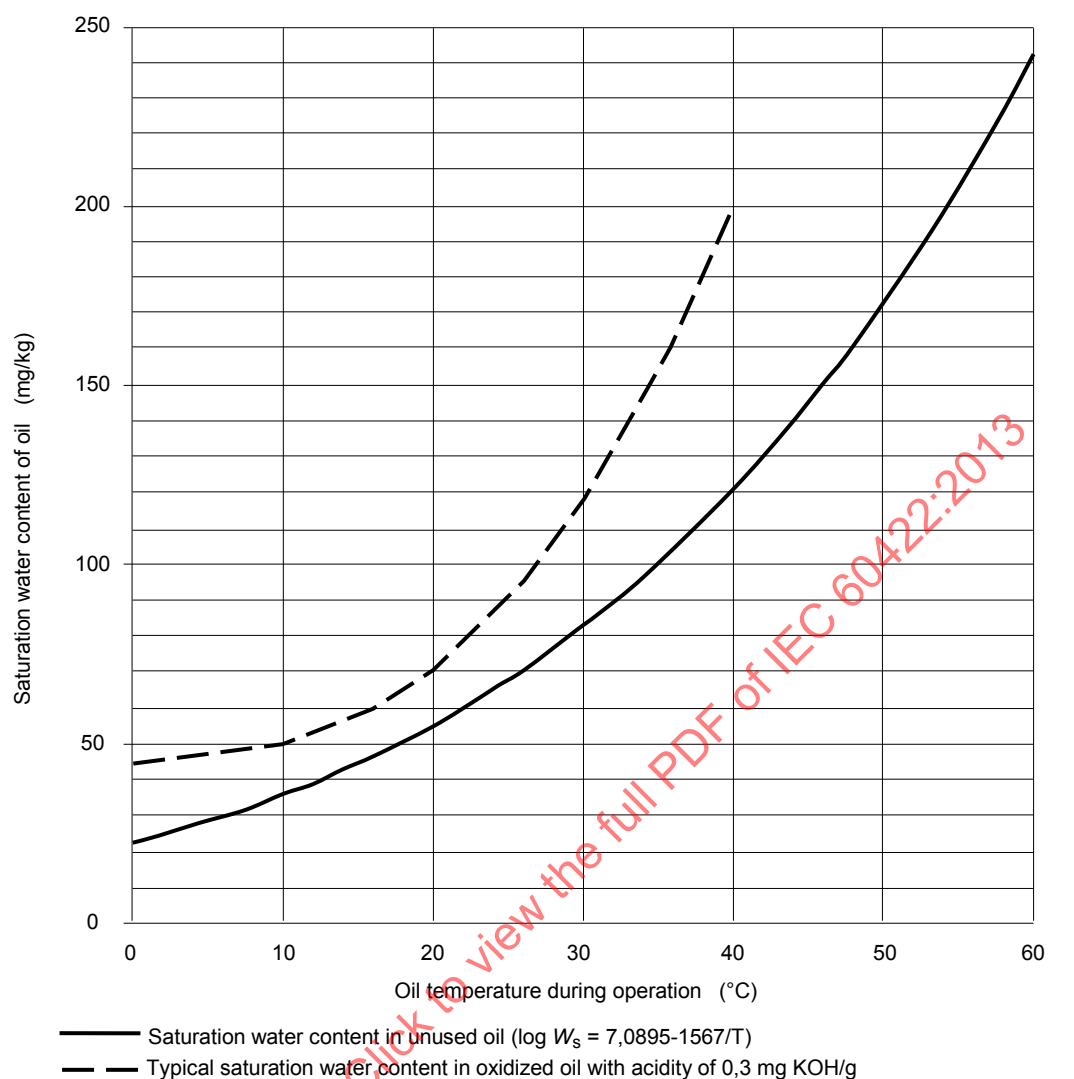


Figure 1 – Example of variation in saturation water content with oil temperature and acidity for insulating oil originally conforming to IEC 60296

5.4.3 Water content in the oil/paper-system

Transformers are dried during the manufacturing process until measurements or standard practices yield a moisture content in the cellulosic insulation of less than 0,5 % to 1,0 % depending upon purchaser's and manufacturer's requirements. After the initial drying, the moisture content of the insulation system increases depending on the environmental and/or operating conditions.

In a transformer, the total mass of water is distributed between the paper and the oil such that the bulk of the water is in the paper. Small changes in temperature significantly change the dissolved water content of the oil but only slightly change the water content of the paper.

When oil in a transformer is operating at a constant, relatively elevated temperature for a long period, thermodynamic equilibrium between water absorbed by cellulose and water dissolved in oil is closely approached. This equilibrium is temperature dependent so that at elevated temperatures more water diffuses from the paper into the oil. However, if the oil temperature is not high enough, such equilibrium is not reached because of the lower rate of diffusion of water to the oil from the cellulose insulation.

The determination of the water content in the paper of a transformer by the measurement of the water in oil has been frequently described, but practical results are often not in line with the theoretical predictions. The drying process of the paper may not take out as much water as calculated.

All calculations and correlations of the water content in oil and the water content in the oil/paper-system depend on the equilibrium state between the insulating oil and the oil/paper-system and vice versa. The equilibrium is influenced by many factors, such as the difference in the temperature between oil and the cellulose/oil-system. The calculation of the water content of the paper/pressboard by determination of the water in the oil has been examined in several studies and publications (see Annex A).

5.4.4 Interpretation of results

Breakdown voltage and water content are strongly interrelated. Both of them are temperature dependent, therefore it is most informative to measure them at different transformer temperatures in order to obtain a reliable assessment of humidity in the combined oil-paper insulation system. The interpretation of water content in oil is strongly related to the sampling temperature determined by measuring the temperature directly in the oil stream. In cases where the top oil temperature indicator (OTI) temperature corrections for ONAN or OFAF cooling mode are used, this should be explicitly noted.

For transformers with a relatively steady load, a normalizing calculation of the water content for 20 °C may be helpful for trending. The procedure is described in Annex A.

5.5 Acidity

The acidity (neutralization value) of oil is a measure of the acidic constituents or contaminants in the oil.

The acidity of a used oil is due to the formation of acidic oxidation products. Acids and other oxidation products will, in conjunction with water and solid contaminants, affect the dielectric and other properties of the oil. Acids have an impact on the degradation of cellulosic materials and may also be responsible for the corrosion of metal parts in a transformer.

The rate of increase of acidity of oil in service is a good indicator of the ageing rate. The acidity level is used as a general guide for determining when the oil should be replaced or reclaimed.

Generally, inhibited oil should show no significant increase in acidity from its original value provided that the inhibitor is present in sufficient amount.

5.6 Dielectric dissipation factor (DDF) and resistivity

These parameters are very sensitive to the presence of soluble polar contaminants, ageing products or colloids in the oil. Changes in the levels of the contaminants can be monitored by measurement of these parameters even when contamination is so slight as to be near the limit of chemical detection.

Acceptable limits for these parameters depend largely upon the type of equipment. However, high values of DDF, or low values of resistivity, may deleteriously affect the dielectric losses and/or the insulation resistance of the electrical equipment.

There is generally a relationship between DDF and resistivity, with resistivity decreasing as DDF increases. It is normally not necessary to conduct both tests on the same oil and generally DDF is found to be the more common test. Resistivity and DDF are temperature and moisture dependent and Figure 2 illustrates typical changes of resistivity with temperature and moisture for insulating oils that are virtually free from solid contamination.

Useful additional information can be obtained by measuring resistivity or DDF at both ambient temperature and a higher temperature such as 90 °C.

In the case of very high voltage (VHV) and ultra high voltage (UHV) instrument transformers, special attention shall be paid to DDF as it has been reported that a higher value of DDF may lead to thermal runaway leading to failure.

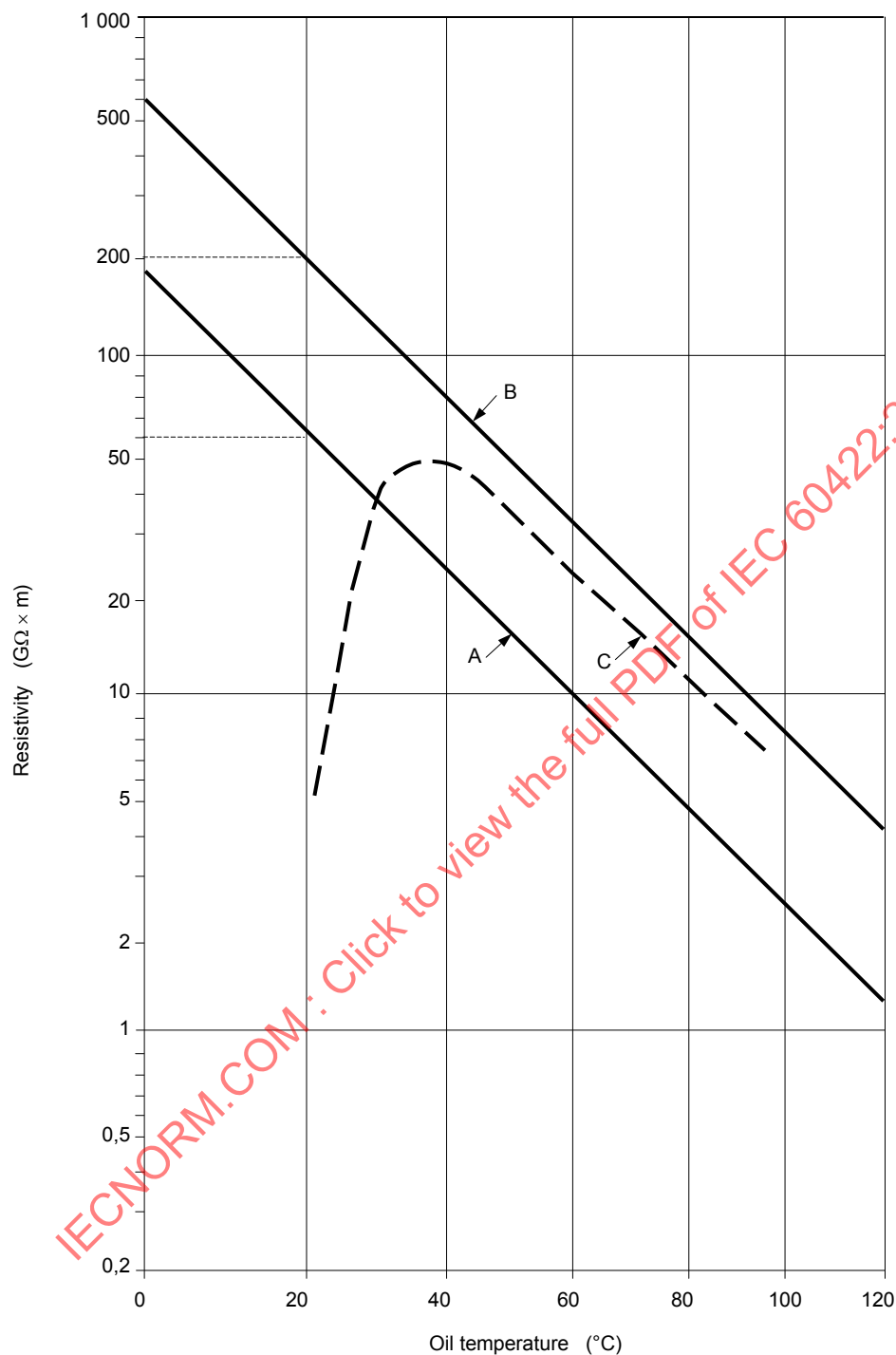
Oils classified as 'good' (see 9.4) will have characteristics similar to curves A and B in Figure 2 and will result in satisfactory test results being obtained at both the higher and lower temperatures.

Oils classified as 'poor' (see 9.4) will have characteristics similar to curve C and will result in a satisfactory test result at 90 °C coupled with an unsatisfactory value at the lower temperature. This is an indication of the presence of water or degradation / deterioration products precipitable in the cold without any significant amount of chemical degradation or general contamination. 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 condition by reconditioning.

The measurement of resistivity is also considered to be of value for monitoring oils in service, as it has been shown to be reasonably proportional to oxidation acids and to be affected by undesirable contaminants such as metal salts and water. Other compounds present in used oils, which can affect resistivity, include aldehydes, ketones and alcohols. An increase in temperature reduces the resistivity, as does water when precipitated at low temperature due to the saturation point being reached.

It has been observed in instrument transformers that some types of oil may experience a huge increase in DDF after a very short oxidation time, leading to failure of the equipment. It is therefore recommended to measure the DDF of the unused oil after subjecting it to a short oxidation period according to IEC 61125:1992, Method C to verify that the oil is suitable for this application.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013



IEC 2407/12

Line A: Dry oil having a resistivity of $60 \text{ G}\Omega \times \text{m}$ at 20°C .
 Line B: Dry oil having a resistivity of $200 \text{ G}\Omega \times \text{m}$ at 20°C .
 Line C: Wet oil that is 100 % saturated at 35°C .

NOTE In transformers in service, the behaviour of line C is unlikely to occur in the windings, but rather along tank walls or other very cold surfaces.

Figure 2 – Example of variation of resistivity with temperature for insulating oils

5.7 Inhibitor content and oxidation stability

5.7.1 Oxidation stability

The ability of unused mineral insulating oil to withstand oxidation under thermal stress and in the presence of oxygen and a copper catalyst is called oxidation stability. It gives general information about the life expectancy of the oil under service conditions in electrical equipment. The property is defined as resistance to formation of acidic compounds, sludge and compounds influencing the dielectric dissipation factor (DDF) under given conditions. For oils complying with IEC 60296, these conditions are detailed in IEC 61125:1992, Method C and the limits of acceptable performance in IEC 60296.

The property depends mainly on the refining process and how it is applied to a given feedstock. Refined mineral oils contain, to a varying degree, natural compounds acting as oxidation inhibitors. These are known as natural antioxidants. Oils containing only natural antioxidants are designated as uninhibited oils.

Synthetic oxidation inhibitors can be added to enhance the oxidation stability. In transformer oils, mainly the phenolic type is used and the common and generally accepted compounds are 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC) and 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP). The efficacy of added inhibitors will vary with the chemical composition of the base oil.

To determine the oxidation stability, tests specified in IEC 61125:1992 Method C may be used. As this ageing protocol is designed for unused oils, interpretation of test results may be difficult when ageing is performed with oil in service. However, this oxidation stability test is occasionally used to evaluate oil in new electrical equipment prior to energizing.

5.7.2 Monitoring of uninhibited oils

Oxidation of uninhibited oils is normally monitored by the formation of acidic compounds and oil soluble and insoluble sludge. An increase in DDF and reduction in IFT are also signs of oxidation of insulating oils (see 5.5, 5.6 and 5.9).

5.7.3 Monitoring of inhibited oils

Inhibited oils have a different oxidation pattern compared to uninhibited oils. At the beginning of service life, the synthetic inhibitor is consumed with little formation of oxidation products. This is referred to as the induction period. After the inhibitor is consumed, the oxidation rate is determined mainly by the base oil oxidation stability.

A decrease of IFT in inhibited oils may also be an early indication of initial formation of oxidation products.

The common and easy way to monitor the inhibitor consumption is to measure the inhibitor concentration according to IEC 60666.

The inhibitor content should be monitored at regular intervals the frequency of which will depend upon operational temperature and load levels.

5.8 Sediment and sludge

This test distinguishes between sediment and sludge.

Sediment is insoluble material present in the oil.

Sediment includes:

- insoluble oxidation or degradation products of solid or liquid insulating materials;
- solid products arising from the conditions of service of the equipment; carbon and metal particles, metallic oxides and sulfides;

- fibres and other foreign matter of diverse origins.

Sludge is a polymerized degradation product of solid and liquid insulating material. Sludge is soluble in oil up to a certain limit, depending on the oil solubility characteristics and temperature. At sludge contents above this, the sludge is precipitated, contributing as an additional component to the sediment.

The presence of sediment and/or sludge may change the electrical properties of the oil, and in addition, deposits may hinder heat-exchange, thus encouraging thermal degradation of the insulating materials.

Sediment and sludge should be measured according to the method described in Annex C.

5.9 Interfacial tension (IFT)

The interfacial tension between oil and water provides a means of detecting soluble polar contaminants and products of degradation. This characteristic changes fairly rapidly during the initial stages of ageing but levels off when deterioration is still moderate.

The rate of decrease of IFT is strongly influenced by the type of oil; uninhibited oils usually show higher IFT rates of decrease than inhibited oils.

A rapid decrease of IFT may also be an indication of compatibility problems between the oil and some transformer materials (varnishes, gaskets), or of an accidental contamination when filling with oil. However, oils with interfacial tension values at or near the lower limit value given in Table 5 should be further investigated.

With overloaded transformers, the deterioration of materials is rapid and IFT is a tool for detection of deterioration.

5.10 Particle count

Particles in insulating oil in electrical equipment may have numerous possible sources. The equipment itself may contain particles from manufacturing and the oil may contain particles from storage and handling if not properly filtered. Metal wear and the ageing of oil and solid materials may produce particles during the service life of equipment. Localized overheating over 500°C may form carbon particles. The carbon particles produced in the on-load tap-changer diverter switch may migrate by leakage into the bulk oil compartment to contaminate the oil-immersed parts of the transformer. A typical source of metallic particles is wear of bearings of the pumps.

The effect of suspended particles on the dielectric strength of insulating oil depends on the type of particles (metallic, fibres, sludge, etc.) and on their water content.

Historically, some failures on HV transformers have been associated with particle contamination. Traditional dielectric breakdown voltage tests are not sufficient to identify the problem and particle counting methods have been advised as monitoring tools [3], [4] (see Table B.1).

5.11 Flash point

Breakdown of the oil caused by electrical discharges or prolonged exposure to very high temperatures may produce sufficient quantities of low molecular weight hydrocarbons to cause a lowering of the flash point of the oil.

A low flash point is an indication of the presence of volatile combustible products in the oil. This may result from contamination by a solvent but, in some cases, the cause has been observed to be extensive sparking discharges.

5.12 Compatibility of insulating oils

Unused oil complying with IEC 60296 and with the same classification (class, group and LCSET as stated in IEC 60296) as that already in service should be used for topping up and/or refilling electrical equipment.

