



شرکت الوند توان انرژی

ترجمه استاندارد (2013) IEC60422

روغن عایقی معدنی در تجهیزات الکتریکی:

راهنمای نظارت و نگهداری



مترجم:

آرش آقائی فر

بهمن 1391

فهرست مطالب

صفحه	موضوع
3	مقدمه
4	(1) دامنه کاربرد
4	(2) منابع و مأخذ
5	(3) اصطلاحات و تعاریف
6	(4) مشخصات و تخریب/ پیری روغن
6	(5) آزمونهای روغن و اهمیت آنها
6	(1-5) کلیات
6	(2-5) رنگ و مشخصات ظاهری
7	(3-5) ولتاژ شکست
8	(4-5) آب محلول در روغن
8	(1-4-5) کلیات
8	(2-4-5) آب در روغن
9	(3-4-5) رطوبت در سیستم روغن/ کاغذ
10	(4-4-5) تحلیل نتایج
11	(5-5) اسیدیته
11	(6-5) ضریب تلفات عایقی و مقاومت ویژه
13	(7-5) مقدار مواد بازدارنده و پایداری در برابر اکسیداسیون
13	(1-7-5) پایداری در برابر اکسیداسیون
14	(2-7-5) پایش روغنهای بدون مواد بازدارنده
14	(3-7-5) پایش روغنهای حاوی مواد بازدارنده
14	(8-5) رسوب و لجن
15	(9-5) کشش سطحی
15	(10-5) شمارش ذرات
15	(11-5) نقطه اشتعال
16	(12-5) قابلیت سازگاری روغنهای عایقی
16	(13-5) نقطه ریزش
17	(14-5) چگالی
17	(15-5) گرانروی
17	(16-5) پلی کلریدهای بی فنیل (PCBs)
17	(17-5) سولفور خورنده
18	(18-5) دی سولفید دی بنزیل (DBDS)
19	(19-5) پسیواتور
19	(6) نمونه برداری روغن از تجهیزات
19	(7) گروه بندی تجهیزات
19	(8) ارزیابی وضعیت روغن عایقی معدنی در تجهیزات کارنکرده (پیش از برقدار نمودن)
21	(9) ارزیابی روغن در حال بهره برداری
21	(1-9) کلیات

22	2-9) برنامه زمانبندی نمونه برداری و آزمون روغنهای در حال بهره برداری
24	3-9) فرآیندهای آزمون
24	1-3-9) کلیات
24	2-3-9) آزمونهای قابل انجام در سایت
24	3-3-9) آزمونهای قابل انجام در آزمایشگاه
24	4-9) طبقه بندی وضعیت روغنهای در حال بهره برداری
25	5-9) اقدامات اصلاحی
31	10) سرویس، نگهداری و انبارش
32	11) تصفیه
32	1-11) هشدار
33	2-11) تصفیه فیزیکی
33	1-2-11) کلیات
35	2-2-11) تصفیه فیزیکی تجهیزات
36	3-2-11) استفاده در تجهیزات الکتریکی
37	3-11) تصفیه شیمیایی (احیاء)
37	1-3-11) کلیات
37	2-3-11) تصفیه شیمیایی به روش تراوش
38	3-3-11) تصفیه شیمیایی به روش تماس
38	4-3-11) جایگزینی افزودنی ها
38	4-11) پاکسازی روغنهای آلوده به PCBs
38	1-4-11) کلیات
39	2-4-11) فرآیندهای هالوژن زدائی با استفاده از مشتقات سدیم و لیتیم
39	3-4-11) فرآیندهای هالوژن زدائی با استفاده از پلی اتیلن گلیکول و هیدروکسید پتاسیم (KPEG)
39	4-4-11) هالوژن زدائی بصورت پیوسته با استفاده از فرآیندهای مدار بسته
39	12) تعویض روغن در تجهیزات الکتریکی
39	1-12) تعویض روغن در ترانسفورماتورهای با ولتاژ نامی کمتر از 72/5 کیلوولت و کلیدهای فشار قوی و سایر تجهیزات مرتبط
40	2-12) تعویض روغن در ترانسفورماتورهای با ولتاژ نامی 72/5 کیلوولت و بالاتر
40	3-12) تعویض روغن در تجهیزات الکتریکی آلوده به PCB
40	13) اضافه نمودن پسیواتور
41	ضمیمه الف (اطلاعاتی): تعیین آب موجود در روغن و عایق
43	ضمیمه ب (اطلاعاتی): ذرات معلق
44	ضمیمه پ (اطلاعاتی): روشهای آزمون برای تعیین رسوب و لجن

مقدمه

روغن عایقی معدنی در تجهیزات الکتریکی نیروگاه، پستهای انتقال و سیستمهای توزیع مورد استفاده قرار گرفته و در حال حاضر میزان روغن مورد بهره برداری در سطح دنیا به بیش از یکصد میلیون کیلوگرم می رسد. پایش و نگهداری کیفیت روغن به منظور بهره برداری مطمئن از تجهیزات الکتریکی روغنی حیاتی است. بدین منظور راهکارهای عملیاتی توسط شرکتهای تولید و انتقال برق و همچنین صنایع مصرف کننده برق، تدوین شده است. مروری بر تجربیات جاری نشان می دهد فرآیندها و معیارهای گوناگونی در این خصوص بکار رفته است. هرچند مقایسه این نتایج و استاندارد نمودن معیارهای یکپارچه برای تحلیل نتایج آزمونها امکان پذیر است. در صورتیکه تخریب روغن (بدلیل پیری یا آلودگی) از حد مشخصی تجاوز کند، حاشیه اطمینان عملکرد از بین رفته و خطر خطای پیش از موعد افزایش می یابد. اگرچه کمی سازی ریسک بسیار مشکل است لیکن اولین گام در این راه، شناسایی اثرات احتمالی تخریب می باشد. فلسفه این استاندارد، آگاهی بخشی در خصوص تخریب کیفی روغن می باشد به نحوی که بهره بردار روغن بتواند تصمیم گیری برنامه ریزی آگاهانه ای در خصوص بازرسی و سرویس روغن انجام دهد. روغن معدنی کارنکرده یک منبع تجدید ناپذیر بوده و لذا باید با این دید در خصوص نگهداری و سرویس آن تصمیم گیری نمود. مطابق بسیاری از مقررات، روغن در حال بهره برداری، دورریز کنترل شده فرض می شود. لذا نشتی روغن می تواند اثرات زیست محیطی منفی به بار آورد بویژه اگر آلوده به مواد ارگانیک پایدار مانند پلی کلرید بی فنیل (PCB) باشد. پیشنهادات ارائه شده در این استاندارد، اگرچه از لحاظ فنی صحیح و قابل اجراست لیکن هدف از آن ایجاد چارچوبی برای تدوین راهکارهای عملیاتی توسط خود بهره برداران روغن با توجه به شرایط بهره برداری می باشد. هنگام تدوین راهکار لازم است دستورالعملهای سازنده تجهیزات نیز ملاک کار قرار گیرد.

