変圧器絶縁油の長期運転劣化の調査結果

正員 矢成敏行 (東芝)

正員 池田正己 (東芝)

正員 谷口安彦 (東芝)

正員 石岡康昭 (東芝)

1. ま え が き

電気協同研究会によって大容量変圧器事故防止対策や油中ガス分析による油入機器の保守管理がまとめられており、変圧器の異常診断に貴重な判定資料を提供している⁽¹⁾⁽²⁾。しかし、それらは異常診断を主たる目的としたものであって、定常運転中の変圧器の絶縁劣化や絶縁油の長期運転劣化の度合に関するデータの集積については、まだ不十分のように考えられる。

ここで筆者らは、昭和26年以来最近まで製作され現在も運転中の98台の変圧器を各年まんべんなく、かつ無作為に選定し、封入されている絶縁油の物理および化学特性、不純物量および電気的特性を53年7、8月に集中的に調査した⁽³⁾⁽⁴⁾。この調査には、主に次に述べる三つの目的がある。

一つは、現在、次期主幹送電系統としてUHV、すなわち1,100kV送電が計画されている。このUHV送電用変圧器やリアクトルは信頼性と経済性を追求するため、その絶縁試験電圧は多くの因子を定量的に考慮して決定しなければならない。その一つで従来あまりデータがなかった因子に油入絶縁機器の長期運転劣化特性がある。周知のように絶縁油の特性は油入絶縁機器の絶縁強度や絶縁信頼性を最も支配するわけで、絶縁油の長期運転劣化を調査すればおおむね油入絶縁の長期運転劣化の度合が推定できる。今回の調査は、UHV機器の絶縁試験電圧を決める議論に基礎データを提供しようとするものである。

二つめの目的は、油劣化防止装置の効果の比較および評価である。筆者らは、39年に、25年から38年に運転開始した56台の変圧器について、それ以前よりある開放形と浮動タンク形および当時実用化された隔膜式無圧密閉形の油劣化防止装置の効果の比較調査を行なった⁽⁵⁾。そのときの調査結果とその後隔膜式無圧密閉形が採用されてから約20年が経過した時点である53年の調査結果により、各種油劣化防止装置の効果を評価する。しかし、あいにく、両回の調査で共通な変圧器はなかった。

三つめの目的は、将来ナフテン系原油の世界的枯渇化に基づく、中東原油への転換が予想されるが、過去30年間絶縁油にも精製処理技術の向上や油の原産地の変化といった変化要因がある。そのような条件下においてどの程度の品質レベルの絶縁油が供給され、変圧器に封入された後も、どの程度の安定度を示しているかを調査し、将来予想される供給絶縁油の性状変化の判断材料をとりそろえておく必要がある。

また、多数の実運転中の変圧器の絶縁油の諸特性の調査により、使用絶縁油の特性の一般的な値を把握することができ、絶縁診断の基準、すなわち異常値と判断するうえの資料が提供できる。

2. 実験方法

〈2・1〉 調査した油入変圧器の内容 図1に示したように、調査した油入変圧器は正常運転中の変圧器各製造年まんべんなく、変電所用46台、発電所用52台を選んだ。定格電圧は11より525kVまで、定格容量は12.5～1,100MVAである。変圧器のタイプは全て内鉄形で、冷却は自冷および送油冷却方式である。

本調査における油劣化防止装置（以下コンサベータと称する）の効果は主に以前に大容量高電圧変圧器の標準として採用されていた浮動タンク形油劣化防止装

Oil Deterioration of Transformer for Long Term. By
Toshiyuki Yanari, Member, Masami Ikeda, Member,
Yasuhiko Taniguchi, Member & Yasuaki Ishioka, Member
(Toshiba Corporation)

矢成敏行：正員，東京芝浦電気株式会社
池田正己：正員，東京芝浦電気株式会社
谷口安彦：正員，東京芝浦電気株式会社
石岡康昭：正員，東京芝浦電気株式会社

図 1 調査した変圧器

Fig. 1. Transformers investigated.

(A) 浮動タンク形 (B) 隔膜式無圧密閉形

図 2 変圧器油劣化防止装置の構造

Fig. 2. Construction of transformer conservators.