Field experience indicates that problems are not normally encountered when unused oil is added in small percentage, e.g. less than 5 %, to used oils classified as 'good' (see 9.4), though larger additions to heavily aged oil may cause sludge to precipitate.

A compatibility test may be needed to determine the feasibility of mixing unused oils of different origins with oil in service. For mixing used oils, a compatibility study is strongly recommended. Reference to the oil supplier is recommended if any doubts concerning compatibility arise.

In the compatibility study, as described below, the characteristics of the mixture should not be less favourable than those of the worse individual oil.

Oils should be mixed in the same proportions as in the application, or if not known in a 50/50 ratio.

The following functional tests are recommended for each individual oil and for the mixture:

- foaming;
- oxidation stability according to IEC 61125:1992, Method C, including acidity, sludge and DDF after ageing. Test time should be according to the oil group as stated in IEC 60296;
- corrosive sulphur and/or potential corrosivity after ageing according to IEC 61125:1992 Method C.

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

Compatibility tests are particularly necessary in the case of oils containing additives. Again, reference to the oil supplier or to the equipment manufacturer is recommended.

5.13 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 this property is affected by normal oil deterioration. Changes in pour point can normally be interpreted as the result of topping-up with a different oil.

5.14 Density

In cold climates, the density of oil may be important in determining its suitability for use. For example, ice crystals formed from separated water may float on oil of high density and lead to flashover on subsequent melting. However, density is not significant in comparing the quality of different samples of oil. There is no evidence that density is affected by normal oil deterioration.

Density may be useful for discriminating mineral insulating oil from other fluid types.

5.15 Viscosity

Viscosity is an important controlling factor in the dissipation of heat. Ageing and oxidation of the oil tend to increase viscosity. Viscosity is also affected by temperature. Normal ageing and oxidation of the oil will not significantly affect its viscosity. Only under extreme conditions of corona discharges or oxidation may this occur.

5.16 Polychlorinated biphenyls (PCBs)

Polychlorinated biphenyls (PCBs) are a family of synthetic chlorinated aromatic hydrocarbons, which have good thermal and electrical properties. These properties combined with excellent chemical stability made them useful in numerous commercial applications. However, their chemical stability and resistance to biodegradation has given cause for concern in terms of environmental pollution. This increasing concern over the environmental impact of PCBs has progressively restricted their use since the early 1970s and their use in new plant and equipment was banned by international agreement in 1986. Unfortunately, the use of common handling facilities has led to widespread contamination of mineral insulating oil.

The PCB content of oil in new equipment should be measured to confirm that the oil is PCB free. Thereafter, whenever there is a risk of potential contamination (oil treatment, transformer repairs, etc.) the oil should be analysed and if PCB content is found to exceed defined limits appropriate action should be taken (see 11.4).

NOTE Limits will be as defined by local regulations.

5.17 Corrosive sulphur

Table 1 identifies three methods for assessment of corrosive sulphur in oil. The IEC method is considered to be more exacting than the ASTM method and shall be passed by all oils. The ASTM method is easier to perform and may be used as an initial test but negative results may require further investigation. The DIN method is considered complementary and shall be passed in addition to either the ASTM or IEC method to be considered 'non-corrosive' in Table 5.

The amount of sulphur in oil depends on oil refining processes, degree of refining and crude oil type; it is normally present as organo-sulphur, but elemental sulphur contamination can also occur. The presence of reactive compounds causing corrosion at normal operating temperatures is due to poor refining or contamination.

At relatively high temperatures, sulphur-containing oil molecules may decompose and react with metal surfaces to form metal sulphides. Such reactions may take place in switching equipment and will impact the conductivity of contacts. DIN 51353, using a silver strip at 100 °C, provides a sensitive test for such type of problem.

Some sulphur containing molecules may also cause the formation of copper sulphide (Cu_2S) deposition in the paper insulation of electrical equipment. This phenomenon leads to a reduction of the electrical insulation properties and has resulted in several equipment failures in service [5].

Cu_2S deposition occurs preferentially in paper insulated electrical equipment where corrosive sulphur compounds are present in oil, unvarnished or unprotected copper is used, operating or/and ambient temperatures are high and the amount of oxygen in oil is limited. One group of substances in oil causing this effect are disulphides, e.g. dibenzyl disulphide.

IEC 60296 provides specifications to ensure that Cu_2S deposition in paper will not occur in service as a result of unused oil. The tests used for that purpose (IEC 62535 and ASTM D1275:2006, Method B) apply to oils that do not contain a metal passivator additive; Clause A.3 of IEC 60296:2012 provides a method for removal of passivators where they are present. The tests will give a positive indication if corrosive sulphur compounds are present in the oil.

Strongly aged insulating oils (e.g. with high acidity), or oils with poor oxidation stability, may give ambiguous results on the paper strip under the conditions of IEC 62535, because of heavy sludge formation. In this case SEM-EDX analysis (described in Annex B of IEC 62535:2008) may be helpful to solve ambiguous cases. False positives tests can also be avoided by carrying out the test only with insulating paper, without copper strip and comparing the paper's appearance to that tested in the presence of copper.

A combination of several factors not only the potential oil corrosivity may lead to a failure in electrical equipment. In this case a risk assessment including design and operating conditions should be performed.

5.18 Dibenzyl disulphide (DBDS)

DBDS is potentially corrosive to copper surfaces at normal transformer operating temperatures and may form copper sulphide under certain conditions.

Among corrosive sulphur compounds DBDS appears to play a predominant role in the problem of corrosion. Identified as a major sulphur compound in several mineral insulating oils, it is present in most corrosive insulating oils produced and blended after 1988-1989 (although they passed the corrosivity tests of their time). There seem to be very few oils introduced or produced after 2006 that contain DBDS in detectable amounts [5].

It should be noted that there are also oils in service that are corrosive despite the absence of DBDS.

NOTE Dibenzyl disulphide is a sulphur compound used as an antioxidant additive in rubber compounds, a stabilizer for petroleum fractions and an additive for silicon oils.

5.19 Passivator

The addition of a metal passivator is the mitigation technique that has been used to the largest extent in order to minimize the risk of corrosive sulphur. In particular a toluyltriazole derivative has been used². Typically 100 mg/kg (0,01 % by weight) of this substance is added to inhibit the reactions of copper with corrosive sulphur.

Metal passivators, have a long history of use in mineral oil, mainly in lubricating oil but also, to a more limited extent, in insulating oil. They have been used not only to counteract corrosion, but also to improve oxidation stability and to suppress streaming electrification.

It is essential to monitor the passivator content during service.

6 Sampling of oil from equipment

It is essential that every effort 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 whilst sampling. Careless sampling procedures or contamination in the sample container will lead to erroneous conclusions concerning quality and incur waste of time, effort and expense involved in obtaining, transporting and testing the sample.

Whenever possible, sampling from equipment shall be at normal operating conditions or very shortly after de-energization.

Sampling should be performed by an experienced person, who has received adequate training, in accordance with IEC 60475.

Where available, manufacturer's instructions should be followed.

² This is commercially available under the name of Irgamet 39®.

7 Categories of equipment

In order to take account of different user requirements, equipment has been placed in various categories as shown in Table 2 below.

Table 2 – Categories of equipment

Category	Type of equipment
Category O	Power transformers/reactors with a nominal system voltage of 400 kV and above
Category A	Power transformers/reactors with a nominal system voltage above 170 kV and below 400 kV. Also power transformers of any rated voltage where continuity of supply is vital and similar equipment for special applications operating under onerous condition
Category B	Power transformers/reactors with a nominal system voltage above 72,5 kV and up to and including 170 kV (other than those in Category A)
Category C	Power transformers/reactors for MV/LV application e.g. nominal system voltages up to and including 72,5 kV and traction transformers (other than those in Category A). Oil-filled circuit breakers with a nominal system voltage exceeding 72,5 kV. Oil-filled switches, a.c. metal-enclosed switchgear and control gear with a nominal system voltage greater than or equal to 16 kV
Category D	Instrument/protection transformers with a nominal system voltage above 170 kV
Category E	Instrument/protection transformers with a nominal system voltage up to and including 170 kV
Category F	Diverter tanks of on-load tap-changers, including combined selector/diverter tanks
Category G	Oil-filled circuit breakers with a nominal system voltage up to and including 72,5 kV. Oil-filled switches, a.c. metal-enclosed switchgear and control gear with a nominal system voltage less than 16 kV
NOTE 1 Separated selector tanks of on-load tap-changers belong to the same category as the associated transformer. NOTE 2 Oil-impregnated paper bushings and other hermetically sealed equipment may be placed in Category D or E if a routine monitoring programme is desired. The manufacturer's instructions should be referred to. NOTE 3 Regardless of size or voltage, a risk assessment may justify condition-monitoring techniques usually appropriate to a higher classification. NOTE 4 For practical and economical reasons, some electrical utilities may decide that their small transformers up to 1 MVA and 36 kV are not included in this classification. Routine monitoring programmes may not be considered economical for this type of equipment. Where a monitoring programme is required for these transformers, the guidelines given for category C should be adequate.	

8 Evaluation of mineral insulating oil in new equipment

A substantial proportion of electrical equipment is supplied to the final user already filled with mineral oil. In such cases, as the oil has already come into contact with insulating and other materials, it can no longer be considered as "unused oil" as defined in IEC 60296. Therefore its properties shall be regarded as those applicable to oil in service, even though the electrical equipment itself may not have been energized.

Oil properties should be appropriate to the category and functions of the equipment (see Table 3).

The extent of the changes in properties may vary with the type of equipment due to the different types of material and ratios of liquid-to-solid insulation, and should be within the limits of Table 3. Properties not included in Table 3 (with the exception of oxidation stability for which no in service limits have been established) should be within the limits of IEC 60296.

As the characteristics of oil in new equipment are an integral part of that equipment design, the user may request these characteristics to be better than the minimum standards suggested in Table 3, which are based on the experience of many years of operating practice.

Table 3 – Recommended limits for mineral insulating oils after filling in new electrical equipment prior to energization

Property	Highest voltage for equipment kV		
	< 72,5	72,5 to 170	> 170
Appearance	Clear, free from sediment and suspended matter		
Colour (on scale given in ISO 2049)	Max. 2,0	Max 2,0	Max. 2,0
Breakdown voltage (kV)	> 55	> 60	> 60
Water content (mg/kg) ^a	20 ^b	< 10	< 10
Acidity (mg KOH/g)	Max. 0,03	Max. 0,03	Max. 0,03
Dielectric dissipation factor at 90 °C and 40 Hz to 60 Hz ^c	Max. 0,015	Max. 0,015	Max. 0,010
Resistivity at 90 °C (GΩ×m)	Min. 60	Min. 60	Min. 60
Corrosive sulphur	Non-corrosive		
DBDS content (mg/kg)	< 5		
Interfacial tension (mN/m)	Min. 35	Min. 35	Min. 35
Total PCB content (mg/kg)	Not detectable (< 2 mg/kg total)		
Particles	–	–	See Table B.1 ^d
^a The values are not corrected for temperature since not enough time may have elapsed to reach an equilibrium between oil and cellulose insulation. ^b For use in transformers under 72,5 kV class, the maximum water content should be agreed between supplier and user depending upon local circumstances. ^c Higher dielectric dissipation factor values may indicate excessive contamination, or the misapplication of solid materials used in manufacture, and should be investigated. ^d A determination of particle size and quantity should be made as a baseline for future comparison in transformers >170 kV.			

9 Evaluation of oil in service

9.1 General

Insulating oil in service is subjected to heat, oxygen, water and other catalysts, all of which are detrimental to the properties of the oil. In order to maintain the quality of the oil in service, regular sampling and analysis should be performed.

Often the first sign of oil deterioration may be obtained by direct observation of the oil clarity and colour through the sight glass of the conservator. From an environmental point of view, this simple and easy inspection can also be used to monitor leakage and spills of oil.

The interpretation of results, in terms of the functional deterioration of the oil, should be performed by experienced personnel based on the following elements of risk management and life cycle management:

- characteristic values for the type and family of oil and equipment, developed by statistical methods;
- evaluation of trends and the rate of variation of the values for a given oil property;
- normal, or typical values, for “fair” or “poor” for the appropriate type and family of equipment.

In the case of oil contaminated with PCBs, environmental impact is a critical factor to consider, as are local regulations. If it is suspected that oil has become contaminated with PCBs specific analyses should be undertaken and interpretation of the results should be used in risk assessment to take into account prevention and mitigation of potential damage to the environment and to avoid unreasonable risks for staff and the public.

9.2 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 frequency will depend on the type, function, voltage, power, construction and service conditions of the equipment, as well as the condition of the oil as determined in the previous analysis. A compromise will often have to be found between economic factors and reliability requirements.

Much greater difficulties exist in deciding frequency of testing and permissible oil deterioration levels which are acceptable for all applications of insulating oil in relation to differences in operating policies, reliability requirements and types of electrical system. For example, large power companies may find the full application of these recommendations to distribution transformers uneconomical. 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.

By way of a guide, a suggested frequency of tests suitable for different types of equipment is given in Table 4. However, some equipment is designed having systems that are designed to control exposure of the oil to atmosphere. Where such systems are maintained in good condition, less frequent testing may be appropriate based on life cycle analysis (LCA) and/or life cycle management (LCM) and risk assessment (RA).

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

- a) Characteristics may be checked periodically, at intervals as suggested in Table 4, unless otherwise defined.
- b) The frequency of examination may be increased where any of the significant properties indicates that the oil is in fair or poor condition, or when trend analysis indicates significant changes.
- c) The oxidation of the oil will accelerate with increased temperature and in the presence of oxygen and water. Therefore heavily loaded transformers may need more frequent oil-sampling and complementary testing such as interfacial tension.
- d) The testing frequency should be established by means of a cost/benefit evaluation based on life cycle analysis and risk assessment. For some owners this approach may indicate different testing frequencies from those indicated in Table 4. For instance, some electrical utilities may prefer not to perform this programme on to this type of transformer and small industries may prefer to include this type of transformer even in a higher category.

Table 4 – Recommended frequency of testing ^a

Property ^b	Equipment category ^c							
	O	A	B	C ^d	D ^e	E ^e	F	G
Group 1 (routine tests) ^f – years	1 to 2	1 to 3	1 to 4	2 to 6	1 to 2	2 to 6	2 to 6	2 to 6
Group 2 (complementary tests)	g							
Group 3 (special investigative tests)	h							
Group 3 (passivator content)	6 months or less, depending on the rate of decrease and the absolute value.							

^a These proposed periods refer to a normal routine maintenance programme. Should one or more of the measured properties indicate that the oil is in a fair or poor condition or if an abnormal ageing trend is observed, these periods should be shortened according to the importance of the equipment. These periods may also be shortened in the case of oils contaminated by PCB in order to minimize any potential environmental impact caused by malfunctioning equipment.

^b Groups 1, 2 and 3 are defined in Clause 3 and as a footnote to Table 1.

^c Equipment categories are defined in Table 2.

^d See 9.2 d).

^e Categories D and E. After the first sample has been taken, the user, after consultation with the manufacturer and/or laboratory, may decide to lengthen the sampling period.

^f Group 1 tests shall be performed after filling or refilling the transformer, prior to energizing.

^g These tests may be done periodically but less frequently than routine tests. The frequency will depend upon the type of oil, age and equipment. First (benchmark) measurements should be carried out in new or refurbished equipment prior to energization.

^h These are very special tests that need be carried out only under special circumstances.

9.3 Testing procedures

9.3.1 General

The venue for testing and the number and type 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 varies widely in the extent of degradation and the degree of contamination. In general, a single type of test is insufficient to evaluate the condition of the oil sample.

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

9.3.2 Field tests

In some circumstances there is a need to perform tests closer to the point of sampling rather than in the laboratory. These are typically chosen to meet the following requirements:

- obtain a prompt estimation of oil condition;
- establish the classification of service-aged oils (see 9.4);
- eliminate any changes to the oil sample's properties due to transportation to a laboratory and/or storage of oil samples.

Field tests may also be performed where there are on-site and on-line test instruments with an accuracy comparable to laboratory test instruments.

Some field tests are less accurate than laboratory tests. Field tests are usually limited to visual inspection (colour and appearance), breakdown voltage, water content and, with less accuracy, acidity. These tests may sometimes be used for the assessment of service-aged

oils in accordance with 9.4, though, more often, field tests are carried out to identify oil samples requiring laboratory evaluation.

Experience has shown that breakdown voltage and water content tests carried out on site may produce reliable results and may be used for acceptance tests.

9.3.3 Laboratory tests

A complete examination scheme includes all the tests listed in Table 1. However, these tests may be sub-divided into three groups and tests applicable to one or more groups may be required according to the specific requirements (see Tables 1 and 4).

9.4 Classification of the condition of oils in service

It is virtually impossible to set hard and fast rules for the evaluation of oil in service or recommend test limits for all possible applications of insulating oil in service. The classification and any consequent corrective action should only be taken after due consideration of the results of all tests. The trend of such results over a period of time is considered essential information when arriving at a final decision.

According to local or current industrial experience, oils in service may be classified as “good”, “fair” or “poor” based on the evaluation of significant properties and their ability to be restored to the characteristics desired. Table 5 provides guidance to assist in this classification process.

- **Good**

Oil in normal condition; continue normal sampling.

- **Fair**

Oil deterioration detectable; more frequent sampling recommended (see Table 5).

- **Poor**

Oil deterioration abnormal; schedule effective actions.

9.5 Corrective action

In general, two types of contamination/deterioration of the oil can be considered: physical and chemical. Each one requires a different remedial action as described in Table 5 below.

The following recommendations should also be noted:

- a) Where a test result is outside the limits recommended in Table 5, it should be compared with previous results and, if appropriate, a fresh sample obtained for confirmation before any other action is taken.
- b) If rapid deterioration or acceleration in the rate of deterioration is observed, more frequent tests (see Table 4) should be instituted promptly and appropriate remedial action should be taken. It may be desirable to consult the manufacturer of the equipment.