احتیاط های عمومی

این استاندارد بین المللی ادعا ندارد که کلیه موارد حفاظتی مربوط به استفاده از آنرا پیش بینی کرده است. این برعهده استفاده کننده از استاندارد است که موارد ایمنی و سلامت را مشخص و محدودیتهای استفاده از استاندارد را تعیین کند. روغن معدنی و مواد افزودنی به آن باید با توجه به مسائل سلامتی مورد بهره برداری قرار گیرد. تماس مستقیم روغن با پوست می تواند باعث حساسیت کمی گردد. در صورت تماس روغن با چشم، باید چشم را با آب کافی شسته و به پزشک مراجعه نمود. برای کسب اطلاعات بیشتر مدارک ایمنی سازنده روغن باید ملاحظه شود. برخی از آزمونهای اشاره شده در این استاندارد شامل فرآیندهایی است که می تواند خطرناک باشد. در اینصورت باید برای راهنمایی بیشتر به استانداردهای مربوطه مراجعه نمود.

محیط زیست

این استاندارد در برگیرنده روغنهای معدنی، مواد شیمیائی و ظروف نمونه برداری استفاده شده است. باید به این نکته توجه نمود که در هنگام نگارش این استاندارد برخی از روغنهای معدنی در حال بهره برداری، آلوده به PCBs هستند. بهمین دلیل لازم است در طول عمر این تجهیزات کلیه موارد ایمنی لازم برای عدم نشت روغن به منظور کاهش ریسک در خصوص پرسنل، جامعه و محیط زیست رعایت شود. امحاء یا رفع آلودگی این روغنها باید با توجه به مقررات داخلی انجام گیرد. کلیه اقدامات لازم برای جلوگیری از ورود روغن به محیط زیست باید صورت پذیرد.

روغن عایقی معدنی در تجهیزات الکتریکی:

راهنمای نظارت و نگهداری

1) دامنه کاربرد

این استاندارد بین المللی، راهنمایی لازم در خصوص نظارت و سرویس و نگهداری کیفیت روغن عایقی تجهیزات الکتریکی را ارائه می کند.

این استاندارد دربرگیرنده روغنهایی است که مطابق استاندارد IEC60296 تولید شده اند و همچنین این روغنها در ترانسفورماتور، کلید فشارقوی و سایر تجهیزات الکتریکی که نمونه برداری روغن از آن امکان پذیر بوده و در شرایط کاری نرمال قرار دارند، قابل اعمال است.

این استاندارد به بهره بردار تجهیزات فشارقوی در ارزیابی وضعیت روغن و نگهداری آن در شرایط قابل سرویس، کمک می کند. همچنین این استاندارد مرجعی برای تدوین راهکارهای عملیاتی دقیقتر و کاملتر فراهم می سازد.

این استاندارد شامل پیشنهادات لازم در خصوص آزمونها و ارزیابی فرآیندها و روشهای تصفیه فیزیکی و شیمیائی روغن و رفع آلودگی از روغنهای حاوی PCB می باشد.

توجه: ارزیابی وضعیت تجهیزات الکتریکی مانند تحلیل گازهای محلول در روغن، اندازه گیری ترکیبات فورانیک و سایر روشها، خارج از چارچوب این استاندارد می باشد.

2) منابع و مأخذ

استانداردهای ذیل جزء لاینفک استاندارد حاضر می باشند. برای مراجعی که تاریخ آن ذکر شده است، ویرایش همان تاریخ معتبر است. لیکن برای مراجعی که تاریخ ذکر نشده است، آخرین ویرایش آن (شامل کلیه ضمایم) مد نظر می باشد.

عنوان	استاندارد
عایقهای مایع: تعیین ولتاژ شکست در فرکانس قدرت، روش آزمون	IEC60156
عایقهای مایع: اندازه گیری ثابت دی الکتریک نسبی، ضریب تلفات عایقی و مقاومت ویژه DC	IEC60247
سیالات الکتریک: روغنهای عایقی معدنی کارنکرده مورد استفاده در ترانسفورماتور و کلید فشار قوی	IEC60296:2012
روش نمونه برداری از عایقهای مایع	IEC60475
شناسائی و تعیین افزودنیهای مشخص در روغن عایقی معدنی	IEC60666:2010
عایقهای مایع: تعیین آب موجود در کاغذ و تخته فشرده آغشته به روغن به روش تیتراسیون اتوکرومتریک کارل فیشر	IEC60814
عایقهای مایع: روشهای شمارش و اندازه گیری ذرات	IEC60970
عایقهای مایع کارنکرده با پایه هیدروکربن: روشهای آزمون برای ارزیابی پایداری در برابر اکسیداسیون	IEC61125:1992
عایقهای مایع: تعیین اسیدیته، بخش اول: تیتراسیون پتانسیومتریکی اتوماتیک	IEC62021-1
عایقهای مایع: تعیین اسیدیته، بخش دوم: تیتراسیون کلرومتریکی	IEC62021-2
عایقهای مایع: روشهای اندازه گیری آلودگی با پلی کلرید بی فنیل به روش ستون گاز کروماتوگرافی	IEC61619
عایقهای مایع: روش آزمون برای تعیین سولفور بالقوه خورنده در روغنهای عایقی کارنکرده و مورد بهره برداری	IEC62535:2008
محصولات پتروشیمی: تعیین رنگ (برمبنای ASTM)	ISO2049
تعیین نقطه اشتعال: روش بسته پنسکی مارتین	ISO2719