置 (以下, SNT と略す) と現在の標準として採用されている隔膜式無圧密閉形油劣化防止装置 (以下, OHD と略す) について行なった。SNT と OHD コンサベータの構造を図 2 に示した⁽⁵⁾。SNT は絶縁油と外気を、膨張・収縮できるような浮動室素室で、OHD は空気袋で断している構造の油劣化防止装置である。

調査の対象となった変圧器に封入されている絶縁油は JIS 2 号絶縁油 (JIS, C 2320) で規定されて、一般に用いられている変圧器絶縁油である。

〈2.2〉 絶縁油の試験項目と試験方法 供試絶縁油は変圧器設置現場で採油された。採油は 53 年 7, 8 月に、下記試験は同年 7~9 月に集中的に行なわれた。採油油温度は最低 30℃, 最高 62℃である。

(1) 動粘度: JIS C 2101 によって、30 および、75℃ で測定した。

(2) スラッジ: JIS C 2101 に準じて、ミリポアフ

ィルタでろ過してスラッジの有無を測定した。

(3) 全酸価: JIS C 2101 によって測定した。

(4) 油中水分: カールフィッシュ電量滴定によって測定した。

(5) 油中溶存ガス: トリチェリー真空方式によって油中溶存ガスを抽出した後、ガスクロマトグラフによって測定した。

(6) 誘電正接: 超音波洗浄した横河電機製液体用電極を用い、JIS C 2101 に準じて 30 および 80℃ で測定した。

(7) 体積抵抗率: (6) 項と同様に 50Hz, 500V で測定した。

(8) 絶縁破壊電圧: JIS C 2101 に基づいて直径 12.5mm の球ギャップでギャップ長 1.5mm で測定した。

3. 試験結果

〈3.1〉 変圧器製造年度と絶縁油の動粘度の関係

変圧器の製造年度と動粘度の関係を図 3 に示す。49 年に改正された JIS C 2320 によると、30℃ で 19 センチストークス (cS) 以下と規定している。図 3 によれば最高 13.7 (cS) であり、全測定点とも JIS C 2320 を満足している。

図 3 は、使用年数による油の動粘度の変化とみるより、絶縁油の規格が改正されたり、水素精製技術が導入されたりする精製技術の進歩、あるいは原油産地の変化といったことなどに起因する封入される絶縁油の性状変化とみるべきと考えられる⁽⁶⁾。

〈3.2〉 変圧器製造年度と絶縁油中不純物の関係

(1) 全酸価 図 4 は 39 年に、図 5 は 53 年に調

図 3 変圧器使用年数と動粘度の関係

Fig. 3. Relation between service years and kinematic viscosity.

図 4 変圧器使用年数と全酸価の関係
(昭和 39 年調査)

Fig. 4. Relation between service years and total acid number (1964).

図 5 変圧器使用年数と全酸価の関係
(昭和 53 年調査)

Fig. 5. Relation between service years and total acid number (1978).

査した変圧器の使用年数と、全酸価の関係をそれぞれ示した⁽⁷⁾。図 4 では、(A) 図を開放形と三室形、(B) 図を SNT 形油劣化防止装置に分けてグラフにまとめた。どちらも全酸価は使用開始直後より増加している。

(A) 図および (B) 図に最小自乗法による回帰直線を示した。それぞれの回帰直線は、(1)、(2) 式で表わされる。

$$A.V_A = 0.014 \exp(0.18t) \dots \dots \dots (1)$$

$$A.V_B = 0.0064 \exp(0.22t) \dots \dots \dots (2)$$

ここで、 $A.V_A$: 開放形および三室形コンサ

ベータ方式の全酸価 (mgKOH/g), $A.V_B$:
SNT コンサベータ方式の全酸価 (mgKOH/g),
 t : 使用年数

図 4 の回帰直線を比較してわかるように開放形および三室形コンサベータの方が全酸価は大きい。しかし傾き、すなわち増加量は SNT の方が大きい。これは SNT では、使用年数の少ない油の全酸価が小さいため、回帰直線の傾きが急になったもので、必ずしも SNT の方が増加量が大きいわけではない。

一方、53 年に調査した図 5 の結果によれば、SNT は、37、38 年に OHD に代替されたため使用年数 16 年以下の実測結果はないが、見掛け上 17 年間使用後に増加し始めている。16 年以下の全酸価は、ほとんど 0.01 以下でほぼ新品なみである。