Table 5 – Application and interpretation of tests (1 of 4)

Property	Category ^a	Recommended action limits		Recommended action ^{b, c}	Notes
Colour and appearance	All	Good	Fair	Poor	Dark colour is a symptom of chemical contamination or ageing. Turbidity is a symptom of high water content
Breakdown voltage (kV)	O, A, D	Clear and without visible contamination	Dark and/or turbid		
	B, E	> 60	50 to 60	< 50	
	C	> 50	40 to 50	< 40	
	F	> 40	30 to 40	< 30	
	G	< 30 kV for OLTC in star-point application. < 40 kV for OLTC in delta or line-end application			
Water content (mg/kg at transformer operating temperature)	O, A	< 15	15 to 20	> 20	
	B, D	< 20	20 to 30	> 30	
	C, E	< 30	30 to 40	> 40	
	F	Action necessity > 40			
	G	Not a routine test			

The values of water content shall be always regarded together with the values for breakdown voltage. In case of a suspicion of a moisture problem, sampling at different equipment temperatures is recommended.

In case of switching equipment without paper insulation (Category F), the values of breakdown voltage are of overriding importance.

The listed limit values represent 90 % statistical values and are valid for transformer operating temperatures. The equilibrium between solid and liquid insulation under 40 °C is not reliable and for heavy loaded transformers with oil temperature over 70 °C an implementation of the correction procedure described in Annex A may be useful.

Table 5 (2 of 4)

Property	Category ^a	Recommended action limits			Recommended action ^{b, c}	Notes
		Good	Fair	Poor		
Acidity (mg _{KOH} /g _{oil})	O, A, D	< 0,10	0,10 to 0,15	> 0,15	Good: Continue normal sampling.	
	B, E	< 0,10	0,10 to 0,20	> 0,20	Fair: More frequent sampling. Check the presence of sediment and sludge. An inhibited oil that reached fair values has possibly lost its oxidation protection.	
	C	< 0,15	0,15 to 0,30	> 0,30	Poor: Starting from a value of 0,15 a decision may then be made at which point to reclaim the oil (see 11.3) or, alternatively, if more economical and other tests indicate severe ageing, replace the oil (see Clause 12)	
	F, G	Not a routine test				
Dielectric dissipation factor at 40 Hz to 60 Hz at 90 °C	O, A	< 0,10	0,10 to 0,20	> 0,20	Good: Continue normal sampling.	
	B, C	< 0,10	0,10 to 0,50	> 0,50	Fair: More frequent sampling. Check other parameters.	
	D	< 0,01	0,01 to 0,03	> 0,03	Poor: Reclaim oil (see 11.3) or, alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace the oil (see Clause 12)	
	E	< 0,10	0,10 to 0,30	> 0,30	Refer to manufacturer's best practice	
Resistivity (GΩm)	F, G	Not a routine test			Refer to manufacturer's best practice	
	At 20 °C					
	O, A	> 200	20 to 200	< 20	Good: Continue normal sampling.	
	B, C	> 60	4 to 60	< 4	Fair: More frequent sampling. Check other parameters.	
	D	> 800	250 to 800	< 250	Poor: Reclaim the oil (see 11.3) or alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace the oil (see Clause 12)	
	E	> 60	7 to 60	< 7		Not a routine test
	At 90 °C					
	O, A	> 10	3 to 10	< 3		
	B, C	> 3	0,2 to 3	< 0,2		
	D	> 50	10 to 50	< 10		
	E	> 3	0,4 to 3	< 0,4		Not routine test

Table 5 (3 of 4)

Property	Category ^a	Recommended action limits			Recommended action ^{b, c}	Notes
		Good	Fair	Poor		
Inhibitor content	All	> 60 % of original value	40 % to 60 % of original value	< 40 % of original value	Good: No action require if not indicated by other properties. Fair: (where acidity < 0.08 mgKOH/g and IFT > 28 mN/m). Consider re-inhibition to original base line level based on local experience. Poor: Continue to use and monitor as uninhibited oil, reclaim (see 11.3) or change the oil (see Clause 12)	Restricted to inhibited oils Consult oil supplier
Passivator content (mg/kg)	O, A, B, C, D, E, F	> 70 and stable, (rate of decrease < 10mg/kg/year)	50-70 mg/kg or < 70 mg/kg, with a significant rate of decrease of >10mg/kg/year	< 50 and decreasing at > 10mg/kg/year	Good: less frequent monitoring acceptable. Fair: maintain regular monitoring. Poor: remove the source of corrosivity by changing the oil (see Clause 12) or by removing corrosive compounds by mean of suitable oil treatments, or as a short-term solution, top up with new passivator, to at least 100mg/kg (see Clause 13)	Aged oil, especially uninhibited oil, runs a larger risk of rapid depletion of passivator
Sediment and sludge (%)	All	No sediment or precipitable sludge. Results below 0.02 % by mass may be neglected			Where sediment is detected, recondition oil (11.2). Where precipitable sludge is detected reclaim oil (see 11.3). Alternatively if more economical, or other tests dictate, replace the oil (see Clause 12)	Not a routine test. Perform only when acidity and dissipation factor values are near the limits
Interfacial tension (mN/m)	O, A, B, C, D Inhibited Uninhibited	> 28 > 25	22 to 28 20 to 25	< 22 < 20	Good: Continue normal sampling. Fair: More frequent sampling. Poor: Check the presence of sediment and sludge	Not a routine test. May be done as desired
	E	Not a routine test				
	F, G	Not applicable			Refer to manufacturer's best practice	

Table 5 (4 of 4)

Property	Category ^a	Recommended action limits			Recommended action ^{b, c}	Notes
		Good	Fair	Poor		
Corrosive sulfur	O, A, B, C, D, E, F	Non corrosive		Corrosive	For corrosive oil: - conduct risk assessment - reduce the corrosivity of the oil by adding a copper passivator (e.g. triazole derivatives) or - remove the source of corrosivity by changing the oil (see Clause 12) or by removing corrosive compounds by mean of suitable oil treatments See ^d	The necessity of corrective actions is to be carefully evaluated on the base of a risk assessment study (CIGRÉ Brochure no. 378, 2009 [5]). After passivation of the oil, regular monitoring the concentration of the passivator is necessary. In case of continuous depletion of concentration of the passivator remove the cause of corrosivity accordingly with recommended actions
Particles (counting and sizing)	O, A, B, C, D, E, F	See Table 9			If the breakdown voltage and water content are near or outside the limit for the appropriate equipment category and the particle number is higher than the limits for any of the size ranges, filter the oil (see 11.2)	Values for particles are based on statistical evaluation (Table 9). See ^e
Flash point	G	Not a routine test				
	All	Maximum decrease 10 %			Equipment may require inspection. Investigate	Not a routine test. May be required when an unusual odour is noticed, when an internal fault has occurred or when a transformer is refilled. In some countries health and safety legislation may preclude a higher limit
PCB	All	See NOTE to 5.16			See 11.4 and 12.3	See 5.16

^a Category of equipment (see Table 2).

^b Ensure sampling was properly done, sampling valve was properly cleaned before sampling (Clause 6) and transportation and storage periods in the laboratory were short.

^c No action should be taken on the basis of one result and one property. All results shall be confirmed by a repeat sample especially if the result appears abnormal compared to the trend of the previous results obtained.

^d If the oil test for corrosivity is positive and DBDS is present, follow the recommendations of CIGRÉ Brochure 378:2009 [3] for the appropriate mitigation actions.

^e If there is a tendency for particles to increase, it may be necessary to make a determination of metals and other elements dissolved in the oil (see Table B.1).

^a Category of equipment (see Table 2).

b. Ensure sampling was properly done: sampling valve was properly cleaned before sampling (Clause 6) and transportation and storage periods in the laboratory were short.

c. No action should be taken on the basis of one result and one property. All results shall be confirmed by a repeat sample especially if the result appears abnormal compared to the trend of the previous results obtained.

^d If the oil test for corrosivity is positive and DBDs is present, follow the recommendations of CIGRÉ Brochure 378:2009 [3] for the appropriate mitigation actions.

^e If there is a tendency for particles to increase, it may be necessary to make a determination of metals and other elements dissolved in the oil (see Table B.1).

Table 6 – Summary of typical actions

Key factors	Symptoms	Corrective actions
Physical	High water content Low breakdown voltage value High particles content Turbid (not clear)	Reconditioning (see 11.2)
Chemical	High colour value Low IFT High acidity value High dissipation factor value Presence of sediments or sludge, or both Low inhibitor content, for inhibited oil Low passivator content for passivator containing oil	Reclaiming (see 11.3); or Change the oil (see Clause 13)
		Restore original additive concentration according to recommendations in Table 5
PCB	PCB contamination detectable	Refer to local regulations (see 11.4)
Corrosive sulphur	Oil corrosiveness	Perform risk assessment and correct as necessary: - passivation (see Clause 13) - oil change (see Clause 12) - reclaiming (see 11.3)
NOTE 1 In some cases, if the chemical contamination is extremely high, it may be more economical to replace the oil. A reclaiming viability test (see 11.3.3) is recommended. NOTE 2 The more aged the oil is at the time of passivation, and the more severe the operating conditions, the higher is the risk that passivation is not a sufficient long-term remedy. A more detailed scheme for dealing with corrosive sulphur and copper sulphide formation is proposed in CIGRÉ, Brochure no. 378, 2009 [5].		

It is emphasized that no action should be taken on the basis of one result and one property. Repeat samples are recommended where the result appears abnormal compared to the trend of the results previously obtained.

10 Handling and storage

CAUTION Safe drum handling and environmental procedures should be adopted according to local regulations. Special attention shall be paid to avoid cross contamination by PCBs.

To ensure satisfactory service, the utmost care in handling the oil is essential. Drums should be clearly marked to indicate whether they are for clean or for dirty oil, and should be reserved for the type indicated. Drums and bulk tankers used for oil awaiting reclamation should not be used for any other product.

Drums should be stored horizontally and placed in such a position that there is a head of oil on the stopper or plug. They should be stored under cover to minimize the ingress of water and to reduce solar thermal cycling due to exposure to sunlight. The use of plastic sheeting is not recommended unless great care is taken to avoid the drums “sweating” with condensation.

During transportation, drums should be in the vertical position for stability and covered to prevent the ingress of water.

In practice, difficulty may be experienced in maintaining the purity of oil when it is transferred from one vessel to another due to the possibility of introducing contamination. Such practice is not recommended without strict adherence to quality control.

It is recognized that storage of oil in damaged drums is not always satisfactory and the transfer of oil from such containers to electrical equipment should be through a suitable treatment plant to remove water and dissolved gases.

In locations with fixed oil-handling equipment, the pipe-work from the clean oil tanks to the electrical apparatus should be kept clean and free from water. Dehydrating breathers should be regularly inspected and maintained. 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 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. Hoses shall be resistant to oil, as ordinary rubber contains free sulphur, which is corrosive. If wire braided hoses are used the hoses shall be cross-bonded and properly grounded to prevent the build-up of any static charge. For specific problems, reference should be made to the equipment manufacturer's instructions.

11 Treatment

11.1 WARNING

The treatment of used oil has to be carried out with proper care. All countermeasures should be taken to minimize any unreasonable risk to workers, public health and the environment. Experienced and qualified personnel well aware of the associated health and environmental risks associated should always perform oil treatment, strictly in accordance with local regulations. A full risk assessment should always be undertaken before commencing any treatment.

Strict control shall be undertaken in order to avoid cross contamination by PCB.

Strict control shall be undertaken to avoid accidental spills to the environment. Pipes, pumps and hoses shall be carefully inspected for tightness.

As oil treatments are usually carried out under vacuum, special attention shall be paid to avoid emissions to the atmosphere.

Oil treatments produce waste, such as spent filters, oil-contaminated absorbents etc. It is therefore necessary to choose the best available technology to minimize production of waste or spent materials and to dispose of waste strictly according to local regulations.

If the treatment is performed on on-load equipment, strict safety measures shall be taken to avoid risks to the workers. Also, safety measures shall be taken to avoid any damage to the equipment itself.

Due care should be taken when working with hot oil. Workers should use appropriate personal protective equipment according to local regulations and the Risk Assessment.

The properties of the oil after any treatment should be agreed between service provider and customer.

11.2 Reconditioning

11.2.1 General

Two documents exist that give information on reconditioning CIGRÉ Technical Brochure 227, 2003 “Life management techniques for power transformer” [2] and CIGRÉ Technical Brochure 413, 2010 “Insulating Oil Reclamation and Dechlorination” [6].

Reconditioning is a process that eliminates or reduces physical contamination by means of physical processes (filtration, drying, degassing etc.).

Reconditioning is carried out at the user's site, employing physical means only, to remove contaminants from the oil. However, this process does not always result in oil that conforms to Table 3 of this standard.

Reconditioning reduces the particle and water content of the oil. The process may also remove some dissolved gases and other components such as furanic compounds. New datum levels should be established after such a process.

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 30 °C. If vacuum treatment is employed, a higher temperature may be advantageous. However, if the vacuum treatment is used, the initial boiling point of the oil being treated 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 85 °C.

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.

If it is desirable to reduce particles or free water, cold treatment at atmospheric pressure may be appropriate.

Filters efficiently remove solid impurities, but are generally capable of removing only small quantities of free water. Where relatively large quantities of free water are present, most of it can, and should, be removed before filtration of the oil.

Equipment used for filtering oils subject to the risk of contamination by carbon (e.g. from tapchangers) should not be used for other oils because of the risk of cross-contamination.

To prevent loss of additives, the conditions that have been found satisfactory for most inhibited mineral oil processing are shown in Table 7.

Table 7 – Conditions for processing inhibited and/or passivator containing mineral insulating oils

Temperature °C	Minimum pressure Pa
40	8
50	15
60	30
70	80
80	200
85	280

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

If oil is purified whilst 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. Particles and free water are, therefore, more effectively removed by cold treatment. Dissolved and free water and dissolved gases are effectively removed by hot vacuum treatment.

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

11.2.2 Reconditioning equipment

11.2.2.1 Filters

Filtering equipment usually forces oil under pressure through absorbing material such as paper or other filter media. Filters of this type are normally used to remove contaminants in suspension. It should be noted that the nominal micron ratings, commonly used to characterise these filters, are based on gravimetric tests and applying efficiency, based on weight, which takes no regard of particle size. (The filter medium should be capable of removing particles larger than 10 µm although local regulations may prescribe a lower value e.g. 5 µm). Such equipment does not de-gas the oil.

The ability of a filter to remove water is dependent upon the dryness and quantity of the filter medium. When filtering oil that contains 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 to ensure that paper filters are of the correct grade so that they do not shed fibres.

During service, filters become contaminated with used oil and solid contaminants, therefore the disposal of filters should be carried out strictly in accordance with local regulations. Special consideration will have to be given to filters likely to be contaminated with PCB.

11.2.2.2 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 have to be handled.

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

11.2.2.3 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. (The use of a vacuum dehydrator to remove excessive water from paper insulation systems using oil circulation is not an efficient process. Special techniques may need to be considered.)

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 a maximum surface and minimum thickness of oil to the vacuum.

In addition to removing water, vacuum dehydration will de-gas the oil and may remove some of the more volatile acids and some of the 2-furfural.

11.2.3 Application to electrical equipment

11.2.3.1 Direct reconditioning

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 can be used for switchgear. It is also suitable, too, for the smaller transformers, 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.

11.2.3.2 Reconditioning 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 that has not yet passed through the purifier. The circulation method is particularly useful for removing suspended contaminants, but not all adhering contaminants will 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 having an 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.

It is recommended that the circulation should be performed with the electrical equipment disconnected from the power source. In all cases the oil should be allowed to stand for some time in accordance with the manufacturer's instructions before the equipment is re-energized.

WARNING It is the practice in some countries to perform this process with the transformer energized, but this shall only be done after full risk assessment has been carried out.

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.

11.2.3.3 Sealed instrument transformers

In order to avoid the risk of introducing air into the transformer, which may lead to premature failure, oil reconditioning shall be done strictly in accordance with the manufacturer's instructions pertinent at the time of reconditioning.

11.3 Reclaiming

11.3.1 General

This is a process that eliminates or reduces soluble and insoluble polar contaminants from the oil by chemical and physical processing. Reclamation processes require special competence, equipment and experience. The resulting product should be evaluated on critical parameters to achieve information about process efficiency and to be able to estimate remaining lifetime.

This process may result in oil, which originally conformed to IEC 60296, being restored to an acceptable standard. Reclamation of oils of moderate to high acidity will usually result in oils with a lower oxidation resistance than the original new oil.

Before performing a reclamation process, a laboratory feasibility test is recommended.

There are two types of oil reclaiming: percolation and contact.

11.3.2 Reclaiming by percolation

The full process consists of three consecutive steps.

- 1) The oil, being taken from the bottom of the electrical equipment, is heated to a given temperature and circulated through a filter (to eliminate the particles and suspended solids) being re-delivered to the top.
- 2) It is then circulated through one or more cartridges containing fuller's earth or other suitable material, to eliminate soluble polar contaminants.
- 3) The oil is finally circulated through a reconditioning device (vacuum dehydrator or centrifuge) to eliminate water and gases.

Fuller's earth is an active material containing both internal and external polar active sites, which allow the non-polar components of the oil to pass through without retention but which retains the polar contaminants or degradation compounds dissolved in the oil.

Several different clays are available that have proven suitable for these purposes. The most widely used are of the sepiolite, bentonite, attapulgite or montmorillonite type of which fuller's earth is the most commonly used. They are constituted of silicate anions $[\text{Si}_2\text{O}_5]_n$ condensed with octahedral layers of the type $\text{X}(\text{OH})_2$ where X may be magnesium, aluminium, etc.

Normally, fuller's earth is treated to increase its specific surface area and the concentration and polarity of its Lewis acids. Fuller's earth can be used alone or in combination with other chemicals like trisodium phosphate, activated charcoal and sodium silicate.

The retention of contaminants by adsorbent active sites is, generally, improved by temperature, thus the process normally takes place at 60 °C to 80 °C.

Experience has shown that it is usually necessary to pass the total volume of oil through the adsorbent not less than three times; therefore, equipment of appropriate capacity should be chosen for this purpose. The final number of cycles will depend on the degree of initial contamination and the desired final level for properties.