عنوان	استاندارد
محصولات پتروشیمی: تعیین نقطه ریزش	ISO3016
محصولات پتروشیمی: مایعات شفاف و تیره، تعیین گرانشی و محاسبه گرانشی دینامیک	ISO3104
نفت خام و محصولات مایع پتروشیمی: تعیین چگالی به روش هیدرومتر (آزمایشگاهی)	ISO3675
سیالات هیدرولیک قدرت: روش کدگذاری سطح آلودگی با ذرات جامد	ISO4406:1999
عوامل فعالسازی سطح: تعیین کشش سطحی عوامل فعالسازی حلالها به روش حلقه یا زین	EN14210
روش آزمون استاندارد برای تعیین کشش سطحی روغن در برابر آب به روش حلقه	ASTM D971
روش آزمون استاندارد برای تعیین سولفور خورنده در روغنهای عایقی الکتریکی	ASTM D1275:2006
آزمون روغنهای عایقی: تعیین سولفور خورنده به روش نوار نقره	DIN 51353

3) اصطلاحات و تعاریف

واژه های مورد استفاده در این استاندارد مطابق ذیل تعریف می شوند:

3-1) مقررات داخلی

مقرراتی که به فرآیندهای مشخص در یک کشور اعمال می شود.

توجه: این مقررات ممکن است توسط قوانین محلی، منطقه ای یا ملی اعمال شده یا توسط بهره بردار تجهیز وضع شده باشد. این برعهده استفاده کننده این استاندارد است که با قوانین موضوعه در این رابطه آشنایی حاصل نماید. این مقررات ممکن است در خصوص موارد عملیاتی، محیط زیستی، سلامتی یا ایمنی باشد. ارزیابی ریسک در این شرایط مورد نیاز است.

3-2) آزمونهای روتین (گروه یک)

حداقل آزمونهای مورد نیاز برای پایش روغن که جهت اطمینان از ادامه بهره برداری مورد نیاز است.

توجه: اگر نتایج حاصل از آزمونها از مقادیر پیشنهادی تجاوز نکند، معمولاً نیاز به انجام آزمونهای بیشتر (تا موعد آزمونهای بعدی) وجود ندارد مگر در شرایط خاص که انجام آزمونهای تکمیلی لازم می باشد.

3-3) آزمونهای تکمیلی (گروه دو)

آزمونهایی که برای کسب اطلاعات بیشتر درخصوص کیفیت روغن انجام شده و ممکن است برای ارزیابی روغن جهت ادامه بهره برداری مورد استفاده قرار گیرد.

3-4) آزمونهای ویژه (گروه سوم)

آزمونهایی که اغلب برای تعیین مناسب بودن روغن برای استفاده در یک تجهیز خاص انجام شده و به منظور اطمینان از سازگاری روغن با شرایط زیست محیطی یا عملیاتی اعمال می شود.

3-5) تصفیه فیزیکی

فرآیندی که گازها، آب، ذرات جامد و آلودگیها را صرفاً با استفاده از روشهای فیزیکی از روغن حذف یا مقدار آنها را در روغن کاهش می دهد.

3-6) تصفیه شیمیائی (احیاء)

فرآیندی که آلودگیهای محلول یا نامحلول قطبی را با استفاده از روشهای شیمیائی و فیزیکی از روغن حذف یا مقدار آنها را در روغن کاهش می دهد.

فرآیندی که آلودگی PCB را از روغن معدنی حذف یا مقدار آنرا کاهش می دهد.

4) مشخصات و تخریب/پیری روغن

عملکرد مطمئن روغن عایقی معدنی در یک سیستم عایقی بستگی به برخی ویژگیهای اساسی دارد که می تواند کارکرد کلی تجهیزات الکتریکی را تحت تاثیر قرار دهد.

روغن به منظور ایفای وظایف مختلف خود از قبیل عایق، خنک کننده و خاموش کننده جرقه، باید مشخصات خاصی داشته باشد. از جمله:

- استقامت عایقی بالا برای توانایی تحمل تنشهای الکتریکی در زمان بهره برداری
- گرانروی پائین به منظور گردش مناسب و انتقال حرارت
- مشخصات مناسب در دمای پائین به منظور عملکرد مناسب در پائین ترین درجه حرارت محل نصب
- پایداری در برابر اکسیداسیون به منظور حداکثر سازی طول عمر کاری

روغن در طول بهره برداری به دلیل شرایط کاری تخریب می گردد. در بسیاری از موارد روغن در تماس با هوا بوده و از اینرو در معرض اکسیداسیون قرار می گیرد. تخریب در دمای بالاتر سریعتر شده و همچنین فلزات، ترکیبات فلزی ارگانیک یا هردو مانند کاتالیزور در پروسه اکسیداسیون عمل می کنند. اکسیداسیون باعث تغییر در رنگ، تشکیل ترکیبات اسیدی و در مراحل پیشرفته موجب شکل گیری لجن می شود. در نهایت ویژگیهای عایقی، یا در شرایط حاد ویژگیهای حرارتی، تحت تاثیر قرار می گیرند.

علاوه بر محصولات اکسیداسیون، بسیاری از آلودگی های ناخواسته مانند آب، ذرات جامد و ترکیبات قطبی محلول در روغن، در طول عمر کاری روغن در آن بوجود آمده که مشخصات الکتریکی آنرا تحت تاثیر قرار می دهند. این آلودگیها و هر یک از محصولات تخریب موجب تغییر در یک یا چند مشخصه روغن، ذکر شده در جدول یک، می شوند.

تغییر در مشخصات روغن می تواند ناشی از تخریب سایر مواد سازنده روغن بوده که عملکرد صحیح تجهیز الکتریکی را به خطر انداخته و عمر کاری آنرا کاهش می دهد.

5) آزمونهای روغن و اهمیت آنها

1-5) کلیات

آزمونهای بسیاری را می توان برای روغنهای عایقی معدنی در نظر گرفت لیکن آزمونهای ذکر شده در جدول یک و تشریح شده در بندهای 2-5 تا 5-19، حداقل آزمونهای لازم برای تعیین مناسب بودن روغن برای ادامه بهره برداری و شناسایی اقدامات اصلاحی لازم می باشد. لازم به یادآوری است آزمونها برحسب اهمیتشان فهرست نشده است.