OHD コンサベータについては 19 年使用 1 台、18 年使用 3 台も含めて、全変圧器とも増加していない。

図 5 を 17 年未満と以上に分けると、次式で表わせる。

$$\left. \begin{aligned} t < 17 \text{ 年} \quad A.V_c &< 0.01 \\ t \geq 17 \text{ 年} \quad A.V_c &= 5.5 \times 10^{-5} \exp(0.3t) \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots (3)$$

ここで、単位は $A.V_c$ (mgKOH/g), t (年)

(2) 油中水分 図 6 に変圧器の使用年数と油中水分量の関係を示す。周知のように運転時の油温変化により、絶縁紙と油の間で水分の移動が行なわれるので、採油温度の違いによりデータのばらつきが大きい。古い変圧器程油中水分がやや多いようである。古い変圧器の方が水分が多いのは吸湿とみる

図 6 変圧器使用年数と油中水分量の関係

Fig. 6. Relation between service years and water content in oil.

図 7 変圧器使用年数と油中溶存ガス量の関係
Fig. 7. Relation between service years and gas content in oil.

図 8 変圧器使用年数と CO/CO₂ 比の関係
Fig. 8. Relation between service years and CO/CO₂ ratio.

か乾燥注油処理の向上とみるか、あるいは絶縁物の劣化による分解水分による増加とみるかは、このデータだけでは一概に言えない。

コンサベータの違いでは、古い変圧器が大半の SNT の方がやや油中水分が多いようである。

(3) 油中溶存ガス 図 7 に変圧器使用年数に対する油中溶存ガスの関係を示す。この結果によると、SNT のものは 7~9% で、OHD はおおむねそれより少ない。この傾向は SNT が絶縁油と窒素ガスとが接する構造で OHD がゴム隔膜でシールする構造であることを考えると妥当な結果である。しかし、OHD であっても、ゴムのガス透過性により、使用年数がふえ

ると、油中溶存ガス量の増加は避けられないことがわかる。

図 8 に一酸化炭素ガス (CO)/二酸化炭素 (CO₂) ガスの関係を示した。CO、CO₂ とともに主として固体絶縁物の分解によって発生するもので、図 8 からわかるように CO/CO₂ 比は新しい変圧器ほど大きく、変圧器乾燥時における残存ガスの油中への溶出によるものという解釈がされている。一方、古い変圧器で CO/CO₂ 比が小さいのは固体絶縁物の熱分解により CO、CO₂ ガスが発生し、CO ガスが長期間に結合してより安定した CO₂ ガスになるため、CO/CO₂ 比は古い変圧器ほど小さくなるものと考えられる。現に CO ガス絶対値は古い変圧器ほど少ない傾向がある。

〈3・3〉 変圧器製造年度と絶縁油の電気的特性の関係

(1) 誘電正接特性 図 9 に使用年数と 80°C における油の誘電正接特性を示す。この結果によると、36 年以後の油の誘電正接は、ばらつきはあるが劣化傾向は示していない。36 年以前のそれも SNT の油はやや高い。OHD の油は安定した値を保っている。

36 年以後の油の誘電正接には劣化傾向はないが、ばらつきが大きいのは原産地の違いや精製処理技術の進歩による性状変化によるものと考えられる。

(2) 体積抵抗率特性 体積抵抗率 (80°C 値) は図 10 に示したように誘電正接特性以上に 36 年以前の SNT の油に顕著に劣化傾向がみられ、誘電正接より体積抵抗率の方が、劣化検出に感度がよいようである。一般に 10¹¹ Ω cm が管理基準とされており、それ

図 9 変圧器使用年数と誘電正接の関係
Fig. 9. Relation between service years and dielectric loss tangent.

図 10 変圧器使用年数と体積抵抗率の関係
Fig. 10. Relation between service years and volume resistivity.

図 11 変圧器使用年数と絶縁破壊電圧の関係
Fig. 11. Relation between service years and breakdown voltage.