In the case of highly contaminated equipment, it is usual to transfer all the oil to a suitable clean container, reclaim a small portion of the oil and use it to thoroughly wash the electrical

equipment, especially the windings. This portion of the oil is disposed of according to local regulations, and the remaining oil is then reclaimed as described above.

It is important to bear in mind that a small portion of the oil, less than 5 %, remains absorbed by the adsorbent, thus some unused oil shall be used for topping-up the equipment at the end of the process.

During service the adsorbent becomes contaminated with used oil and solid contaminants, therefore the disposal, or re-activation, of the substance should be carried out strictly in accordance with local regulations. Special consideration will have to be given to adsorbent likely to be contaminated with PCB.

NOTE Some on-line reclaiming and procedures using sorbents or combinations of sorbents and pre-treatment steps have been shown to efficiently remove also corrosive sulphur compounds from oil.

11.3.3 Reclaiming by contact

This process consists of stirring the contaminated oil, in the presence of fuller's earth, in a suitable container. It is not an appropriate system for industrial applications as it needs very long outage periods for the electrical equipment, but may be useful for the recycling of large amounts of waste oils.

Normally this process is used in the laboratory to investigate the feasibility of a reclamation process in a given oil and to estimate the final levels of the properties that can be reached by reclamation in the field.

11.3.4 Renewal of additives

As oil reclamation is performed after the oil its ageing, it is inevitable that the inhibitors (natural or added ones) in the oil are at least partly spent. It is therefore recommended that the additives be replaced in the reclaimed oil after the reclaiming process and before the equipment is re-energized. The most widely used additives are 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC) and 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP). Metal passivators will also be reduced or removed due to their polar nature.

11.4 Decontamination of oils containing PCBs

11.4.1 General

As keeping in service transformers containing PCB-contaminated oil may be permitted by some local regulations, these devices shall not always be considered waste. Should the oil become accidentally contaminated, there are several processes and techniques available for either on-site and off-site decontamination of PCB contaminated oils. These processes are based on chemical reactions between PCBs and the reagent to remove the chlorine present. All PCB decontamination methods, either off-site or on-site, have to be applied by skilled companies complying fully with local regulations.

Off-site decontamination techniques are limited by considerations for the safe transportation of contaminated equipment and liquid to an authorized oil processing facility and are the subject of local regulations.

11.4.2 Dehalogenation processes using sodium and lithium derivatives

These processes are typically applied in batch and use reagents based on metallic sodium, sodium hydride, lithium hydride and additives, for the dehalogenation of PCB in the oil. This type of process is typically run under pressure and medium to high temperature (150 °C to 300 °C). This temperature is higher than the flash point of the oil (140 °C to 150 °C) and therefore introduces subsequent safety risks.

WARNING Proper measures shall be taken to minimize the risk of fire or explosion, especially in the presence of wet oil.

11.4.3 Dehalogenation processes using polyethylene glycol and potassium hydroxide (KPEG)

This process, developed to overcome the problems associated with the use of metallic sodium, uses a liquid reagent based on polyethylene glycol (PEG) and an alkaline metal hydroxide such as potassium hydroxide (KOH). This type of process, which is run at temperatures of 130 °C to 150 °C, has a limited efficiency on some types of contaminants (e.g. Aroclor 1242).

11.4.4 Dehalogenation in continuous mode by closed circuit process

This process uses a solid reagent consisting of a high molecular weight glycol mixture, a mixture of bases and a radical promoter or other catalyst for chemical conversion of organic chlorine to inert salts, on a high surface area particulate support.

This process normally runs at 80 °C to 100 °C and has the capability to decontaminate equipment on-site, through continuous circulation of the oil in a closed system (without draining the oil or using auxiliary tanks), using the solvent capability of the oil for continuous extraction of PCB from solid materials inside the equipment.

NOTE Some dehalogenation processes have been shown to efficiently remove some corrosive sulphur compounds from oil.

12 Replacement of oil in electrical equipment

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 cleaned effectively and subsequently 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 synthetic. It is also essential that the tank and other surfaces be kept free from water.

A final pressure flush with clean oil of known quality has proved beneficial in the removal of fibres and other extraneous material.

It should be noted that possibly up to 10% of the original oil might remain adsorbed in the solid insulation and its contaminants may take some time to migrate into the new oil.

Application of a vacuum extraction procedure has proved valuable in removing other contaminants, provided the equipment can withstand the vacuum.

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 (1 h may be adequate for switchgear and 1 h to 2 h for power transformers both with a nominal system voltage of less than 16 kV).

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

Reference should be made to the equipment manufacturer.

12.3 Replacement of oil in electrical equipment contaminated with PCB

Reference should be made to the equipment manufacturer and local regulations. A full Risk Assessment should be carried out.

13 Passivation

Metal passivator is added as a stock solution, dissolved in insulating oil. Such stock solution is commercially available, but some service providers prepare the stock solution on-site, with oil from the actual unit. The stock solution can be added via an oil processing unit or other suitable equipment.

This treatment is recommended for unused and in-service insulating oil. For in-service oils that fall in fair or poor condition for acidity (Table 5), a case-by-case study is recommended.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013

Annex A (informative)

Evaluating water in oil and insulation

A.1 General

The tools presented in this annex for interpreting the results are applicable only if the following conditions are fulfilled:

- equilibrium exists between oil and paper;
- no abnormal ingress of water (leaks);
- presence of paper in the equipment;
- absence of free water.

A.2 Sampling temperature at or above 20 °C

For the proper interpretation of moisture content and for trending purposes, the analytical result of water content of the oil at a given sampling temperature needs to be corrected to that at a defined temperature. For practical reasons, the defined temperature is set at 20 °C, since below 20 °C the rate of diffusion of water is too slow to achieve equilibrium in operational equipment

The correction formula, as demonstrated by several independent studies (Figure A.1), is:

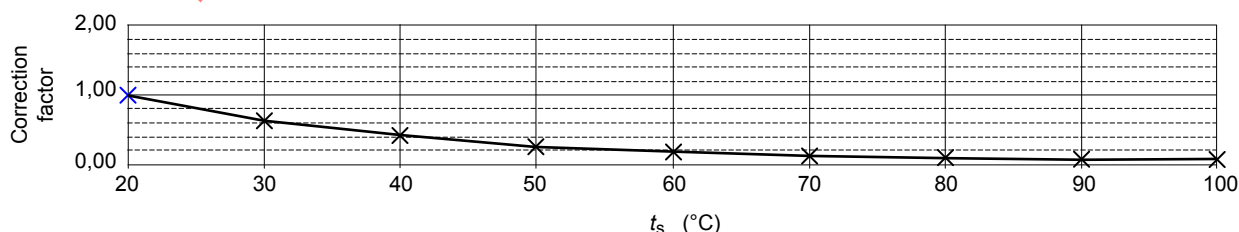
$$f = 2,24e^{(-0,04t_s)} \quad (\text{A.1})$$

where f is the correction factor and t_s is the oil sampling temperature in Celsius.

The oil sampling temperature t_s should be determined by measuring the temperature directly in the oil stream. In the case that top oil indicator readings or corrections for ONAN or OFAF cooling mode are used, this should be explicitly noted.

NOTE 1 Corrected values are valid only for comparing results obtained at different oil temperatures. Actual values of water in oil at sampling points are the measured values, not the corrected ones.

NOTE 2 This formula is not applicable to temperatures below 20 °C.



IEC 2408/12

Figure A.1 – Typical correction factors

EXAMPLE

Measured water content	10 mg/kg
Sampling temperature	40 °C
Correction factor (from the formula given in Clause A.2)	0,45
Corrected dissolved water content ($10 \times 0,45$)	4,5 mg/kg

Water saturation of insulating oil is also very useful for trending. Saturation is the ratio of the water content present in a mineral oil at a certain temperature to the solubility of water in mineral oil at the same temperature, expressed in percent. It can be calculated from known values, obtained by Karl Fischer titration or by on-line moisture sensors.

By way of a guide, the condition of cellulosic insulation referred to oil percent saturation is given in Table A.1 below.

Table A.1 – Guidelines for interpreting data expressed in per cent saturation

Percent saturation water in oil %	Condition of cellulosic insulation
< 5	Dry insulation
> 5, <20	Moderately wet, low numbers indicate fairly dry to moderate levels of water in the insulation. Values toward the upper limit indicate moderately wet insulation
20 to 30	Wet insulation
> 30	Extremely wet insulation
Source: IEEE C57.106:2006 [7]	

Annex B (informative)

Particles

**Table B.1 – Typical contamination levels (particles) encountered on power transformer insulating oil
as measured using IEC 60970 ^a**

Adaption of ISO 4406 (Edition 1999) class	ISO 4406 [8] (Edition 1987) class	Maximum count per 100 ml		Contamination designation	Notes
		5 µm (equal to 6 µm(c))	15 µm (equal to 14 µm(c))		
Up to 10/8/5	Up to 8/5	250	32	Background contamination	Cleanliness requirement for sample bottles filled with clean solvent
11/9/6 to 13/10/7	9/6 to 10/7	1 000	130	Low	Oil cleanliness encountered during factory acceptance test and transformer commissioning (Table 3) ^b
14/11/8 to 17/15/12	11/8 to 15/12	32 000	4 000	Good	Contamination level typical for transformers in service
18/16/13 to 19/17/14	16/13 to 17/14	130 000	16 000	Fair	Contamination level found on a significant number of transformers in service
20/18/15 and above	18/15 and above			Poor	Contamination level rare and usually indicative of abnormal operating conditions
NOTE Considering the field measurements reported by various countries, it is recommended that the contamination level encountered in service should be classified as indicated in this table. A more refined classification would not be realistic in view of the variations that can occur in this type of measurement.					
^a SOURCE: CIGRÉ Technical Brochure 157, June 2000 [4].					
^b Statistical survey has shown that values 15/11/9 are more realistic. The cleanliness requirements may depend on the rating and shall be clarified between customer and manufacturer.					

Annex C (informative)

Test method for determination of sediment and sludge

C.1 Sediment determination

To determine sediment:

- weigh a P 10 glass filter or a suitable 8 µm membrane filter to the nearest 0,1 mg;
- filter 100 g of an homogenized sample of the oil through the glass filter;
- flush the filter with 100 ml of n-heptane in portions until the filter is free from oil;
- dry the filter at 105 °C, weigh the filter and calculate the amount of sediment in %.

C.2 Sludge determination

To determine sludge:

- take 25 g of the filtered oil from the sediment determination;
- follow the procedure for sludge precipitation and calculation described in 1.9.1 of IEC 61125:1992.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013

Bibliography

- [1] BS 6522, *Methods for determination of percentage water saturation of insulating oil*
- [2] CIGRE Technical Brochure 227, 2003 “*Life Management Techniques for Power Transformer*”
- [3] CIGRE Technical Brochure 349, 2008 “*Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation Systems*”
- [4] CIGRE Technical Brochure 157, 2000 “*Effect of particles on transformer dielectric strength*”
- [5] CIGRE Technical Brochure 378, 2009 “*Copper Sulphide in Transformer Insulation*”
- [6] CIGRE Technical Brochure 413, 2010. “*Insulating Oil Reclamation and Dechlorination*”
- [7] IEEE C57.106:2002, *Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*
- [8] ISO 4406:1987, *Hydraulic fluid power – Fluids – Method for coding level of contamination by solid particles*

Non-cited references

- [9] IEC 60567, *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases – Guidance*
 - [10] IEC 60599, *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*
 - [11] IEC 61198, *Mineral insulating oils – Methods for the determination of 2-furfural and related compounds*
 - [12] ISO 4407, *Hydraulic fluid power – Fluid contamination – Determination of particulate contamination by the counting method using an optical microscope*
 - [13] ISO 4793, *Laboratory sintered (fritted) filters – Porosity grading, classification and designation*
 - [14] ISO 6247, *Petroleum products – Determination of foaming characteristics of lubricating oils*
 - [15] ISO 12185, *Crude petroleum and petroleum products – Determination of density – Oscillating U-tube method*
 - [16] ISO Guide 73, *Risk management – Vocabulary*
 - [17] ASTM D 5185: *Standard Test Method for Determination of Additive Elements, Wear Metals, and Contaminants in Used Lubricating Oils and Determination of Selected Elements in Base Oils by Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry (ICP-AES)*
-

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	49
INTRODUCTION.....	51
1 Domaine d'application	53
2 Références normatives.....	53
3 Termes et définitions	54
4 Propriétés et détérioration/dégradation de l'huile.....	55
5 Essais des huiles et leur signification	56
5.1 Généralités.....	56
5.2 Couleur et aspect.....	57
5.3 Tension de claquage	57
5.4 Teneur en eau	57
5.4.1 Généralités.....	57
5.4.2 Eau dans l'huile	58
5.4.3 Teneur en eau dans le système huile/papier	59
5.4.4 Interprétation des résultats	60
5.5 Acidité.....	60
5.6 Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et résistivité	60
5.7 Teneur en inhibiteur et stabilité à l'oxydation.....	63
5.7.1 Stabilité à l'oxydation	63
5.7.2 Surveillance des huiles non inhibées	63
5.7.3 Surveillance des huiles inhibées.....	63
5.8 Dépôts et boues	63
5.9 Tension interfaciale (TIF)	64
5.10 Comptage des particules.....	64
5.11 Point d'éclair	65
5.12 Compatibilité des huiles isolantes.....	65
5.13 Point d'écoulement.....	66
5.14 Masse volumique	66
5.15 Viscosité	66
5.16 Polychlorobiphényles (PCB)	66
5.17 Soufre corrosif.....	66
5.18 Disulfure de dibenzyle (<i>Dibenzyl disulphide</i> , DBDS)	67
5.19 Passivant	68
6 Prélèvement d'échantillon dans le matériel.....	68
7 Catégories de matériels.....	68
8 Evaluation de l'huile minérale isolante dans les matériels à l'état neuf	69
9 Evaluation de l'huile en service	70
9.1 Généralités.....	70
9.2 Fréquence des examens de l'huile en service	71
9.3 Procédures d'essais	72
9.3.1 Généralités.....	72
9.3.2 Essais sur site	72
9.3.3 Essais en laboratoire	73
9.4 Classification des états des huiles en service.....	73
9.5 Action corrective	73

10	Traitement et stockage	80
11	Traitement	81
11.1	AVERTISSEMENT	81
11.2	Retraitement	82
11.2.1	Généralités	82
11.2.2	Matériel de retraitement	83
11.2.3	Application aux matériels électriques	84
11.3	Régénération	85
11.3.1	Généralités	85
11.3.2	Régénération par percolation	85
11.3.3	Régénération par contact	86
11.3.4	Renouvellement des additifs	86
11.4	Décontamination des huiles contenant du polychlorobiphényle (PCB)	86
11.4.1	Généralités	86
11.4.2	Procédés de déshalogénéation utilisant des dérivés de sodium et de lithium	87
11.4.3	Procédés de déshalogénéation utilisant du polyéthylène glycol et de l'hydroxyde de potassium (KPEG)	87
11.4.4	Déshalogénéation en mode continu par un procédé en circuit fermé	87
12	Remplacement de l'huile dans le matériel électrique	87
12.1	Remplacement de l'huile dans les transformateurs de tension assignée inférieure à 72,5 kV et dans les appareillages de connexion et les matériels associés	87
12.2	Remplacement de l'huile dans les transformateurs de tension assignée supérieure ou égale à 72,5 kV	88
12.3	Remplacement de l'huile dans le matériel électrique contaminé par les PCB	88
13	Passivation	88
	Annexe A (informative) Évaluation de l'eau dans l'huile et dans l'isolation	89
	Annexe B (informative) Particules	91
	Annexe C (informative) Méthode d'essai pour la détermination des dépôts et des boues	92
	Bibliographie	93
	Figure 1 – Exemple de variation de la teneur en eau à saturation, en fonction de la température et de l'acidité de l'huile, pour une huile isolante originellement conforme à la CEI 60296	59
	Figure 2 – Exemple de variation de la résistivité en fonction de la température pour les huiles isolantes	62
	Figure A.1 – Facteurs de correction types	89
	Tableau 1 – Essais des huiles minérales isolantes en service	56
	Tableau 2 – Catégories de matériels	68
	Tableau 3 – Limites conseillées pour les huiles minérales isolantes après remplissage de matériels électriques neufs et avant leur mise sous tension	70
	Tableau 4 – Fréquences d'essais ^a conseillées ^a	72
	Tableau 5 – Application et interprétation des essais (1 de 5)	75
	Tableau 6 – Résumé des actions types	80
	Tableau 7 – Conditions pour le traitement des huiles isolantes minérales inhibées et/ou contenant des passivants	83

Tableau A.1 – Guide pour l'interprétation des données exprimées en pourcentage de saturation	90
Tableau B.1 – Niveaux de contamination typiques (particules) rencontrés dans les huiles isolantes de transformateurs de puissance, mesurées avec la CEI 60970.....	91

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

HUILES MINÉRALES ISOLANTES DANS LES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES – LIGNES DIRECTRICES POUR LA MAINTENANCE ET LA SURVEILLANCE

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 60422 a été établie par le comité d'études 10 de la CEI: Fluides pour applications électrotechniques.

Cette quatrième édition annule et remplace la troisième édition, publiée en 2005, et constitue une révision technique.

Les modifications principales par rapport à l'édition précédente sont les suivantes:

Cette nouvelle édition représente une révision importante de la troisième édition, qui a pour objet d'aligner la présente norme sur les derniers développements de la surveillance de l'état de l'huile, contenant de nouvelles limites pour les paramètres relatifs aux huiles, les actions correctives suggérées dans les tableaux et de nouvelles méthodes d'essais.

Les limites d'action pour tous les essais effectués sur les huiles ont été mises à jour et des changements ont été faits lorsque c'était nécessaire pour permettre à des utilisateurs

d'employer la méthodologie courante et de se conformer aux exigences et aux règlements affectant la sécurité et les aspects environnementaux.