2-5) رنگ و مشخصات ظاهری

رنگ روغن عایقی در مقابل نور مستقیم تعیین شده و برحسب عددی که بر مبنای مقایسه با رنگهای استاندارد مشخص می شود، بیان می گردد. این مشخصه خیلی مهمی نیست هرچند برای مقایسه مفید است. افزایش سریع عدد نشاندهنده رنگ می تواند نشاندهنده تخریب یا آلودگی روغن باشد.

علاوه بر رنگ، مشخصات ظاهری روغن نیز ممکن است کدر یا همراه با رسوب بوده که می تواند نشانگر وجود آب نامحلول، لجن نامحلول، ذرات کربن، فیبر یا سایر مواد آلوده کننده باشد.

جدول یک: آزمونهای لازم برای روغنهای عایقی معدنی در حال بهره برداری

روش آزمون	بند	گروه ¹	مشخصه
ISO 2049	2-5	1	رنگ و مشخصات ظاهری
IEC60156	3-5	1	ولتاژ شکست
IEC60814	4-5	1	آب محلول در روغن
IEC62021-1 IEC62021-2	5-5	1	اسیدیته (عدد خنثائی)
IEC60247	3-5	1	ضریب تلفات عایقی و مقاومت ویژه
IEC60666	3-7-5	1	مقدار مواد بازدارنده ²
ضمیمه پ همین استاندارد	8-5	2	لجن و رسوب
ASTM D971 EN14210	9-5	2	کشش سطحی ³
IEC60970	10-5	2	ذرات (شمارش و سایز بندی)
IEC61125	7-5	3	پایداری در برابر اکسیداسیون ³
ISO 2719	11-5	3	نقطه اشتعال ⁴
IEC61125	12-5	3	قابلیت سازگاری ⁴
ISO3016	13-5	3	نقطه ریزش ⁴
IEC3675	14-5	3	چگالی ⁴
ISO3104	15-5	3	گرانروی ⁴
IEC61619	16-5	3	پلی کلرید بی فنیل (PCBs)
IEC62535 ASTM D1275 , Method B DIN 51353	17-5	3	سولفور خورنده ³
IEC62697-1	18-5	3	مقدار دی سولفید دی بنزیل (DBDS)
ضمیمه ب استاندارد IEC60666:2010	19-5	3	مقدار پسیواتور ²

- (1) گروه یک آزمونهای روتین، گروه دو آزمونهای تکمیلی و گروه سه آزمونهای ویژه می باشند.
- (2) محدود به روغنهای حاوی بازدارنده و/یا دارای پسیواتور می باشد.
- (3) تنها در شرایط خاص مورد استفاده می باشد. برای اطلاعات بیشتر به بند مربوطه مراجعه نمایید.
- (4) ضروری نیست اما برای شناسائی نوع می تواند مورد استفاده قرار گیرد.

3-5) ولتاژ شکست

ولتاژ شکست درحقیقت اندازه گیری استقامت روغن در برابر تنشهای الکتریکی و به منظور بهره برداری مطمئن از تجهیز الکتریکی واجد اهمیت فراوانی است. این پارامتر بسیار وابسته به دمای روغن هنگام نمونه برداری می باشد. (بند 3-4-5 و 4-4-5)

روغن خشک و تمیز ولتاژ شکست بالائی دارد. آب نامحلول و بویژه ذرات معلق در ترکیب با سطوح بالای آب محلول، به مناطق با میدان الکتریکی شدیدتر رانده شده و ولتاژ شکست را بشدت کاهش می دهند. از اینرو اندازه گیری ولتاژ شکست،

بیشتر از هر چیز نشاندهنده حضور آلودگیهایی مانند آب یا ذرات معلق می باشد. ولتاژ شکست پائین می تواند نشانگر وجود یک یا همه این عوامل باشد. هرچند ولتاژ شکست بالا لزوماً به معنای عدم وجود این آلودگیها نیست. مقدار ولتاژ شکست تنها زمانی اهمیت دارد که نمونه در دمای کار ترانسفورماتور برداشته شده باشد. نمونه های گرفته شده در دمای کمتر از 20 درجه سانتی گراد هنگامی که در دمای آزمایشگاه تست می شود، ممکن است نتایج خوشبینانه ای را نشان دهد. ولتاژ شکست تجهیزات رزروی که مدتها خارج از سرویس بوده و اخیراً وارد مدار شده اند باید بیشتر پایش شده تا ترانسفورماتور از حالت گذرا خارج شود.

4-5) آب محلول در روغن

1-4-5) کلیات

آب محلول در روغن بسته به میزان آب و دمای سیستم عایقی و وضعیت روغن می تواند مقادیر ذیل را تحت تاثیر قرار دهد:

- ولتاژ شکست روغن
- عایق کاغذی
- روند پیری عایق مایع و کاغذی

از اینرو آب موجود در عایق مایع و کاغذی اثر زیادی بر وضعیت بهره برداری و عمر ترانسفورماتور دارد. وجود آب در عایق ترانسفورماتور بدلیل دو منبع مهم است:

- جذب رطوبت از محیط
- تخریب عایقی

آب از طریق روغن وارد تجهیزات الکتریکی روغنی می گردد. آب موجود در روغن بصورت محلول بوده و ممکن است بصورت هیدراتهای جذب شده توسط محصولات دو قطبی (آب پیوندی) نیز وجود داشته باشد. ذراتی مانند فیبرهای سلولز می توانند آب را به صورت پیوندی خود جذب کنند.

2-4-5) آب در روغن

قابلیت انحلال آب در روغن (W_s) برحسب mg/kg بستگی به وضعیت، دما و نوع روغن دارد. مقدار مطلق آب محلول در روغن (W_{abs}) مستقل از دما، نوع و وضعیت روغن بوده و بر مبنای mg/kg محاسبه می شود. مقدار مطلق آب محلول را می توان بر اساس استاندارد IEC60814 اندازه گیری نمود. رطوبت نسبی (W_{rel}) در حقیقت نسبت مقدار مطلق به قابلیت انحلال آب در روغن یا W_{abs}/W_s بوده که برحسب درصد بیان می شود. رطوبت نسبی را می توان با استفاده از یک روش مناسب مانند BS6522 یا به طریق online توسط سنسورهای خازنی، اندازه گیری نمود. قابلیت انحلال آب در روغن (W_s) باید در همان دمایی که نمونه برداری انجام شده است، تعیین شود. به منظور راهنمایی، وضعیت عایق سلولزی در رابطه با رطوبت نسبی در جدول الف-1 ذکر شده است.