を下まわる油はなかった⁽⁸⁾。

(3) 絶縁破壊電圧 絶縁破壊電圧と変圧器使用年数の関係をプロットして、図 11 に示した。図中の実線は平均の回帰直線で、鎖線は 95% 信頼区間を示す。この図でわかるように、運転開始間もない変圧器の油の破壊電圧はほとんどが 40kV を越えているが、古い変圧器、特に SNT のものに比較的低い 35kV を下まわる油がある。しかし、これも JIS 規格の 2.5 mm に換算すれば、45kV 以上であり、管理基準以上である。全体的にみた場合、破壊電圧 V は経年的に徐々に低下傾向は認められる。回帰直線を引くと(4)式で与えられる。

$$V = 51.4 - 0.15t \text{ (kV)} \quad \dots\dots\dots (4)$$

ここで、 t は使用年数

〈3.4〉 各特性間の関係

(1) 油中水分量 - 絶縁破壊電圧 (図 12) 水分量の増加に対して、やや破壊電圧は低下傾向にある。それでも最大 28ppm であり、水分飽和溶解量 50ppm 程度 (空気相対湿度 60%, 油温 40℃ の場合) 以下であるため、破壊電圧の低下は僅かである。これが飽和溶解量を越えると油中に微少な水滴が浮遊して、破壊電圧を著しく低下させることが知られている⁽⁹⁾。

今回調査した極端に多量的水分量を含まない実用絶縁油の油中水分量と破壊電圧の関係は、図 12 中の式で表わせる。添記した r は相関係数で、相関度の大きさを表わす係数である。

(2) 体積抵抗率 - 絶縁破壊電圧 (図 13) 体積抵抗率が低下すると破壊電圧も僅かながら低下する傾向にあり、図 13 中の式で表わせる。

(3) 油中水分量 - 誘電正接, 体積抵抗率 (図 14, 図 15) 誘電正接はほとんど相関はないが、体積抵抗率は相関があり、図中の式で表わせる。

(4) 全酸価 - 誘電正接 (図 16) 図 16 中の示したように、全酸価の増加とともに、誘電正接

図 12 水分量と破壊電圧の関係

Fig. 12. Relation between water content in oil and breakdown voltage.

図 13 体積抵抗率と破壊電圧の関係

Fig. 13. Relation between volume resistivity and breakdown voltage.

図 14 油中水分重と誘電正接の関係

Fig. 14. Relation between water content in oil and dielectric loss tangent.

図 15 水分量と体積抵抗率の関係

Fig. 15. Relation between water content and volume resistivity.

式は高くなる。上下の線は 95% の信頼区間である。

(5) 体積抵抗率 - 誘電正接 (図 17) 特性間の相関では最も高い値である 0.73 を示すように、両者間の相関は大きい。

4. 結果と考察

〈4.1〉油劣化防止装置 (コンサベータ) の効果について この 30 年間にコンサベータは開放形、三室形、SNT および OHD が用いられてきたが、最近の高電圧大容量器は例外なく OHD コンサベータが用いられている。ここで本調査結果をもとにコンサベータの違いにより油劣化防止効果の違いを比較検討してみよう。

39 年の調査結果によれば、全酸価 0.3 (単位 mg KOH/g, 以下、単位を略す場合もある) を越える推定

図 16 全酸価と誘電正接の関係

Fig. 16. Relation between total acid number and dielectric loss tangent.

図 17 体積抵抗率と誘電正接の関係

Fig. 17. Relation between volume resistivity and dielectric loss tangent.

図 18 変圧器使用年数と全酸価の関係

Fig. 18. Relation of service years and total acid number.

平均使用年数は、開放形および三室形コンサベータでは、(1)式より 17 年、SNT コンサベータでは (2)

式より 17.5 年である。ところが後者と同じ SNT コンサベータについての 53 年の調査結果では、全酸価 0.3 到達年数は (3) 式より 28.7 年と算出され、39 年と 53 年の調査結果に食い違いを示している。

絶縁油の使用年数と、劣化の進展度合を図 18(A), (B), (C) に比較した。図中の (A), (B) は 39 年の開放形と SNT 形の調査結果で、同 (C) は 53 年の SNT 形の調査結果である。(B) と (C) は同じ SNT コンサベータにもかかわらず、(B) は運転開始直後から全酸価の増加がみられ、(C) は、約 15 年後に増加し始めている。このように 39 年と 53 年の調査結果は全酸価 0.3 到達年数の違いもさることながら基本的に増加特性が異なっている。