Cette norme incorpore, également, les modifications introduites dans les normes associées depuis que la troisième édition a été publiée.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
10/894/FDIS	10/896/RVD

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

Le contenu du corrigendum de décembre 2013 a été pris en considération dans cet exemplaire.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013

INTRODUCTION

Les huiles minérales isolantes sont présentes dans les matériels électriques utilisés dans la génération, la transmission, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique, ce qui fait que la quantité d'huile en service, à travers le monde, s'élève à des centaines de millions de kilogrammes.

La surveillance et l'entretien de la qualité des huiles sont essentiels pour assurer le bon fonctionnement des équipements électriques remplis d'huile. À cette fin, des recueils d'instructions ont été établis par les autorités responsables de l'alimentation en électricité, les sociétés de distribution d'électricité et les industries dans de nombreux pays.

L'examen de l'expérience actuelle révèle une grande diversité dans les procédures et les critères. Cependant, il est possible de comparer la valeur et la signification des différents essais normalisés concernant les huiles et de recommander des critères uniformes pour l'évaluation des résultats d'essais.

Lorsqu'un certain niveau de détérioration de l'huile est dépassé (par dégradation ou par contamination), les marges de sécurité sont réduites et il convient de poser la question du risque d'une défaillance prématurée. Même si l'évaluation de ce risque est très difficile, une première étape consiste à identifier les effets potentiels d'une dégradation accrue. La philosophie sous-jacente à la présente norme est de fournir aux utilisateurs des bases aussi larges que possible pour comprendre pourquoi la qualité des huiles se dégrade, afin qu'ils puissent prendre, en connaissance de cause, des décisions éclairées quant aux procédures d'inspection et d'entretien.

Les huiles minérales neuves sont des ressources limitées et il convient de les manipuler en gardant cela à l'esprit. Les huiles minérales usagées sont considérées comme des déchets contrôlés selon la plupart des réglementations. Si des déversements se produisent, ceux-ci peuvent avoir des incidences négatives sur l'environnement, particulièrement si l'huile est contaminée par des polluants organiques persistants tels que les polychlorobiphényles (PCB).

La présente Norme internationale, quoique techniquement valide, a été établie principalement pour servir de base à l'élaboration par les utilisateurs de codes de pratique plus complets et plus spécifiques, tenant compte des circonstances locales. Il y aura lieu d'établir des avis techniques sérieux pour définir le meilleur compromis entre les exigences techniques et les facteurs économiques.

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

Avertissement général

La présente Norme internationale n'est pas censée aborder tous les problèmes de sécurité associés à son utilisation. Il incombe à l'utilisateur de la présente norme d'établir les pratiques sanitaires et de sécurité appropriées et de déterminer l'applicabilité des limites réglementaires avant utilisation.

Il convient de manipuler les huiles minérales et leurs additifs, qui font l'objet de la présente norme, dans le respect de l'hygiène personnelle. Un contact direct avec les yeux peut provoquer une légère irritation. Dans le cas d'un contact oculaire, il convient d'effectuer un lavage avec une grande quantité d'eau courante propre et de consulter un médecin. Pour plus d'information, se reporter à la fiche de données de sécurité fournie par le fabricant. Certains essais référencés dans la présente norme impliquent l'utilisation de processus pouvant entraîner des situations dangereuses. L'attention est attirée sur les normes applicables en tant que lignes directrices.

Environnement

La présente norme est applicable aux huiles minérales, aux produits chimiques et aux récipients d'échantillons usagés.

L'attention est attirée sur le fait que, au moment de la rédaction de la présente norme, quelques huiles minérales en service sont reconnues comme étant contaminées à un certain degré par des PCB.

Pour cette raison, il convient de prendre des mesures de sécurité pour éviter des risques aux travailleurs, au public et à l'environnement pendant la durée de vie des équipements concernés, en contrôlant de manière stricte les fuites et les émissions. Il convient de procéder à l'élimination ou à la décontamination de ces huiles rigoureusement selon les réglementations locales. Il convient de prendre toutes les précautions pour prévenir tout rejet d'huile minérale dans l'environnement.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013

HUILES MINÉRALES ISOLANTES DANS LES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES – LIGNES DIRECTRICES POUR LA MAINTENANCE ET LA SURVEILLANCE

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale donne les lignes directrices pour la surveillance et la maintenance de la qualité des huiles isolantes dans les appareils électriques.

La présente norme est applicable aux huiles minérales isolantes, satisfaisant à l'origine aux exigences de la CEI 60296, et présentes dans les transformateurs, appareillages de connexion et appareils électriques similaires, pour lesquels la prise d'échantillons d'huile est possible, et auxquels les conditions normales d'exploitation prévues dans les spécifications du matériel sont appliquées.

Cette norme est également destinée à d'aider le personnel d'exploitation à évaluer l'état de l'huile des matériels et à la maintenir en état d'être utilisée. Elle fournit également une base commune à l'élaboration de codes de pratique locaux plus complets et plus spécifiques.

La norme inclut des recommandations sur les essais et les procédures d'évaluation, et indique des procédés de retraitement et de régénération de l'huile, et de décontamination de l'huile contaminée par les PCB.

NOTE Le contrôle de l'état des matériels électriques, par exemple par l'analyse des gaz dissous et des dérivés furaniques, ou par tout autre moyen, ne fait pas partie du domaine d'application de la présente Norme.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 60156, *Isolants liquides – Détermination de la tension de claquage à fréquence industrielle – Méthode d'essai*

CEI 60247, *Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu*

CEI 60296:2012, *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion*

CEI 60475, *Méthode d'échantillonnage des diélectriques liquides*

CEI 60666:2010, *Détection et dosage d'additifs spécifiques présents dans les huiles minérales isolantes*

CEI 60814, *Isolants liquides – Cartons et papiers imprégnés d'huile – Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fisher automatique*

CEI 60970, *Isolants liquides – Méthodes de détermination du nombre et de la taille des particules*

CEI 61125:1992, *Isolants liquides neufs à base d'hydrocarbures – Méthodes d'essai pour évaluer la stabilité à l'oxydation*

CEI 61619, *Isolants liquides – Contamination par les polychlorobiphényles (PCB) – Méthode de détermination par chromatographie en phase gazeuse sur colonne capillaire*

CEI 62021-1, *Liquides isolants – Détermination de l'acidité – Partie 1: Titrage potentiométrique automatique*

CEI 62021-2, *Liquides isolants – Détermination de l'acidité – Partie 2: Titrage colorimétrique*

CEI 62535:2008, *Liquides isolants – Méthode d'essai pour la détection du soufre potentiellement corrosif dans les huiles usagées et neuves*

CEI 62697-1:2012, *Méthodes d'essai pour la détermination quantitative des composés de soufre corrosif dans les liquides isolants usagés et neufs – Partie 1: Méthode d'essai pour la détermination quantitative du disulfure de dibenzyle (DBDS)*

ISO 2049, *Produits pétroliers – Détermination de la couleur (échelle ASTM)*

ISO 2719, *Détermination du point d'éclair – Méthode Pensky-Martens en vase clos*

ISO 3016, ISO 3016, *Petroleum products – Determination of pour point* (disponible en anglais seulement)

ISO 3104, *Produits pétroliers – Liquides opaques et transparents – Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique*

ISO 3675, *Pétrole brut et produits pétroliers liquides – Détermination en laboratoire de la masse volumique – Méthode à l'aréomètre*

ISO 4406:1999, *Transmissions hydrauliques – Fluides – Méthode de codification du niveau de pollution particulaire solide*

EN 14210, *Agents de surface – Détermination de la tension interfaciale des solutions d'agents de surface par la méthode à l'anneau ou l'étrier*

ASTM D971, *Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method*

ASTM D1275:2006, *Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Oils*

DIN 51353, *Testing of insulating oils; Detection of corrosive sulphur; Silver strip test*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les définitions suivantes s'appliquent.

3.1

réglementations locales

réglementations pertinentes liées à un processus particulier dans le pays concerné

Note 1 à l'article: De telles réglemantations peuvent être définies par la législation locale, régionale ou nationale, ou même par le propriétaire ou l'opérateur du matériel lui-même. Il y a lieu de toujours prendre en considération les plus sévères de toute combinaison de celles-ci. Il est de la responsabilité de chaque utilisateur de cette norme de se familiariser lui-même avec les règlements applicables à sa situation. De tels règlements peuvent concerner

des questions opérationnelles, environnementales ou d'hygiène et de sécurité. Généralement, une évaluation détaillée du risque sera nécessaire.

3.2

essais de routine (Groupe 1)

essais minimums demandés pour surveiller l'huile et pour s'assurer qu'elle peut continuer à être utilisée

Note 1 à l'article: Si les résultats de ces essais ne dépassent pas les limites recommandées pour agir, ordinairement aucun autre essai n'est considéré nécessaire jusqu'à la prochaine inspection régulièrement prévue, mais, lorsque certaines conditions sont constatées, il peut être plus prudent de procéder à des essais complémentaires.

3.3

essais complémentaires (Groupe 2)

essais additionnels qui peuvent être réalisés pour obtenir d'autres informations plus spécifiques sur la qualité de l'huile, et être utilisés pour aider à l'évaluation de l'huile en vue de poursuivre son utilisation en service

3.4

essais d'investigation spéciaux (Groupe 3)

essais principalement utilisés pour déterminer l'adéquation de l'huile avec le type de matériel en service, et pour s'assurer de sa conformité aux considérations environnementales et opérationnelles

3.5

retraitement

procédé qui élimine ou réduit les gaz, l'eau, les particules et les contaminants solides par traitement uniquement physique

3.6

régénération

procédé qui élimine ou réduit les contaminants polaires, solubles et insolubles, de l'huile par des moyens chimiques et physiques

3.7

décontamination des polychlorobiphényles (PCB)

procédé qui élimine ou réduit la contamination de l'huile minérale par les PCB

4 Propriétés et détérioration/dégradation de l'huile

La fiabilité des performances d'une huile minérale isolante dans un système d'isolation dépend de certaines caractéristiques de l'huile de base qui peuvent affecter la performance globale 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, en particulier:

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

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 l'air, et est ainsi soumise à l'oxydation. Les températures élevées accélèrent la dégradation. La présence de métaux, de

dérivés organo-métalliques, ou des deux, peut agir comme catalyseur d'oxydation. Il peut se produire un changement de couleur, une formation de produits acides et, à un stade avancé d'oxydation, une précipitation de boues. Les propriétés diélectriques et, dans des cas extrêmes, les propriétés thermiques peuvent en être affectées.

En plus des produits d'oxydation, d'autres agents contaminants indésirables, tels que l'eau, des particules solides, des produits polaires solubles, peuvent s'accumuler 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 décrit dans le Tableau 1.

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

5 Essais des huiles et leur signification

5.1 Généralités

Un grand nombre d'essais peut être réalisé sur les huiles minérales isolantes dans les matériels électriques. Les essais donnés au Tableau 1 et discutés dans les paragraphes 5.2 à 5.19 sont considérés comme suffisants pour déterminer si l'état de l'huile est satisfaisant pour poursuivre son exploitation, et pour suggérer le type d'action corrective nécessaire, s'il y a lieu. Les essais ne sont pas donnés par ordre de priorité.

Tableau 1 – Essais des huiles minérales isolantes en service

Propriété	Groupe ^a	Paragraphe	Méthode
Couleur et aspect	1	5.2	ISO 2049
Tension de claquage	1	5.3	CEI 60156
Teneur en eau	1	5.4	CEI 60814
Acidité (indice de neutralisation)	1	5.5	CEI 62021-1 ou CEI 2021-2
Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et résistivité	1	5.6	CEI 60247
Teneur en inhibiteur ^b	1	5.7	CEI 60666
Dépôts Boues	2	5.8	Annexe C de la présente norme
Tension interfaciale (TIF) ^c	2	5.9	ASTM D971 EN 14210
Particules (nombre et tailles) ^c	2	5.10	CEI 60970
Stabilité d'oxydation ^c	3	5.7	CEI 61125
Point d'éclair ^d	3	5.11	ISO 2719
Compatibilité ^d	3	5.12	CEI 61125
Point d'écoulement ^d	3	5.13	ISO 3016
Masse volumique ^d	3	5.14	ISO 3675
Viscosité ^d	3	5.15	ISO 3104
Teneur en polychlorobiphényles (PCB)	3	5.16	CEI 61619
Soufre corrosif ^c	3	5.17	CEI 62535 ASTM D1275:2006, Méthode B DIN 51353
Teneur en disulfure de dibenzyle (DBDS)	3	5.18	CEI 62697-1

Propriété	Groupe ^a	Paragraphe	Méthode
Teneur en passivant ^b	3	5.19	Annexe B de la CEI 60666:2010

^a Le Groupe 1 correspond aux essais de routine, le Groupe 2 aux essais complémentaires, le Groupe 3 aux essais d'investigation spéciaux.

^b Limité aux huiles inhibées ou passivées.

^c Nécessaire uniquement dans des circonstances spéciales; voir paragraphe applicable.

^d N'est pas essentiel, mais peut être utilisée pour établir l'identification type.

5.2 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 critique, mais elle peut être très utile pour une évaluation comparative. 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 dépôts, signe de la présence d'eau libre, de boues insolubles, de particules de carbone, de fibres, de poussières ou d'autres contaminants.

5.3 Tension de claquage

La tension de claquage est une mesure de la capacité de l'huile à supporter les contraintes électriques, et a une importance primordiale pour que l'équipement électrique puisse fonctionner en toute sécurité. Elle dépend fortement de la température à laquelle le prélèvement a eu lieu (5.4.3 et 5.4.4).

Une huile sèche et propre est caractérisée par une tension de claquage intrinsèquement élevée. L'eau libre et les particules solides, en particulier lorsque ces dernières sont associées à des teneurs en eau dissoute élevées, ont tendance à migrer vers les 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'éléments contaminants tels que l'eau ou des particules. Une faible valeur de tension de claquage peut indiquer la présence d'un ou de plusieurs d'entre eux. Cependant, une tension de claquage élevée ne constitue pas un indice formel de l'absence de contamination.

Les valeurs de la tension de claquage ne sont significatives que si l'huile a été échantillonnée à la température de fonctionnement du transformateur. Les échantillons prélevés à moins de 20 °C peuvent donner une vue optimiste de l'état du transformateur lorsqu'ils sont analysés à température ambiante. Il convient de surveiller plus souvent la tension de claquage des unités de rechange qui sont restées longtemps hors service puis sont à nouveau mises sous tension, et ce jusqu'à ce que le transformateur ait atteint un régime stable.

5.4 Teneur en eau

5.4.1 Généralités

En fonction de la quantité d'eau, de la température du système d'isolation et de l'état de l'huile, la teneur en eau des huiles isolantes influence:

- la tension de claquage de l'huile;
- l'isolation solide;
- et la tendance au vieillissement de l'isolation liquide et solide.

La teneur en eau dans les isolants liquide et solide a ainsi un impact significatif sur les conditions de fonctionnement réelles et la durée de vie du transformateur.

Il y a deux principales sources d'augmentation de l'eau dans l'isolation des transformateurs:

- la pénétration d'humidité provenant de l'atmosphère;
- la dégradation de l'isolation.

L'eau est transférée dans le matériel électrique immergé dans l'huile par le liquide d'isolation. L'eau est présente dans l'huile sous une forme dissoute et peut également être présente comme hydrate adsorbé par les produits de vieillissement polaires (eau fixée). Les particules, telles que des fibres de cellulose, peuvent fixer de l'eau.

5.4.2 Eau dans l'huile

La solubilité de l'eau dans l'huile (W_s), exprimée en mg/kg, dépend de l'état de l'huile, de la température et du type d'huile. La teneur en eau absolue (W_{abs}) est indépendante de la température, du type et de l'état de l'huile et sa valeur exprimée en mg/kg. W_{abs} peut être mesurée selon la CEI 60814. La teneur en eau relative (W_{rel}) est définie par le rapport W_{abs}/W_s et le résultat est donné en pourcentage. La teneur en eau relative peut être évaluée au moyen d'une méthode appropriée telle que celle de la BS 6522 [1]¹ ou en ligne au moyen de capteurs capacitifs [2]. Il convient de déterminer la solubilité de l'eau (W_s) à la même température que celle de l'huile lors de son prélèvement. À titre informatif, l'état de l'isolation cellulosique en fonction du pourcentage de saturation de l'huile est donné dans le Tableau A.1.

À des teneurs en eau au-dessus du niveau de saturation de l'huile, c'est-à-dire lorsque $W_{abs} > W_s$ (ou $W_{rel} > 100\%$), l'excès d'eau ne peut rester dissous dans l'huile et de l'eau libre peut apparaître sous la forme d'un « brouillard » ou de gouttelettes troublant l'huile.

Habituellement, la température est mesurée directement dans le flot du prélèvement d'huile. Dans le cas où la mesure du capteur en haut de cuve est utilisée, ou si des corrections sont appliquées pour les modes de refroidissement ONAN (huile naturelle, l'air naturel) ou OFAF (huile forcé, air forcé), il convient de l'indiquer explicitement.