اگر مقدار آب مطلق بیشتر از قابلیت انحلال آب در روغن باشد ($W_{abs} > W_s$ or $W_{rel} > 100\%$) آب اضافه بصورت نامحلول و آزاد در آمده که ممکن است بصورت مه یا قطره دیده شود.

معمولاً درجه حرارت بصورت مستقیم از روی جریان روغن هنگام نمونه برداری، قرائت می شود. اگر دمای روغن از طریق ترمومتر روغن یا تصحیحات دمائی مربوط به خنک کنندگی های ONAN و OFAF اندازه گیری شود، این موضوع باید صریحاً در گزارش ذکر شود.

آب محلول در روغن مستقیماً متناسب با رطوبت نسبی یا قابلیت انحلال آب در روغن است. وابستگی قابلیت انحلال آب در روغن (W_s) مطابق معادله ذیل بیان می شود:

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

که در این معادله T دمای روغن در محل نمونه برداری برحسب کلون و W_{oil} و B ثابتهایی هستند که بستگی به میزان آروماتیکهای موجود در روغن داشته لیکن برای بیشتر روغنهای ترانسفورماتور یکسان است. در صورت افزایش دما، آب آزاد موجود در روغن (در صورت وجود) بصورت محلول در می آید.

با اکسیده شدن زیاد روغن و افزایش فرآورده های جانبی دوقطبی ناشی از پیری، قابلیت انحلال آب در روغن که خود وابسته به نوع روغن است، افزایش می یابد. قابلیت انحلال آب در روغنهای خیلی پیر، بسیار بیشتر از روغنهای کارنکرده می باشد. (شکل یک) هیچ قانون جهانشمولی برای این مسئله وجود نداشته و هر روغنی باید به صورت منحصر به فرد تحلیل شود. (3-4-5) آب موجود در سیستم عایقی (روغن/کاغذ):

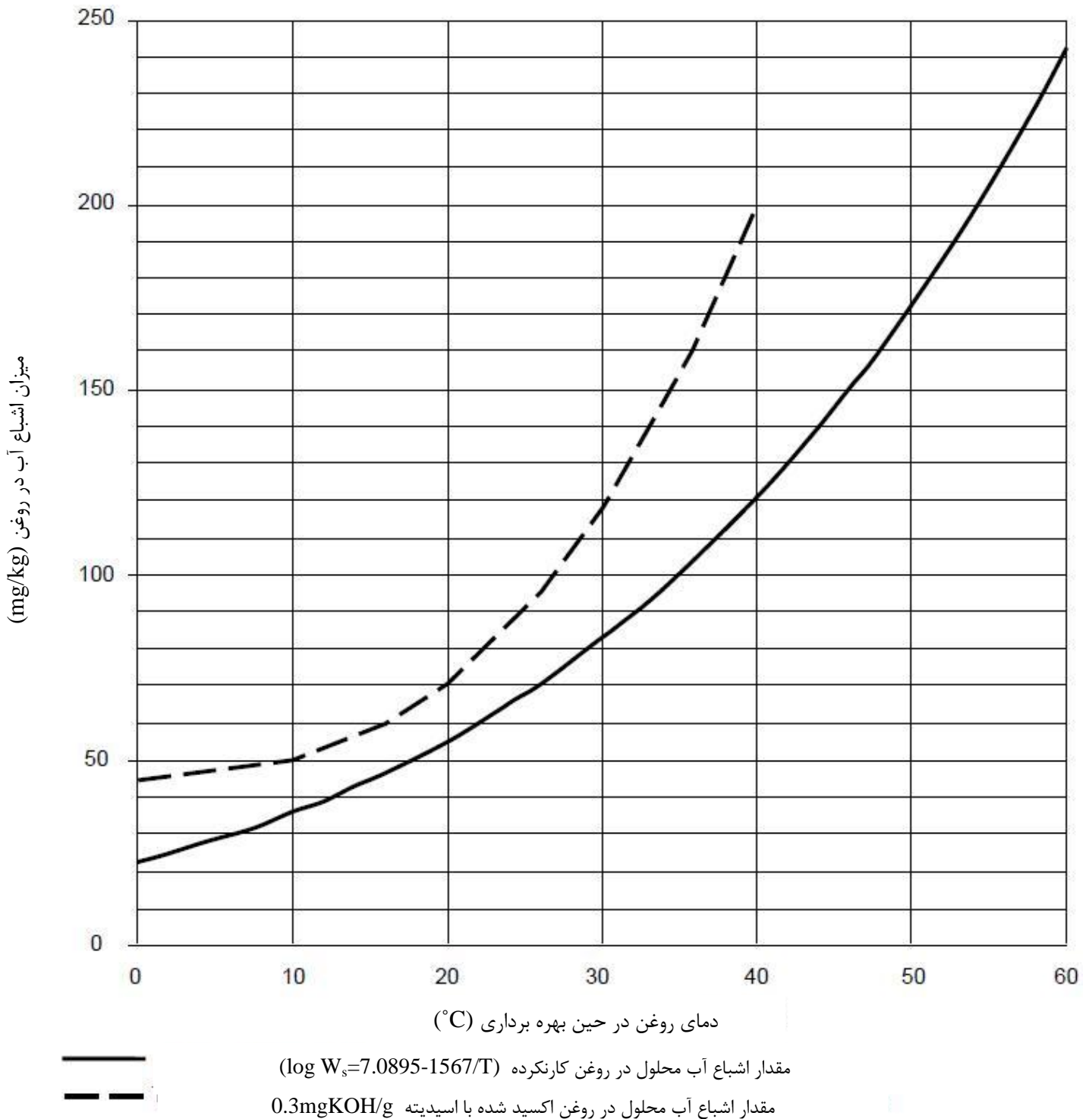
ترانسفورماتورها در حین تولید خشک می شوند تا درصد آب موجود در عایق سلولزی به 0/5% تا 1%، بسته به الزامات تولید کننده یا خریدار، کاهش یابد. پس از این خشک سازی اولیه، میزان رطوبت عایق سلولزی با توجه به شرایط محیطی و/یا شرایط بهره برداری افزایش می یابد.