これらの結果により絶縁油の劣化を使用年数やコンサベータの違いだけで関連づけるのは無理があることがわかる。そこで、図 18 で (A), (B) 直線を (イ), (ロ) のように並行移動して、横軸を使用年数でなく、変圧器運転開始年軸で比較してみると、並行移動した (A)', (B)' と (C) はほぼ一致することがわかる。すなわち、39 年以前に運転開始した変圧器の油の全酸価は運転開始直後より増加しているということである。

このように 39 年および 53 年のどちらの調査結果も使用年数やコンサベータの種類によって決まっているのではなく、変圧器運転開始年、すなわち、絶縁油の入手時期によって決まっており、39 年以前に封入された油の酸化劣化安定性が劣っていたものと解釈せざるをえない。39 年頃以降の油の酸化劣化安定性が改善されたのは水素精製法の導入時期とほぼ近いということは無関係ではないと考えられる⁽⁶⁾。

以上の考察より、本調査結果の酸化劣化特性は使用年数やコンサベータの種類よりも絶縁油の入手時期に関連があり、39 年以前の油の酸化安定性が劣っていたものと結論づけた。

この考え方で図 5 をみると約 14 年使用した油が劣化し始めたのではなく、40 年以後に封入し、SNT コンサベータで保存された油は 14 年経った 53 年現在全酸価増加の徴候は現われておらず、今後も増加しないかも知れない。今後 10 年先に再調査すれば、図 18 (C) 曲線は (C)' 曲線のように平行移動して、24 年間使用しても酸化劣化を起こしていないという調査結果が得られる可能性が大きい。

OHD コンサベータで保存された油は、19 年使用 1 台 (34 年封入) や 18 年使用 4 台 (35 年封入) も含めて、53 年現在、全酸価増加している変圧器はない。上述したように、コンサベータの種類より、絶縁油の供給時期、すなわち、絶縁油の安定性が第一の支配要

因で、SNT と OHD コンサベータの優劣をつけられないが、20 年近く経っても全酸価が増加している油が皆無であることから、OHD は少なくとも SNT と同等か、それ以上の油劣化保存特性をもつといってさしつかえないように思う。

〈4・2〉変圧器の長期運転による油の耐圧低下について これまで 275kV 以下の変圧器の交流絶縁試験は 1 分間耐電圧試験によっていたが、500kV 変圧器については 1 分間試験とともに 1.5E (E: 常規対地電圧) の 1~2 時間の長時間部分放電試験も行なわれるようになった。

一方、外国ではすでに 1 分間試験を廃止して、1.5E の長時間部分放電試験に移行している国が多く、1977 年に IEC も 1 分間耐電圧試験をなくしている。

このように、国内外とも長時間部分放電試験を重視する方向にあるが、その試験電圧の決定の根拠は特に外国の場合、必ずしも明確ではない。我が国の場合では電気学会技術報告第 47 号で述べられているように、30 年間の寿命を油入絶縁の $V-t$ 特性をもとに、1~2 時間試験電圧および試験時間を得ている。ここで引用されている油入絶縁の $V-t$ 特性は複合絶縁中の油のギャップ部の確率破壊によって決まる部分放電開始 $V-t$ 特性で、長時間運転による劣化は考慮されていない。すなわち、部分放電が生じなければ劣化は生じなく、あとは確率破壊で決まる $V-t$ 特性だけを考慮すればよいという考え方である。しかし、30 年間の寿命期間中に部分放電劣化以外の物理、化学的劣化もあり、それも考慮しなければならないという意見もある。47 年当時は、長時間劣化の定量的な把握が進んでいなかったため、安全係数として、1.0, 1.1 および 1.2 について部分放電開始 $V-t$ 特性をもとに長時間部分放電試験が各々検討された。そして結果的には安全係数 1.1 の試験電圧レベルが採用されている。

さて、本調査結果に基づき、変圧器の絶縁強度を最も支配する絶縁油が 30 年間という期待寿命期間中にどの程度劣化するかを論じてみよう。

電気的特性のうちでは 20 年以上使用した油に体積抵抗率の劣化低下が認められたが、誘電正接はほとんど変わっていない。変圧器の部分放電開始電圧はこれら、体積抵抗率や誘電正接が直接影響を及ぼすことはほとんどなく、最も依存するのは油の絶縁破壊電圧である。本調査結果によれば油の破壊電圧は、OHD コンサベータでは 20 年間たってもほとんど低下しない。またコンサベータの違いを要因に求めるべきではないが、SNT コンサベータの油も含めると (4) 式で示したように、30 年間で 9% 程度の耐圧の低下がみられ