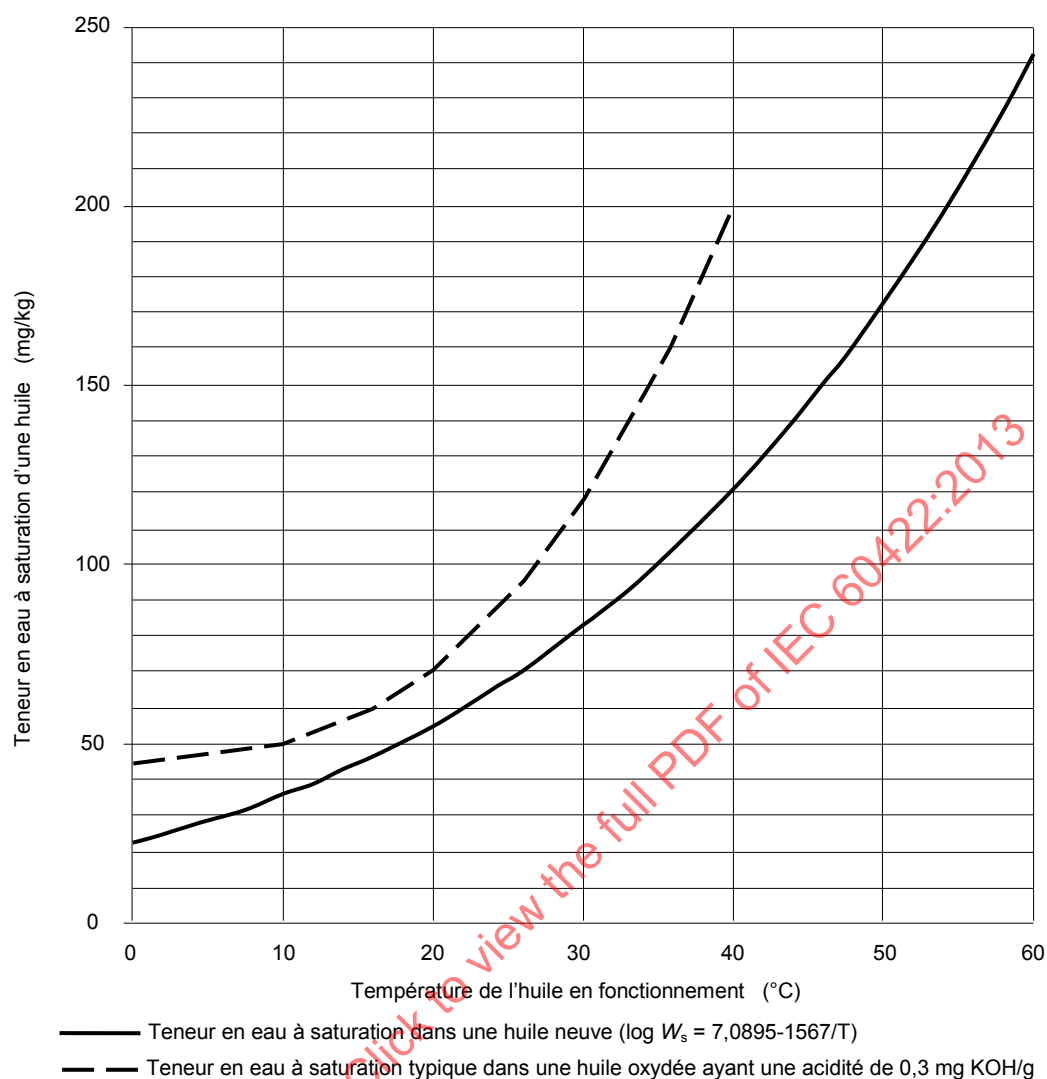
La teneur en eau d'une huile est directement proportionnelle à sa concentration en eau relative (saturation relative) jusqu'au niveau de saturation. La dépendance à la température de la solubilité de l'eau dans l'huile (W_s) est exprimée par:

$$W_s = W_{oil} e^{(-B/T)} \quad (1)$$

où T est la température de l'huile au point d'échantillonnage en Kelvin. W_{oil} et B sont des constantes qui sont similaires pour beaucoup d'huiles de transformateur, mais qui peuvent être différentes pour quelques produits, principalement en raison de différences dans leurs contenus en aromatiques. Si de l'eau libre est présente, une partie de celle-ci peut se transférer dans l'eau dissoute à des températures élevées.

À mesure qu'une huile s'oxyde, les quantités de sous-produits de vieillissement polaires augmentent, et la solubilité de l'eau, qui dépend aussi du type d'huile, augmente également. La solubilité de l'eau dans des huiles très vieilles peut être beaucoup plus importante que la solubilité dans des huiles neuves (Figure 1). Il convient de considérer chaque huile séparément, car il n'existe pas de formule de calcul universelle.

¹ Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie.



IEC 2406/12

Figure 1 – Exemple de variation de la teneur en eau à saturation, en fonction de la température et de l'acidité de l'huile, pour une huile isolante originellement conforme à la CEI 60296

5.4.3 Teneur en eau dans le système huile/papier

Les transformateurs sont séchés pendant le processus de fabrication, jusqu'à ce que les mesures ou les pratiques normalisées donnent un taux d'humidité dans l'isolation cellulosique inférieur à 0,5 % ou 1,0 %, selon les exigences de l'acheteur et du constructeur. Après le séchage initial, la teneur en humidité du système d'isolation augmente en fonction des conditions environnementales et/ou des conditions de fonctionnement.

Dans un transformateur, la quantité totale d'eau présente se répartit entre le papier et l'huile, de telle sorte que la majeure partie de l'eau se trouve dans le papier. De faibles variations de température modifient de façon significative la teneur en eau de l'huile mais très peu celle du papier.

Lorsqu' un transformateur fonctionne à une température constante relativement élevée et pendant une longue période, un équilibre thermodynamique entre l'eau absorbée par la cellulose et l'eau dissoute dans l'huile peut pratiquement s'établir. Cet équilibre dépend de la température de sorte que, lors d'une élévation de température, une plus grande quantité d'eau diffuse depuis le papier vers l'huile. Cependant, si la température de l'huile n'est pas

suffisante, cet équilibre n'est pas atteint car la vitesse de diffusion de l'eau vers l'huile depuis l'isolation cellulosique trop faible.

La détermination de la teneur en eau dans le papier d'un transformateur à partir de la mesure de l'eau dans l'huile a été fréquemment décrite, mais les résultats pratiques concordent rarement avec les prévisions théoriques. Les procédés de séchage du papier peuvent ne pas retirer autant d'eau que ce qui a été calculé.

Tous les calculs et corrélations entre les teneurs en eau dans l'huile et dans le système huile/papier dépendent de l'état d'équilibre entre l'huile isolante et le complexe huile/papier imprégné, et vice versa. Cet équilibre est influencé par de nombreux facteurs tels que la différence de température entre l'huile et le système cellulose/huile. Le calcul de la teneur en eau du papier/carton par la détermination de l'eau dans l'huile a été examiné dans plusieurs études et publications (voir Annexe A).

5.4.4 Interprétation des résultats

Il existe une relation étroite entre la tension de claquage et la teneur en eau. Ces deux caractéristiques dépendent de la température, aussi est-il plus instructif de les mesurer à différentes températures du transformateur pour permettre une évaluation fiable de l'humidité dans le système d'isolation huile-papier. L'interprétation de la teneur en eau dans l'huile est étroitement liée à la température d'échantillonnage déterminée en mesurant la température directement dans le flot d'huile. Si l'on utilise les corrections de température du capteur en haut de cuve (*top oil temperature indicator*, OTI), pour les modes de refroidissement ONAN ou OFAF, il convient de le noter explicitement.

Pour les transformateurs ayant une charge relativement stable, un calcul de normalisation de la teneur en eau à 20 °C peut être utile pour établir la tendance. La procédure est décrite à l'Annexe A.

5.5 Acidité

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

L'acidité d'une huile usagée est due à la formation de produits d'oxydation acides. Les acides et autres produits d'oxydation, conjointement avec l'eau et les contaminants solides, affectent les propriétés diélectriques et autres de l'huile. Les acides ont un impact sur la dégradation des matériaux cellulosiques et peuvent également être responsables de la corrosion des parties métalliques d'un transformateur.

Le taux d'augmentation de l'acidité d'une huile en service est un bon indicateur de sa vitesse de vieillissement. Le niveau d'acidité est utilisé comme un guide général pour déterminer à quel moment il convient de remplacer ou de régénérer l'huile.

Généralement, une huile inhibée ne présente pas d'augmentation significative de son acidité par rapport à sa valeur d'origine tant que sa teneur en inhibiteur est suffisante.

5.6 Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et résistivité

Ces caractéristiques sont très sensibles à la présence dans l'huile de contaminants polaires solubles, de produits de vieillissement ou de substances colloïdales. Des variations du niveau de contamination peuvent être détectées par le suivi de ces paramètres, même pour de faibles teneurs en ces contaminants que les méthodes chimiques ne peuvent détecter.

Les limites acceptables pour ces caractéristiques dépendent en grande partie du type de matériel concerné. Cependant, des valeurs élevées du FDD, ou des valeurs de résistivité faibles, peuvent avoir une influence nuisible sur les pertes diélectriques et/ou la résistance d'isolement des matériels électriques.

Il existe une relation habituelle entre le FDD et la résistivité, celle-ci diminuant quand le FDD augmente. Il n'est pas normalement nécessaire de pratiquer les deux essais sur une même huile, et généralement le FDD est l'essai le plus utilisé. La résistivité et le FDD sont liés à la température et à l'humidité; la Figure 2 illustre les modifications typiques de la résistivité en fonction de la température et de l'humidité pour les huiles isolantes supposées exemptes de contamination solide.

On peut obtenir des informations supplémentaires utiles en mesurant la résistivité ou le FDD à température ambiante et à une température plus élevée, par exemple 90 °C.

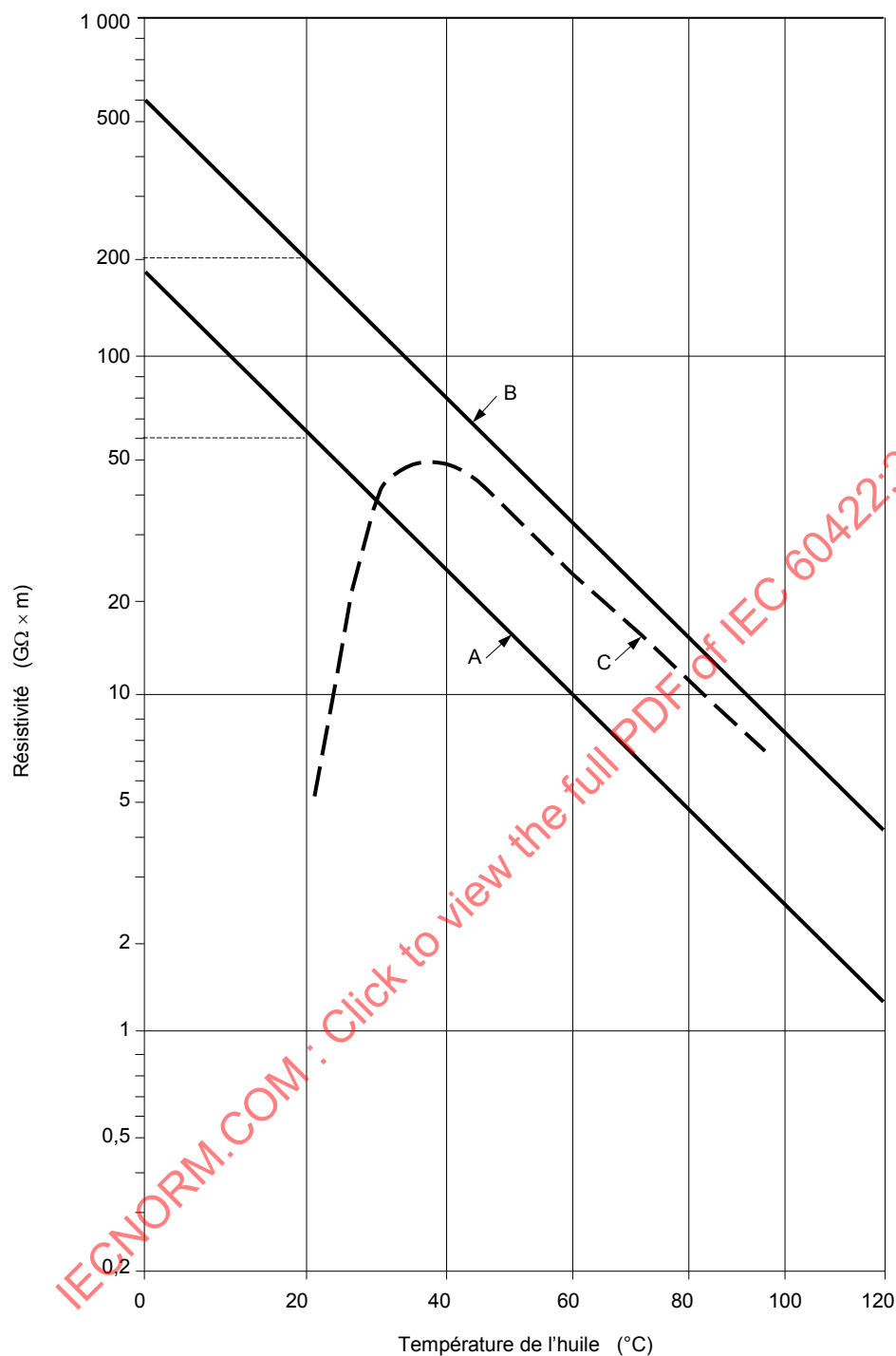
Dans le cas des transformateurs de mesure à haute tension et à très haute tension, une attention particulière doit être portée au facteur de dissipation diélectrique (FDD) car on a signalé qu'une valeur plus élevée de FDD peut conduire à un emballement thermique, conduisant lui-même à une défaillance.

Les huiles classées comme "satisfaisantes" (voir 9.4) auront des caractéristiques semblables aux courbes A et B de la Figure 2 et produiront des résultats satisfaisants lors d'essais à hautes et basses températures.

Les huiles classées "mauvaises" (voir 9.4) auront des caractéristiques semblables à la courbe C et produiront des résultats d'essais satisfaisants à 90 °C, associés à une valeur non acceptable à basse température. C'est un indice de présence d'eau ou de produits de dégradation/détérioration précipitables à froid mais en quantité non significative au regard d'une dégradation chimique ou d'une contamination généralisées. L'obtention de résultats insuffisants aux deux températures indique une contamination plus importante, et qu'un retraitement ne permettra peut-être pas de ramener l'huile à un niveau de qualité acceptable.

La mesure de la résistivité est également considérée utile pour contrôler les huiles en service, car elle s'est avérée être à peu près proportionnelle aux acides dus à l'oxydation et être affectée par les contaminants indésirables tels que les sels métalliques et l'eau. Les autres composés présents dans les huiles usagées, qui peuvent affecter la résistivité, comprennent des aldéhydes, des cétones et des alcools. Une augmentation de la température réduit la résistivité, comme le fait l'eau qui a précipité à basse température lorsque le point de saturation est dépassé.

Il a été observé dans des transformateurs de mesure que certains types d'huile peuvent subir une énorme augmentation du facteur de dissipation diélectrique (FDD) après une très courte période d'oxydation, conduisant à la défaillance de l'équipement. Il est donc recommandé de mesurer le facteur de dissipation diélectrique (FDD) de l'huile neuve après l'avoir soumise à une courte période d'oxydation selon la Méthode C de la CEI 61125:1992 pour vérifier que l'huile satisfait à cette application.



Ligne A: Huile sèche ayant une résistivité de 60 $G\Omega \times m$ à 20 $^{\circ}C$.
 Ligne B: Huile sèche ayant une résistivité de 200 $G\Omega \times m$ à 20 $^{\circ}C$.
 Ligne C: Huile humide atteignant sa saturation en eau à 35 $^{\circ}C$.

NOTE Dans les transformateurs en service, il est peu probable que le comportement de la ligne C se produise dans les enroulements; on l'observera plutôt le long des parois de la cuve ou sur d'autres surfaces très froides.

Figure 2 – Exemple de variation de la résistivité en fonction de la température pour les huiles isolantes

5.7 Teneur en inhibiteur et stabilité à l'oxydation

5.7.1 Stabilité à l'oxydation

La stabilité à l'oxydation correspond à la capacité de l'huile minérale isolante neuve à résister à l'oxydation sous contrainte thermique et en présence d'oxygène et de cuivre catalyseur. Elle fournit des informations générales sur l'espérance de vie de l'huile dans les conditions de fonctionnement du matériel électrique. Cette propriété est définie comme étant la résistance à la formation de composés acides, de dépôts et des composés influençant le facteur de dissipation diélectrique (FDD), dans les conditions données. Pour les huiles conformes à la CEI 60296, ces conditions sont détaillées dans la Méthode C de la CEI 61125:1992 et les limites d'une performance acceptable (huile neuve) dans la CEI 60296.

La propriété dépend principalement du processus de raffinage et de la manière dont il est appliqué sur une matière première donnée. Les huiles minérales raffinées contiennent, à un degré variable, des composés naturels agissant comme des antioxydants. Ceux-ci sont définis comme antioxydants naturels. Les huiles contenant uniquement des antioxydants naturels sont désignées comme huiles non inhibées.

On peut ajouter des agents antioxydants synthétiques pour augmenter la stabilité d'oxydation. Dans les huiles de transformateurs, ceux-ci sont principalement de type phénolique et les produits courants généralement acceptés sont le 2,6-di-tert-butyl-paracrésol (DBPC) et le 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP). L'efficacité des additifs antioxydants changera suivant la composition chimique de l'huile de base.

Pour déterminer la stabilité à l'oxydation, les essais indiqués dans la CEI 61125:1992, Méthode C, peuvent être utilisés. Comme ces essais sont conçus pour les huiles neuves, l'interprétation des résultats d'essai peut être difficile lorsque le vieillissement est effectué sur une huile en service. Néanmoins on utilise occasionnellement cet essai pour évaluer une huile dans un matériel électrique neuf avant sa mise sous tension.

5.7.2 Surveillance des huiles non inhibées

L'oxydation des huiles non inhibées est normalement suivie via la formation de composés acides et de dépôts solubles et insolubles. L'augmentation du facteur de dissipation diélectrique (FDD) et la réduction de la tension interfaciale (TIF) sont également des signes d'oxydation des huiles isolantes (voir 5.5, 5.6 et 5.9).

5.7.3 Surveillance des huiles inhibées

Les huiles inhibées ont un profil d'oxydation différent de celui des huiles non inhibées. Au début de leur utilisation, l'inhibiteur synthétique se consomme avec une faible formation de produits d'oxydation. On appelle cette phase la période d'induction. Une fois l'inhibiteur entièrement consommé, le taux d'oxydation est déterminé principalement par la stabilité à l'oxydation de l'huile de base.

Une diminution de la TIF dans les huiles inhibées peut s'avérer être un indicateur précoce de la formation de produits d'oxydation.

La manière courante et facile de surveiller la consommation de l'inhibiteur consiste à mesurer la concentration en inhibiteur selon la CEI 60666.

Il convient de contrôler la teneur en inhibiteur à intervalles réguliers dont la fréquence dépendra de la température de fonctionnement et des niveaux de charge.

5.8 Dépôts et boues

Une distinction est faite ici entre les dépôts et les boues.