آب موجود در یک ترانسفورماتور بین عایق کاغذی و روغن توزیع می شود، بصورتیکه بیشتر آب در سلولز وجود دارد. تغییرات دمائی، میزان آب محلول در روغن را بشدت افزایش می دهد لیکن تاثیر کمی بر آب موجود در عایق کاغذی دارد.

تعادل ترمودینامیکی بین آب جذب شده توسط کاغذ و آب حل شده در روغن زمانی بوجود می آید که ترانسفورماتور در یک مدت زمان طولانی در دمای نسبتاً بالا تحت بار قرار داشته باشد. این تعادل وابسته به دماست. به گونه ای که در دمای بالا آب بیشتری از سلولز به روغن منتقل می شود. هرچند اگر دمای روغن به اندازه کافی بالا نباشد، به دلیل کاهش انتقال آب از سلولز به روغن، این تعادل برقرار نمی گردد.

روشهای مختلفی برای تعیین آب موجود در کاغذ از طریق اندازه گیری آب محلول در روغن ارائه شده است، لیکن نتایج عملی معمولاً با این نتایج تئوریک همخوانی ندارند. پروسه خشک سازی کاغذ، آن میزان آبی را که در محاسبات نشان داده می شود، از کاغذ خارج نمی نماید.

کلیه محاسبات مربوط به رابطه بین آب محلول در روغن و آب موجود در سیستم عایقی کاغذ/روغن بستگی به شرایط تعادل بین روغن و سیستم کاغذ/روغن و بالعکس دارد. این تعادل تحت تاثیر پارامترهای مختلفی مانند تفاوت دمای بین روغن و سیستم کاغذ/روغن می باشد. تعیین آب موجود در سیستم کاغذ/تخته فشرده با استفاده از آب محلول در روغن در تحقیقات و گزارشهای مختلفی مورد بررسی قرار گرفته است. (به ضمیمه الف مراجعه شود).



شکل یک: تغییرات قابلیت اشباع آب در روغن با توجه به دما و اسیدیته برای روغن منطبق با IEC60296

4-4-5) تحلیل نتایج:

ولتاژ شکست و آب محلول در روغن بشدت به هم وابسته اند. هردو وابسته به دما بوده، لذا اندازه گیری آنها در دماهای کاری متفاوت ترانسفورماتور به منظور ارزیابی قابل اطمینان رطوبت موجود در سیستم عایقی کاغذ/روغن، اطلاعات خوبی ارائه می نماید. تحلیل نتایج آب محلول در روغن بشدت وابسته به دمای نمونه روغن اندازه گیری شده در حین نمونه برداری (به

روش قرار دادن ترمومتر در مسیر جریان خروجی از شیر نمونه برداری) است. در شرایطی که دمای روغن از روی ترمومتر روغن ترانسفورماتور با توجه به تصحیحات سیستمهای خنک کنندگی ONAN و ONAF قرائت شده است، این موضوع باید به صراحت در گزارش قید شود.

تصحیح رطوبت موجود در روغن به دمای 20°C برای ترانسفورماتورهایی که بار نسبتاً ثابت دارند برای محاسبه میزان رشد و تحلیل مناسب است. این فرآیند در ضمیمه الف ذکر شده است.

5-5) اسیدیتة

اسیدیتة (عدد خنثائی) روغن میزان اجزاء و آلودگیهای اسیدی روغن را نشان می دهد.

اسیدیتة روغن بهره برداری شده ناشی از تشکیل محصولات اکسیداسیون است. اسیدها و سایر محصولات اکسیداسیون به همراه آب و سایر آلودگیهای جامد، مشخصات عایقی و سایر پارامترهای روغن را تحت تاثیر قرار می دهد. اسیدها بر تخریب مواد سلولزی تاثیرگذار بوده و دلیل اصلی خوردگی سطوح فلزی ترانسفورماتور می باشند.

نرخ رشد اسیدیتة در روغن در حال بهره برداری نشانگر خوبی از نرخ رشد پیری است. مقدار اسیدیتة معیار خوبی برای شناسائی لزوم تعویض یا تصفیه شیمیائی روغن می باشد.

معمولاً روغنهای همراه با بازدارنده، مادامیکه میزان مواد بازدارنده آن کافی باشد، هیچ افزایش قابل توجهی در اسیدیتة از خود نشان نمی دهند.

5-6) ضریب تلفات عایقی و مقاومت ویژه

این مشخصات به وجود آلودگیهای قطبی محلول در روغن و فرآورده های ناشی از پیری بسیار حساس هستند. تغییرات بوجود آمده در میزان این آلودگیها (حتی اگر مقدار آن بسیار پائین و در حد تشخیص دستگاه تست باشد) را می توان با اندازه گیری این شاخصها، پایش نمود.