た。この9%の耐圧変化を長期間運転劣化によるものとするには30年前と30年後に変圧器に注油封入した初期特性が同じという前提がなくてはならない。しかし、調査時点から30年前の23年頃というところ、154kVの変圧器しか製作されていない当時であり、その後、次に示すような油の初期特性および耐圧を向上させる技術進歩がある。

- (i) 油の精製処理技術の進歩による安定性の向上
- (ii) 変圧器の乾燥処理技術の進歩による油中水分の減少
- (iii) 油の注油処理の進歩による油中水分や油中じんあいの減少
- (iv) 変圧器内へのじんあい混入の防止技術の進歩
- (v) 変圧器のシール技術の進歩により、油への吸湿の防止効果

すなわち、30年間に9%の耐圧の変化は劣化して低下したのではなく、30年間の技術進歩により、初期特性の耐圧が向上したとも考えられる。実際には両方のファクタが重なって、30年間に9%の耐圧変化があったのであろう。故に、劣化耐圧低下は30年で9%とみることとは十分、大きめであり、実際はそれ以下であるといえる。

また、現在では、油保存特性の良いOHDコンサベータがもっぱら用いられ、絶縁油の分析や油中不純物といった油の管理技術がこれまで以上に確立していることも考え合わせると、現時点から、今後の30年間に起こりうる耐圧劣化は9%よりはるかに少なく、無視できる程度と考えられる。

5. む す び

25年から調査時点までに製作され運転されてきた超高圧、大容量変圧器内の絶縁油を39年(56台)、54年(98台)に調査し、絶縁油の長期運転劣化の度を明らかにした。

その結果、次のことがわかった。

(1) 油劣化防止装置(コンサベータ)の効果の比較および評価を調査の一つの目的にしていたが、油の劣化の第一の支配的要因は絶縁油の入手時期に関連す

る安定性の違いであることがわかった。すなわち、39年以前に入手した絶縁油は安定性が劣り、コンサベータの種類(開放形、三室形および浮動タンク(SNT)形)により、劣化速度に違いはあるが、どれも使用開始直後から劣化は始まる。但し、劣化は限りなく累積するものではなく、ある程度劣化すると飽和してしまうようである。一方、40年以降の油は安定性が良く、SNTコンサベータでは53年の調査時点まで劣化のきざしはない。

現在、標準に使われている隔膜式密閉形コンサベータは、すでに19年間使用してきたが、劣化の徴候はまったくない。

(2) 最長27年間運転を含む98台の変圧器内の絶縁油の諸特性(動粘度、全酸価、油中水分、油中溶存ガス量、誘電正接、体積抵抗率、絶縁破壊電圧)を調査し、その変化を示した。どれも管理基準を超えることはなく、絶縁油の長期安定性が実証された。また諸特性間の相関を検討したところ、全酸価と誘電正接体積抵抗率と誘電正接、水分量と体積抵抗率などに相関が認められた。

(3) 絶縁油の長期運転劣化による絶縁破壊電圧の低下は30年間でたかだか9%であり、実際にはそれより少ないと考えられる。

終りに、本研究について御指導と助言を賜った東京芝浦電気(株)重電事業本部 村田副技師長、岡本変圧器部長ならびに同社重電技術研究所 山本所長、村野次長、安福主幹、伊勢課長、本多課長に深く感謝する次第である。

(昭和55年3月24日受付、同56年2月23日再受付)

文 献

- (1) 大容量変圧器の事故防止対策: 30-6 (昭 50-3)
- (2) 油入機器油中ガス分析管理専門委員会: 「油中ガス分析による油入機器の保守管理」, 電協研報告 (昭 54-9)
- (3) 矢成, 他: 電気学会静止器研究会資料, TC-78-1 (昭 53-10)
- (4) 安福, 他: 電気学会絶縁材料研究資料, EIM-78-77 (昭 53-12)
- (5) 清水, 他: 昭 41 電気四学会連大 No. 455
- (6) 増永: 日石レビュー, 20, 3, 54 (1978)
- (7) 清水, 他: 変圧器 (昭 41-4) 日刊工業
- (8) 日本電機工業会編: 変圧器保守・点検の実際 (昭 37-4)