Les dépôts sont des matériaux insolubles présents dans l'huile.

Les dépôts comprennent:

- des produits insolubles d'oxydation ou de dégradation des matériaux isolants solides ou liquides;
- des produits solides provenant des conditions de service de l'appareil; particules de carbone et de métaux, oxydes métalliques et sulfures;
- des fibres et autres matières étrangères, d'origines diverses.

Les boues correspondent aux produits de dégradation polymérisés de matériaux isolants solides et liquides. Ces boues sont solubles dans l'huile jusqu'à une certaine limite, fonction des caractéristiques de solubilité dans l'huile et de la température. Pour des teneurs en boues supérieures à cette limite, celles-ci précipitent et viennent s'ajouter aux dépôts.

La présence de dépôts et/ou de boues peut diminuer les propriétés électriques de l'huile; de plus, les dépôts et boues précipitées peuvent entraver les échanges thermiques, favorisant ainsi la dégradation thermique des matériaux isolants.

Il convient de mesurer les dépôts et les boues en conformité avec la méthode décrite à l'Annexe C.

5.9 Tension interfaciale (TIF)

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 se stabilise alors que la dégradation est encore modérée.

La vitesse de diminution de la TIF est fortement influencée par le type d'huile; les huiles non inhibées présentent habituellement des vitesses de diminution de TIF plus élevées que les huiles inhibées.

Une diminution rapide de la TIF peut également être une indication de problèmes de compatibilité entre l'huile et certains matériaux présents dans les transformateurs (verniss, joints d'étanchéité), ou d'une contamination accidentelle de l'huile lors de leur remplissage. Il convient toutefois d'examiner plus avant les huiles présentant des valeurs de tension interfaciale proches ou en deçà de la valeur limite donnée au Tableau 5.

Dans les transformateurs en surcharge, la détérioration des matériaux est rapide et la tension interfaciale est un outil pour la détection de détérioration.

5.10 Comptage des particules

La présence de particules dans l'huile isolante d'un matériel électrique peut avoir différentes sources possibles. Le matériel lui-même peut contenir des particules issues de sa fabrication et l'huile peut contenir des particules issues de son stockage et de sa manipulation si elle n'est pas correctement filtrée. L'usure des métaux et le vieillissement de l'huile et des matériaux solides peuvent produire des particules pendant la vie du matériel. Une surchauffe localisée supérieure à 500 °C peut former des particules de carbone. Les particules de carbone produites dans le commutateur de prises en charge peuvent migrer par des fuites à l'intérieur du compartiment principal et contaminer les parties du transformateur immergées dans l'huile. Les particules métalliques proviennent fréquemment de l'usure des paliers de pompe.

L'effet des particules en suspension sur la rigidité diélectrique de l'huile isolante dépend du type de particules (métalliques, fibres, boues etc.) et de leur teneur en eau.

Historiquement, quelques défaillances de transformateurs hautes tensions ont été associées à une contamination particulières. Les mesures classiques de tension de claquage ne

suffisent pas pour identifier le problème, et des méthodes de comptage de particules sont conseillées comme outil de surveillance [3], [4] (voir le Tableau B.1).

5.11 Point d'éclair

Un claquage de l'huile provoqué par des décharges partielles ou l'exposition prolongée de l'huile à de hautes températures peut produire des quantités d'hydrocarbures de faible masse moléculaire suffisantes pour abaisser le point d'éclair de l'huile.

Un point d'éclair bas peut être un indice de la présence de substances volatiles combustibles dans l'huile. Cela peut résulter d'une contamination par un solvant mais, dans certains cas, la cause observée était des décharges avec étincelles importantes.

5.12 Compatibilité des huiles isolantes

Il convient d'utiliser une huile neuve conforme à la CEI 60296 et de même classification (classe, groupe et TMDP, comme indiqué dans la CEI 60296) que celle de l'huile déjà en service, pour compléter et/ou remplacer la charge d'huile d'un matériel électrique.

L'expérience industrielle montre qu'il n'y a généralement pas de problème lorsque de l'huile neuve est ajoutée en faible proportion, par exemple moins de 5 %, à des huiles usagées classées "satisfaisantes" (voir 9.4), tandis que des ajouts plus importants dans des huiles fortement vieilles peuvent provoquer la précipitation de boues.

Un essai de compatibilité peut être nécessaire pour déterminer la faisabilité de mélanges d'huiles neuves d'origines diverses à une huile déjà en service. Pour le mélange d'huiles usagées, une étude de compatibilité est fortement recommandée. En cas de doute concernant la compatibilité, il est recommandé de se référer au fournisseur de l'huile.

Dans une étude de compatibilité, telle que décrite ci-dessous, il convient que les caractéristiques du mélange ne soient pas moins favorables que celles de la plus mauvaise des huiles du mélange prises individuellement.

Il convient de mélanger les huiles dans les mêmes proportions que dans l'application visée ou, si elles ne sont pas connues, dans un rapport 50/50.

Les essais fonctionnels suivants sont recommandés pour chaque huile prise séparément et pour le mélange:

- formation de mousse;
- stabilité d'oxydation selon la CEI 61125:1992, Méthode C, comprenant l'acidité, les boues et le FDD après vieillissement. Il convient que la durée d'essai soit conforme au groupe des huiles, comme indiqué dans la CEI 60296;
- soufre corrosif et/ou corrosivité potentielle, après vieillissement selon la CEI 61125:1992, Méthode C.

L'expérience est très limitée en ce qui concerne l'utilisation d'huiles contenant des additifs abaisseurs de point d'écoulement pour des appoints dans des huiles dont le point d'écoulement est naturellement bas. Toutefois, des études en laboratoire suggèrent qu'aucune dégradation significative du comportement à basse température n'est susceptible de se produire.

Des essais de compatibilité sont particulièrement nécessaires dans le cas d'huiles contenant des additifs. En cas de doute, il est toujours recommandé de se référer au fournisseur de l'huile ou au constructeur du matériel.

5.13 Point d'écoulement

Le point d'écoulement est une mesure de la capacité d'huile à s'écouler à basse température. Il n'y a pas de preuves certaines qui puissent suggérer que cette propriété soit affectée par une dégradation normale de l'huile. Des variations du point d'écoulement peuvent généralement être interprétées comme le résultat d'appoints effectués avec une huile différente.

5.14 Masse volumique

Dans les climats froids, la masse volumique (densité) peut être importante pour évaluer son aptitude à l'emploi. Par exemple, des cristaux de glace formés à partir de l'eau non dissoute (eau libre) peuvent venir flotter à la surface d'une huile dont la densité serait élevée, et être à l'origine de décharges lors de leur fonte. Cependant, la masse volumique n'est pas un critère significatif pour comparer la qualité de différents échantillons d'huiles. Il n'existe aucune preuve que la densité soit affectée par la dégradation normale de l'huile.

La masse volumique peut être utile pour distinguer une huile isolante minérale d'autres types de fluides.

5.15 Viscosité

La viscosité est un facteur important contrôlant l'évacuation de la chaleur. Le vieillissement et l'oxydation de l'huile ont tendance à accroître la viscosité. La viscosité est également affectée par la température. Un vieillissement et une oxydation normaux de l'huile n'affecteront pas significativement la viscosité. Cela peut se produire uniquement dans des conditions de décharges à effet couronne ou d'oxydation extrêmes.

5.16 Polychlorobiphényles (PCB)

Les polychlorobiphényles (PCB) sont une famille d'hydrocarbures aromatiques chlorés de synthèse, qui ont de bonnes propriétés thermiques et électriques. Ces propriétés, combinées à une excellente stabilité chimique, les ont rendus utiles dans de nombreuses applications commerciales. Cependant, leur stabilité chimique et leur résistance à la biodégradation ont été une source de préoccupations vis-à-vis de la pollution de l'environnement. Cette inquiétude croissante à propos de l'impact des PCB sur l'environnement a progressivement limité leur usage depuis le début des années 1970, et leur utilisation dans de nouvelles installations et dans des matériels neufs a été interdite par un accord international en 1986. Malheureusement, leur utilisation sur des sites industriels ordinaires a conduit à une contamination étendue des huiles isolantes minérales.

Il convient de s'assurer de l'absence de PCB des nouveaux matériels par la mesure de la teneur en PCB de l'huile. Par la suite, lorsqu'il y a un risque de contamination potentielle (traitement de l'huile, réparation du transformateur, etc.) il convient d'analyser l'huile et, si l'on constate que la teneur en PCB dépasse les limites définies, il convient de prendre les mesures appropriées (voir 11.4).

NOTE Les limites seront celles définies par les réglementations locales.

5.17 Soufre corrosif

Le Tableau 1 indique trois méthodes d'évaluation du soufre corrosif dans l'huile. La méthode CEI est considérée plus exigeante que la méthode ASTM, et l'essai correspondant doit être réussi par toutes les huiles. La méthode ASTM est plus facile à mettre en œuvre et peut être utilisée comme essai initial, mais en cas de résultat négatif, d'autres essais d'investigation pourront être nécessaires. La méthode DIN est considérée comme une méthode complémentaire, dont les essais doivent être réussis, en plus de ceux de la méthode ASTM ou CEI, pour que le produit puisse être considéré "non corrosif" au Tableau 5.

La quantité de soufre dépend des procédés de raffinage de l'huile, du degré de raffinage et du type d'huile brute; le soufre est normalement présent sous la forme de soufre organique, mais la contamination par du soufre élémentaire peut également se produire. La présence de composés réactifs provoquant la corrosion aux températures de fonctionnement normales est due à un mauvais raffinage ou à une contamination.

À des températures relativement élevées, les molécules d'huile contenant du soufre peuvent se décomposer et réagir avec des surfaces métalliques pour former des sulfures métalliques. Ces réactions peuvent avoir lieu dans le matériel de commutation et auront une influence sur la conductivité des contacts. La DIN 51353, qui utilise une lame d'argent à 100°C, propose un essai sensible permettant de détecter ce type de problème.

Certaines molécules contenant du soufre peuvent aussi provoquer la formation de dépôts de sulfure de cuivre (Cu_2S) dans l'isolation papier du matériel électrique. Ce phénomène conduit à une réduction des propriétés d'isolation électrique et est à l'origine de plusieurs défaillances de matériels en exploitation [5].

Le dépôt de Cu_2S se produit plutôt dans les matériels électriques isolés au papier, lorsque des mélanges soufrés corrosifs sont présents dans l'huile, lorsque l'on utilise du cuivre non vernis ou non protégé, lorsque la température de fonctionnement et/ou la température ambiante sont élevées et lorsque la quantité d'oxygène dans l'huile est limitée. L'un des groupes de substances présentes dans l'huile qui provoquent cet effet, est celui des bisulfures, par exemple le disulfure de dibenzyle.

La CEI 60296 fournit des spécifications qui garantissent que le dépôt de Cu_2S sur le papier ne se produira pas en fonctionnement normal à cause de l'huile neuve. Les essais utilisés à cette fin (CEI 62535 et ASTM D1275:2006, Méthode B) s'appliquent aux huiles qui ne contiennent pas d'additif de passivation de métal, l'Article A.3 de la CEI 60296:2012 propose une méthode pour éliminer les passivants lorsqu'il y en a. Les essais produiront une indication positive si des composés soufrés corrosifs sont présents dans l'huile.

Des huiles isolantes très vieilles (par exemple ayant une acidité élevée) ou des huiles présentant une faible stabilité à l'oxydation peuvent produire des résultats ambigus sur le ruban de papier dans les conditions de la CEI 62535, à cause de la formation importante de boues. Dans ce cas, l'analyse SEM-EDX (décrite dans l'Annexe B de la CEI 62535:2008) peut s'avérer utile pour lever l'ambiguïté. On peut éviter que les essais ne produisent des résultats faussement positifs en effectuant un essai avec uniquement le papier isolant, sans ruban de cuivre, puis en comparant l'apparence des papiers en réalisant un essai en présence de cuivre.

C'est la combinaison de plusieurs facteurs, pas uniquement la corrosivité potentielle de l'huile, qui peut conduire à la défaillance d'un matériel électrique. C'est pourquoi, il convient d'effectuer une évaluation des risques, qui inclura la conception et les conditions d'utilisation de l'appareil.

5.18 Disulfure de dibenzyle (*Dibenzyl disulphide*, DBDS)

Le DBDS est potentiellement corrosif pour les surfaces cuivrées aux températures de fonctionnement normales du transformateur, et peut entraîner la formation de sulfure de cuivre.

Parmi les composés soufrés corrosifs, le DBDS semble jouer un rôle prépondérant dans le problème de la corrosion. Identifié comme un composé soufré majeur dans plusieurs huiles minérales isolantes, il est présent dans la plupart des huiles isolantes corrosives produites et assemblées après 1988 ou 1989 (bien qu'elles aient satisfait aux essais de corrosivité de l'époque). Il semble que très peu d'huiles introduites ou produites après 2006 contiennent du DBDS en quantité détectable [5].

Il convient de noter qu'il existe aussi des huiles en service qui sont corrosives, bien que ne contenant pas de DBDS.

NOTE Le disulfure de dibenzyle est un composé soufré utilisé comme additif antioxydant dans les composés caoutchoutés, comme stabilisant dans les fractions pétrolières et comme additif dans les huiles silicone.

5.19 Passivant

L'ajout d'un passivant des métaux est la technique corrective qui a été largement utilisée pour réduire les risques liés au soufre corrosif. En particulier, un dérivé de toluyltriazole a été utilisé². On ajoute habituellement 100 mg/kg (0,01 % en poids) de cette substance sont habituellement ajoutés pour inhiber les réactions du cuivre avec le soufre corrosif.

On utilise depuis longtemps des passivants de métaux dans les huiles minérales, essentiellement dans les huiles de lubrification, mais aussi, bien que de façon plus limitée, dans les huiles isolantes. Ils sont utilisés, non seulement pour contrer la corrosion, mais aussi pour améliorer la stabilité à l'oxydation et réduire l'électrisation statique.

Il est essentiel de surveiller la teneur en passivants pendant le service.

6 Prélèvement d'échantillon dans le matériel

Il est essentiel de tout mettre en œuvre pour s'assurer que les échantillons seront représentatifs de l'huile isolante présente dans l'appareil. L'expérience montre qu'une huile est parfois rejetée à tort parce qu'elle n'a pas été prélevée correctement. Une procédure d'échantillonnage effectuée sans soin ou l'utilisation de récipients d'échantillonnage pollués entraînera des conclusions erronées sur la qualité de l'huile et provoquera des pertes de temps, des efforts inutiles et des frais supplémentaires pour l'obtention, le transport et l'analyse d'échantillons supplémentaires.

Dans la mesure du possible, l'échantillonnage de l'équipement doit avoir lieu dans les conditions de fonctionnement normales ou juste après la mise hors tension.

Il convient de suivre scrupuleusement les procédures et les précautions décrites dans la CEI 60475.

Il convient de respecter les instructions du constructeur, si elles sont disponibles.

7 Catégories de matériels

Afin de tenir compte des différentes exigences des utilisateurs, les matériels ont été classés en plusieurs catégories, indiquées au Tableau 2 ci-dessous:

Tableau 2 – Catégories de matériels

Catégorie	Type de matériels
O	Transformateurs de puissance / bobines d'inductance de tension de réseau nominale supérieure ou égale à 400 kV
A	Transformateurs de puissance/bobines d'inductance de tension de réseau nominale supérieure à 170 kV et inférieure ou égale à 400 kV. Sont également inclus les transformateurs de puissance dont la continuité de service est essentielle, quelle que soit leur tension assignée, et les matériels similaires dans des applications particulières fonctionnant avec des conditions de coûts élevés
B	Transformateurs de puissance / bobines d'inductance de tension de réseau nominale supérieure à 72,5 kV et inférieure ou égale à 170 kV (autres que ceux appartenant à la catégorie A)

² Ce produit est commercialement disponible sous la désignation Irgamet 39®.

Catégorie	Type de matériels
C	Transformateurs de puissance / bobines d'inductance pour des applications MT /BT, par exemple réseaux de tension nominale inférieure ou égale à 72,5 kV et transformateurs de traction (autres que ceux appartenant à la catégorie A). Disjoncteurs remplis d'huile, de tension nominale de réseau supérieure à 72,5 kV. Interrupteurs remplis d'huile et appareillage sous enveloppe métallique en courant alternatif, de tension nominale de réseau supérieure ou égale à 16 kV
D	Transformateurs de mesure/de protection de tension nominale de réseau supérieure à 170 kV
E	Transformateurs de mesure/de protection de tension nominale de réseau inférieure ou égale à 170 kV
F	Cuves de commutateur des changeurs de prise en charge y compris les cuves commutateurs / sélecteurs
G	Disjoncteurs remplis d'huile avec une tension nominale de réseau inférieure ou égale à 72,5 kV. Interrupteurs remplis d'huile et appareillage sous enveloppe métallique en courant alternatif, de tension nominale de réseau inférieure à 16 kV
NOTE 1 Les cuves séparées de sélecteurs de changeurs de prise en charge appartiennent à la même catégorie que le transformateur associé. NOTE 2 Les traversées au papier imprégné et les autres matériels hermétiques peuvent être placés dans la catégorie D ou E si un programme de surveillance courante est souhaité. Il convient de se référer aux instructions du constructeur. NOTE 3 Quelle que soit la taille ou la tension, une évaluation du risque peut justifier des techniques de contrôle d'état habituellement appliquées à une classification plus élevée. NOTE 4 Pour des raisons pratiques et économiques, des entreprises d'alimentation électrique peuvent décider que leurs petits transformateurs, jusqu'à 1 MVA et 36 kV, ne seront pas inclus dans cette classification. Les programmes de contrôle individuels peuvent ne pas être considérés comme économiquement justifiés pour ces types de matériels. Lorsqu'un programme de contrôle est demandé pour ces transformateurs, les lignes directrices appropriées sont données dans la catégorie C.	

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

De nombreux équipements sont fournis, à l'utilisateur final, déjà remplis d'huile minérale. Dans ce cas, comme l'huile est déjà entrée en contact avec des isolants et autres matériaux, elle ne peut plus être considérée comme "huile neuve" selon les termes de la CEI 60296. Par conséquent, ses propriétés doivent être considérées comme celles applicables à une huile en service, même si le matériel électrique lui-même peut ne pas avoir été mis sous tension.