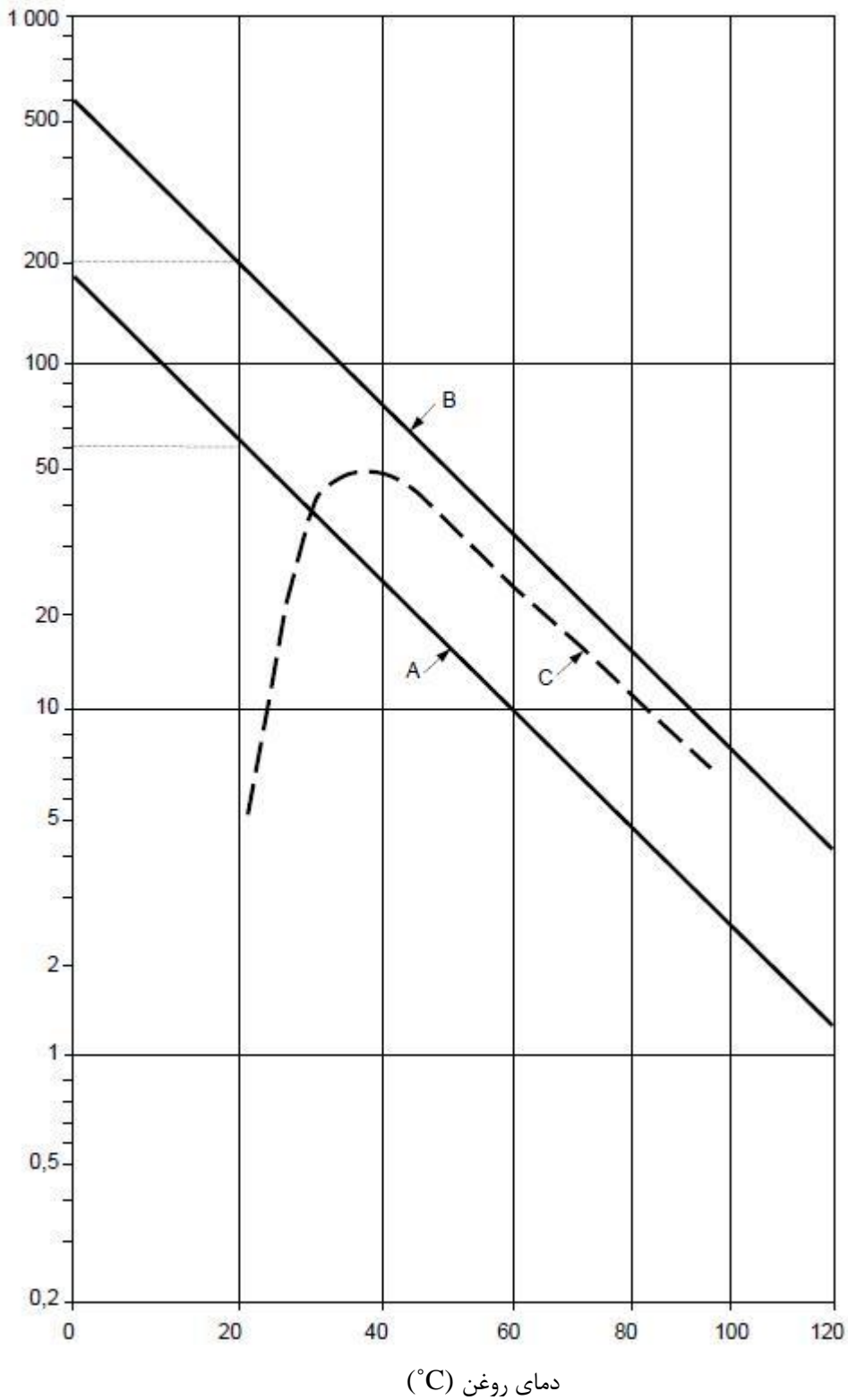
حدود مجاز این شاخصها، بسیار وابسته به نوع ترانسفورماتور است. هرچند مقدار بالای ضریب تلفات عایقی یا مقدار پائین مقاومت ویژه، تلفات عایقی و/یا مقاومت عایقی ترانسفورماتور را به شدت تحت تاثیر قرار می دهد.

رابطه معکوسی بین ضریب تلفات عایقی و مقاومت ویژه وجود دارد: با کاهش مقاومت، ضریب تلفات عایقی افزایش می یابد. معمولاً نیازی به انجام هردو آزمون بر روی روغن نبوده و بیشتر آزمون تلفات عایقی معمول است. مقاومت ویژه و ضریب تلفات عایقی بستگی به دما و رطوبت دارد. شکل دو تغییرات مقاومت ویژه با توجه به دما و رطوبت در روغن فاقد آلودگیهای جامد را نشان می دهد.

اطلاعات بیشتر در این خصوص را می توان با اندازه گیری مقاومت ویژه و ضریب تلفات عایقی در دمای محیط و همچنین در دمای بالاتر مثلاً در 90°C درجه سانتیگراد بدست آورد.

در ترانسفورماتورهای اندازه گیری با ولتاژ زیاد (VHV) و ولتاژ بسیار زیاد (UHV) توجه ویژه ای باید به ضریب تلفات عایقی نمود چرا که مقدار بالای این ضریب می تواند منجر به فرار حرارتی و در نهایت خطای ترانسفورماتور شود.

مقاومت ویژه (GΩ.m)



منحنی A: روغن خشک با مقاومت ویژه $60\text{G}\Omega\cdot\text{m}$ در دمای 20°C درجه سانتیگراد

منحنی B: روغن خشک با مقاومت ویژه $200\text{G}\Omega\cdot\text{m}$ در دمای 20°C درجه سانتیگراد

منحنی C: روغن خیس که در دمای 35°C درجه سانتیگراد 100% اشباع می شود

توجه: در ترانسفورماتورهای در حال بهره برداری منحنی C در دیواره مخزن یا مناطق خیلی سرد اتفاق می افتد نه در اطراف سیم پیچ

شکل دو: مثالی از تغییرات مقاومت ویژه با دما در روغن در حال بهره برداری

روغنی که مطابق بند 4-9 بعنوان «مناسب» طبقه بندی می شود، مشخصاتی مشابه منحنی های A و B در شکل دو داشته و در دماهای بالا و پائین نتایج تست ضریب تلفات عایقی آنها قابل قبول می باشند.

روغنی که مطابق بند 4-9 بعنوان «نامناسب» طبقه بندی می شود، مشخصاتی مشابه منحنی C داشته و در دمای 90 درجه سانتیگراد نتایج تست ضریب تلفات عایقی مناسب می باشد. لیکن در دمای پائین نتایج تست مناسب نیست. این نشاندهنده حضور آب یا محصولات تخریب در دمای سرد بدون وجود آلودگی شیمیائی است. نتایج نامناسب در هر دو دما نشانگر آلودگی بیشتر بوده و بدین معناست که امکان بهبود وضعیت روغن با تصفیه فیزیکی وجود ندارد.

اندازه گیری مقاومت ویژه به منظور پایش روغن در حال بهره برداری با اهمیت است. مقاومت ویژه متناسب با اسیدهای ناشی از اکسیداسیون و تحت تاثیر آلودگیهای ناخواسته ای مانند نمکهای فلزی و آب می باشد. سایر ترکیبات موجود در روغن در حال بهره برداری که می تواند مقاومت ویژه را تحت تاثیر قرار دهند عبارتست از: آلدئیدها، کتونها و الکلها. افزایش دما و همچنین رسوب آب در دمای پائین بدلیل رسیدن به نقطه اشباع، مقاومت ویژه را کاهش می دهد.