Il convient de choisir les propriétés de l'huile selon la catégorie et les fonctions du matériel (voir Tableau 3).

L'importance des écarts peut varier suivant le type de matériel, en raison des matériaux de construction utilisés et des proportions entre isolations solide et liquide, et il convient de maintenir ces écarts dans les limites du Tableau 3. Il convient que les propriétés qui ne figurent pas dans le Tableau 3 (à l'exception de la stabilité à l'oxydation, pour laquelle aucune limite en service n'a été établie) se trouvent à l'intérieur des limites de la CEI 60296.

Comme les caractéristiques de l'huile dans le matériel neuf font partie intégrante de la conception du matériel, l'utilisateur peut exiger que ces caractéristiques soient meilleures que les minimums requis, tels que proposés dans le Tableau 3, et qui sont basés sur une expérience de plusieurs années de pratique en exploitation.

Tableau 3 – Limites conseillées pour les huiles minérales isolantes après remplissage de matériels électriques neufs et avant leur mise sous tension

Propriété	Tension maximale de l'appareil kV		
	< 72,5	72,5 à 170	> 170
Aspect	Limpe et exempt de matières en suspension ou de dépôts		
Couleur (sur échelle donnée dans l'ISO 2049)	Max. 2,0	Max. 2,0	Max. 2,0
Tension de claquage (kV)	> 55	> 60	> 60
Teneur en eau (mg/kg) ^a	20 ^b	< 10	< 10
Acidité (mg KOH/g)	Max. 0,03	Max. 0,03	Max. 0,03
Facteur de dissipation diélectrique à 90 °C et de 40 Hz à 60 Hz ^c	Max. 0,015	Max. 0,015	Max. 0,010
Résistivité à 90 °C (GΩ×m)	Min. 60	Min. 60	Min. 60
Soufre corrosif	Non corrosive		
Teneur en DBDS (mg/kg)	< 5		
Tension interfaciale (mN/m)	Min. 35	Min. 35	Min. 35
Teneur totale en PCB (mg/kg)	Non détectable (<2 mg/kg au total)		
Particules	–	–	Voir Tableau B.1 ^d
^a Les valeurs ne sont pas corrigées en température puisqu'il peut ne pas s'être écoulé assez de temps pour qu'un équilibre entre l'huile et l'isolation cellulosique ait été atteint. ^b Pour une utilisation dans les transformateurs de classe < 72,5 kV, il convient que la teneur maximale en eau permise fasse l'objet d'un accord entre le fournisseur et l'utilisateur, selon les circonstances locales. ^c Des valeurs du facteur de dissipation diélectrique plus élevées peuvent indiquer une contamination excessive ou l'usage impropre de matériaux solides dans la fabrication, aussi convient-il d'examiner ces points. ^d Il convient de déterminer la taille ainsi que la quantité des particules comme point de départ pour de futures comparaisons dans les transformateurs > 170 kV.			

9 Evaluation de l'huile en service

9.1 Généralités

Une huile isolante en service est soumise à la chaleur, à l'oxygène, à l'eau et à divers catalyseurs, qui sont tous préjudiciables aux propriétés de cette huile. Afin de maintenir la qualité de l'huile en service, il convient de réaliser régulièrement des échantillonnages et des analyses.

Souvent, le premier signe de la détérioration de l'huile peut être obtenu par observation directe de la limpidité et de la couleur de l'huile à travers le hublot du conservateur. D'un point de vue environnemental, cette inspection simple et facile peut être également utilisée pour contrôler les fuites et les déversements d'huile.

Il convient que l'interprétation des résultats, en termes de détérioration fonctionnelle de l'huile, soit faite par du personnel expérimenté à partir des éléments suivants relatifs à la gestion des risques et du cycle de vie:

- valeurs caractéristiques pour les types et familles d'huile et de matériel, établies par des méthodes statistiques;
- évaluation des tendances et taux de variation des valeurs pour une propriété donnée de l'huile;

- valeurs normales ou typiques associées à "juste correct" ou "mauvais", pour le type et la famille appropriés de matériel.

Dans le cas d'une huile contaminée par des PCB, l'impact environnemental est un facteur essentiel à considérer, de même que la réglementation locale. Si l'on soupçonne que l'huile a été contaminée par des PCB, il convient d'entreprendre des analyses spécifiques et d'utiliser l'interprétation des résultats dans l'évaluation du risque pour prendre en compte la prévention et la réduction des dommages potentiels à l'environnement et pour éviter des risques excessifs pour le personnel et le public.

9.2 Fréquence des examens de l'huile en service

Il est impossible d'établir une règle générale quant à la fréquence des examens des huiles en service qui soit applicable à toutes les situations que l'on peut rencontrer.

La fréquence optimale dépendra du type, de la fonction, de la tension, de la puissance, de la constitution et des conditions d'exploitation du matériel, ainsi que de l'état de l'huile, déterminé par les analyses précédentes. Il y a souvent lieu de trouver un compromis entre les facteurs économiques et les exigences de fiabilité.

Il est encore plus difficile de déterminer la fréquence des essais et les niveaux acceptables de dégradation de l'huile isolante pour toutes ses applications du fait des différences dans les politiques d'exploitation, les exigences liées à la fiabilité et les types de système électrique. Par exemple, les grandes sociétés d'alimentation peuvent trouver peu économique l'application complète de ces recommandations aux transformateurs de distribution. Inversement, un utilisateur industriel, dont les activités dépendent de la fiabilité de son alimentation électrique, peut souhaiter instituer des contrôles plus fréquents et plus stricts sur la qualité de l'huile comme moyen de prévenir les pannes d'alimentation.

Le Tableau 4, à titre de guide, suggère des fréquences d'essais pour les différents types de matériel. Cependant, certains équipements sont conçus avec des systèmes pour protéger l'huile de l'exposition à l'air. Lorsque ces systèmes sont maintenus en bon état, il peut être approprié de réduire la fréquence des essais d'après l'analyse de cycle de vie (ACV) et/ou sur la gestion du cycle de vie (GCV) et l'évaluation des risques (ER).

Généralement, il convient d'effectuer des mesures de contrôle basées sur les critères suivants, qui s'appliquent en particulier aux huiles de transformateur:

- a) Sauf spécification contraire, les caractéristiques peuvent être vérifiées périodiquement, aux intervalles suggérés dans le Tableau 4.
- b) La fréquence d'examen peut être augmentée si l'une des propriétés significatives indique que l'huile est dans un état "juste correct" ou "mauvais", ou lorsque le suivi de tendance indique des modifications significatives.
- c) Une élévation de température et la présence d'oxygène et d'eau accéléreront l'oxydation de l'huile. Par conséquent, les transformateurs fortement chargés peuvent nécessiter des prélèvements d'huile plus fréquents et des essais complémentaires tels que la tension interfaciale.
- d) Il convient d'établir la fréquence d'essai à partir d'une évaluation prix/bénéfice basée sur l'analyse de cycle de vie et l'évaluation des risques. Pour certains propriétaires, cette approche peut impliquer, pour les transformateurs de distribution (Catégorie C), des fréquences d'essai différentes de celles indiquées dans le Tableau 4. Par exemple, des entreprises publiques électriques peuvent préférer ne pas appliquer ce programme à ce type de transformateurs et des petites industries peuvent préférer gérer ce type de transformateurs comme ceux d'une catégorie plus élevée.

Tableau 4 – Fréquences d'essais conseillées ^a

Propriétés ^b	Catégorie du matériel ^c							
	O	A	B	C ^d	D ^e	E ^e	F	G
Groupe 1 (essais de routine) ^f – Année(s)	1 – 2	1 – 3	1 – 4	2 – 6	1 – 2	2 – 6	2 – 6	2 – 6
Groupe 2 (essais complémentaires)	^g							
Groupe 3 (essais d'investigation spéciaux)	^h							
Groupe 3 (teneur en passivant)	6 mois ou moins, selon la vitesse de diminution et la valeur absolue							

^a Ces périodes proposées se rapportent à un programme de maintenance de routine normal. Si une ou plusieurs des propriétés mesurées indiquent que l'huile est dans un état juste correct ou mauvais, ou si une tendance de vieillissement anormale est observée, il convient de raccourcir ces périodes selon l'importance du matériel. Ces périodes peuvent également être raccourcies dans le cas d'huiles contaminées par les PCB afin de réduire au maximum tout impact potentiel sur l'environnement dû à un dysfonctionnement du matériel.

^b Les groupes 1, 2 et 3 sont définis dans l'Article 3 et sous forme de note en bas du Tableau 1.

^c Les catégories de matériels sont définies dans le Tableau 2.

^d Voir 9.2 d).

^e Catégories D et E. Après que le premier échantillon a été testé, l'utilisateur, après consultation avec le fabricant et/ou le laboratoire, peut décider de rallonger la période d'échantillonnage.

^f Les essais du Groupe 1 doivent être faits après le remplissage initial ou un nouveau remplissage et avant la mise sous tension.

^g Ces essais peuvent être réalisés périodiquement mais moins fréquemment que les essais de routine. La fréquence dépendra du type d'huile, de l'ancienneté et du matériel. Il convient d'effectuer les premières mesures (de repère) dans le matériel neuf ou remis à neuf avant la mise sous tension.

^h Il s'agit d'essais très particuliers qui ne sont à effectuer que dans certaines circonstances particulières.

9.3 Procédures d'essais

9.3.1 Généralités

Le lieu de réalisation des essais, le nombre et le type des essais qui peuvent être exécutés sur un échantillon d'huile peuvent dépendre des circonstances locales et de considérations économiques.

Le niveau de dégradation et le degré de contamination des huiles en service varient beaucoup. En général, un seul type d'essai est insuffisant pour évaluer l'état d'un échantillon d'huile.

Il est préférable de fonder l'évaluation de cet état sur l'examen de plusieurs caractéristiques significatives, mesurées par des laboratoires convenablement équipés. Cependant, certains utilisateurs considèrent qu'il est avantageux d'effectuer des essais de dépistage sur site.

9.3.2 Essais sur site

Dans certaines circonstances, il est nécessaire d'effectuer des essais à proximité du point de prélèvement plutôt qu'en laboratoire. Ceci est réalisé habituellement pour répondre aux exigences suivantes:

- obtenir une estimation rapide de l'état de l'huile;
- établir la classification des huiles en service (voir 9.4);
- éliminer toute modification éventuelle des propriétés des échantillons d'huile due au transport vers le laboratoire et/ou au stockage de ces échantillons.

On peut également effectuer les essais sur site s'il y a sur place des instruments d'essais en ligne ayant une précision comparable à celle des instruments d'essais de laboratoire.

Les essais pratiqués sur site fournissent souvent des résultats moins fiables que ceux effectués en laboratoire. Les essais sur site se limitent habituellement à l'inspection visuelle (couleur et aspect), à la tension de claquage, à la teneur en eau et, avec moins de précision, à l'acidité. Ces essais peuvent parfois être utilisés pour l'évaluation des huiles usagées en service conformément au 9.4 bien que, plus souvent, les essais sur site sont effectués pour identifier des échantillons d'huile nécessitant une évaluation en laboratoire.

L'expérience a montré que les essais de tension de claquage et de teneur en eau effectués sur site peuvent produire des résultats fiables et peuvent être utilisés pour les essais d'acceptation.

9.3.3 Essais en laboratoire

Un programme d'examen complet comprend tous les essais de la liste du Tableau 1. Cependant, ces essais peuvent être divisés en trois groupes, et les essais applicables à un ou plusieurs groupes peuvent être requis, selon les exigences spécifiques (voir les Tableaux 1 et 4).

9.4 Classification des états des huiles en service

Il est virtuellement impossible d'établir des règles strictes et immuables pour évaluer les huiles en service ou pour recommander des valeurs limites d'essais correspondant à toutes les applications possibles des huiles isolantes en service. Il convient de ne décider de la classification et de toute action corrective en conséquence qu'après avoir dûment examiné les résultats de tous les essais. L'évolution de tels résultats sur une certaine période de temps est considérée comme une information essentielle quand on en vient à finaliser une décision.

Selon l'expérience industrielle locale ou actuelle, les huiles en service peuvent être classées dans les catégories "satisfaisant", "juste correct" ou "mauvais" en fonction de l'évaluation des propriétés importantes et de la possibilité de redonner à ces propriétés les caractéristiques souhaitées. Le Tableau 5 fournit des lignes directrices afin de faciliter ce procédé de classification.

- **Satisfaisant**

Huile en état normal; poursuivre l'échantillonnage normal.

- **Juste correct**

Dégradation de l'huile détectable; un échantillonnage plus fréquent est recommandé (voir Tableau 5).

- **Mauvais**

Dégradation anormale de l'huile; une action immédiate est conseillée.

9.5 Action corrective

En général, deux types de contamination/détérioration de l'huile peuvent être envisagés: physique et chimique. Chacun requière des actions correctrices différentes, décrites dans le Tableau 5 ci-après.

Il convient de noter les recommandations suivantes:

- a) Lorsqu'un résultat d'essai est hors des limites conseillées du Tableau 5, il convient de le comparer aux résultats antérieurs et, si nécessaire, de se procurer un nouvel échantillon pour confirmation avant d'entreprendre une quelconque action.

- b) Si une dégradation rapide ou une accélération de la vitesse de dégradation est observée, il convient d'augmenter sans tarder la fréquence des essais (voir Tableau 4) et/ou de mettre en œuvre une action correctrice appropriée. Il peut être souhaitable de consulter le constructeur du matériel.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2013

Tableau 5 – Application et interprétation des essais (1 de 5)

Propriété	Catégorie ^a	Limites recommandées justifiant une intervention			Action recommandée ^{b, c}	Notes
		Satisfaisant	Juste correct	Mauvais		
Couleur et aspect	Toutes	Propre et sans contamination visible	Sombre et/ou trouble		Selon ce que préconisent les autres essais	La couleur foncée est un symptôme de contamination chimique ou de vieillissement. La turbidité est un symptôme de teneur en eau élevée
Tension de claquage (kV)	O, A, D	> 60	50 à 60	< 50	Satisfaisant: Continuer l'échantillonnage normal.	
	B, E	> 50	40 à 50	< 40	Juste correct: Échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres tels que les teneurs en eau et en particules, et peut-être le FDD/la résistivité et l'acidité.	
	C	> 40	30 à 40	< 30	Mauvais: Retraiter l'huile (voir 11.2) ou, alternativement, si cela s'avère plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement important, remplacer (voir l'Article 12) ou régénérer (voir 11.3) l'huile en effectuant également une opération de séchage	
	F	< 30 kV pour un changeur de prise en charge avec couplage en étoile. < 40 kV pour un changeur de prise en charge avec couplage en triangle, ou une extrémité de ligne				
	G			< 30		
Teneur en eau (mg _{H₂O} /kg _{huile}) à la température de fonctionnement du transformateur	O, A	< 15	15 à 20	> 20	Satisfaisant: Continuer l'échantillonnage normal.	Les valeurs de teneur en eau doivent toujours être considérées en même temps que les valeurs de tension de claquage. Si l'on soupçonne un problème d'humidité, il est recommandé d'effectuer des prélèvements à différentes températures. Pour les appareils de commutation dépourvus d'isolation solide (Catégorie F), les valeurs de tension de claquage ont une importance primordiale. Les valeurs limites énumérées représentent des valeurs statistiques à 90 % et sont valables pour les températures de fonctionnement des transformateurs. L'équilibre entre isolation solide et liquide au-dessous de 40 °C n'est pas fiable, et pour les transformateurs fortement chargés qui ont une température d'huile qui dépasse 70 °C, une mise en œuvre de la procédure de correction décrite à l'Annexe A peut être utile
	B, D	< 20	20 à 30	> 30	Juste correct: Échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres tels que la tension de claquage, la teneur en particules et peut-être le FDD/la résistivité et l'acidité.	
	C, E	< 30	30 à 40	> 40	Mauvais: Vérification de la source d'eau, retraiter l'huile (voir 11.2) ou, alternativement, si cela s'avère plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement important, remplacer (voir l'Article 12) ou régénérer (voir 11.3) l'huile en effectuant également une opération de séchage, en faisant toutefois attention à la quantité d'eau qui restera retenue dans l'isolation solide	
	F	Nécessité d'action > 40				
	G	Pas un essai de routine				

Tableau 5 (2 de 5)

Propriété	Catégorie ^a	Limites recommandées justifiant une intervention			Action recommandée ^{b, c}	Notes
		Satisfaisant	Juste correct	Mauvais		
Acidité (mg _{KOH} /g _{huile})	O, A, D	< 0,10	0,10 à 0,15	> 0,15	Satisfaisant: Continuer l'échantillonnage normal.	
	B, E	< 0,10	0,10 to 0,20	> 0,20	Juste correct: Échantillonnage plus fréquent. Vérifier la présence de dépôts et de boues. Une huile inhibée qui a atteint des valeurs juste correctes a peut-être perdu sa protection contre l'oxydation.	
	C	< 0,15	0,15 to 0,30	> 0,30	Mauvais: À partir d'une valeur de 0,15, il peut alors être décidé d'une valeur au-delà de laquelle régénérer l'huile (voir 11.3) ou, alternativement, si cela s'avère plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement important, remplacer l'huile (voir l'Article 12)	
	F, G	Pas un essai de routine				
Facteur de dissipation diélectrique à 90 °C de 40 Hz à 60 Hz	O, A	< 0,10	0,10 à 0,20	> 0,20	Satisfaisant: Continuer l'échantillonnage normal.	
	B, C	< 0,10	0,10 to 0,50	> 0,50	Juste correct: Échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres.	
					Mauvais: Régénérer l'huile (voir 11.3) ou, alternativement, remplacer l'huile (voir l'Article 12) si cela s'avère plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement important	
	D	< 0,01	0,01 à 0,03	> 0,03	Se reporter aux bonnes pratiques recommandées par le fabricant	
	E	< 0,10	0,10 à 0,30	> 0,30	Se reporter aux bonnes pratiques recommandées par le fabricant	
	F, G	Pas un essai de routine				