در برخی از ترانسفورماتورهای اندازه گیری مشاهده شده است که در طی پروسه اکسیداسیون بسیار کوتاه، تغییر بسیار زیادی در ضریب تلفات عایقی بوجود آمده که منجر به خطا در تجهیزات شده است. بهمین دلیل توصیه می شود که ضریب تلفات عایقی روغن کارنکرده براساس استاندارد IEC61125:1992, Method C و پس از قرار گرفتن در معرض اکسیداسیون کوتاه مدت، انجام گیرد تا مناسب بودن روغن برای استفاده محرز شود.

7-5) میزان مواد بازدارنده و پایداری در برابر اکسیداسیون

1-7-5) پایداری در برابر اکسیداسیون

استقامت روغن عایقی معدنی در حال بهره برداری در مقابل اکسیداسیون تحت تنشهای حرارتی و در حضور اکسیژن و کاتالیزور مس را پایداری در برابر اکسیداسیون می نامند. این آزمون نشاندهنده عمر مورد انتظار روغن در شرایط بهره برداری در تجهیزات الکتریکی می باشد. این پارامتر تعیین کننده مقاومت در برابر تشکیل ترکیبات اسیدی، لجن و ترکیباتی که ضریب تلفات عایقی را در شرایط خاصی تحت تاثیر قرار می دهند، می باشد. برای روغنهایی که مطابق IEC60296 تولید شده اند، این شرایط در استاندارد IEC61125:1992, Method C و حدود پذیرش در استاندارد IEC60296 ذکر شده است.

این مشخصه بیشتر بستگی به پروسه پالایش دارد. روغن معدنی پالایش شده ترکیبات طبیعی متنوعی دارد که بعنوان بازدارنده اکسیداسیون عمل می کنند. این مواد با عنوان آنتی اکسیدانهای طبیعی شناخته می شوند. روغنهایی که تنها حاوی آنتی اکسیدانهای طبیعی هستند را روغنهای بدون بازدارنده می نامند.

از بازدارنده های مصنوعی اکسیداسیون می توان برای افزایش پایداری در برابر اکسیداسیون استفاده نمود. معمولاً از نوع فنولیک در روغن ترانسفورماتور استفاده می شود که ترکیبات بیشتر مورد استفاده عبارتند از : 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC) و 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP) . بازدهی بازدارنده افزوده شده بسته به ترکیبات شیمیائی روغن پایه متفاوت است.

برای تعیین پایداری در برابر اکسیداسیون می توان از آزمون IEC61125:1992, Method C استفاده نمود. از آنجا که این آزمون برای روغن کارنکرده طراحی شده است، تحلیل نتایج برای روغن در حال بهره برداری دشوار است. این آزمون معمولاً برای ارزیابی وضعیت روغن در تجهیز نو بکار می رود.

5-7-2) پایش روغنهای بدون بازدارنده

اکسیداسیون روغنهای بدون بازدارنده معمولاً با اندازه گیری ترکیبات اسیدی و لجن محلول و نامحلول در روغن پایش می شود. افزایش در ضریب تلفات عایقی و کاهش در میزان کشش سطحی معمولاً نشاندهنده اکسیداسیون روغن عایقی است. (بند 5-5 و 9-5 ملاحظه شود)

5-7-3) پایش روغنهای حاوی بازدارنده

الگوی اکسیداسیون روغنهای حاوی مواد بازدارنده متفاوت از روغنهای بدون مواد بازدارنده است. بازدارنده مصنوعی در شروع بهره برداری از روغن مصرف شده و محصولات اکسیداسیون کمی بوجود می آورد. اینرا مدت زمان مصرف می نامند. پس از مصرف کامل بازدارنده، پایداری در برابر اکسیداسیون روغن پایه تعیین کننده نرخ اکسیداسیون روغن می باشد. کاهش کشش سطحی در روغنهای حاوی بازدارنده معمولاً نشاندهنده تشکیل محصولات اکسیداسیون است. آسانترین و معمول ترین راه برای پایش میزان مصرف بازدارنده، اندازه گیری مقدار مواد بازدارنده مطابق استاندارد IEC60666 است.

مقدار مواد بازدارنده باید در فواصل زمانی مناسب که بستگی به دمای بهره برداری و سطح بار دارد، مورد پایش قرار گیرد.

5-8) رسوب و لجن

این آزمون بین رسوب و لجن تفاوت قائل شده است:

رسوب، مواد نامحلول موجود در روغن تعریف می شود.

رسوب شامل موارد ذیل می باشد:

- محصولات نامحلول ناشی از تخریب یا اکسیداسیون مواد عایقی جامد یا مایع
- محصولات جامد ناشی از شرایط بهره برداری تجهیز مانند ذرات فلزی یا کربن، اکسیدهای فلزی و سولفیدها
- فیبرها و سایر موادی که منشاء خارجی دارند.

لجن محصولات پلیمریزه شده ناشی از تخریب مواد عایقی جامد یا مایع است. لجن تاحد معینی در روغن حل می شود که این حد بستگی به دما و میزان حلالیت روغن دارد. بیشتر از این حد، لجن بصورت جامد درآمده و به رسوب تبدیل می شود. رسوب و/یا لجن می تواند مشخصات الکتریکی روغن را تغییر دهد. بعلاوه تجمع آن ممکن است ظرفیت انتقال حرارت روغن را کاهش داده و موجب تخریب حرارتی مواد عایقی شود. رسوب و لجن را باید مطابق ضمیمه ب اندازه گیری نمود.

۵-۹) کشش سطحی

کشش سطحی بین روغن و آب روشی برای شناسایی آلودگیهای قطبی و فرآورده های تخریب است. این مشخصه در مراحل اولیه پیری نسبتاً سریع تغییر می کند لیکن این تغییرات در مراحل بعدی پیری آهسته می شود.

کاهش سریع کشش سطحی به شدت تحت تاثیر نوع روغن می باشد. نرخ کاهش کشش سطحی روغنهای بدون بازدارنده معمولاً بیشتر از روغنهای همراه با بازدارنده است.

کاهش سریع کشش سطحی می تواند نشانگر عدم سازگاری روغن با برخی مواد داخل ترانسفورماتور (رنگ، واشر) یا آلودگی اتفاقی در هنگام تزریق روغن باشد. هرچند روغن با کشش سطحی کمتر یا نزدیک به مقادیر ذکر شده در جدول پنج باید مورد بررسی بیشتری قرار گیرد.

در صورت اضافه بارگیری از ترانسفورماتورها تخریب مواد سریعتر شده که کشش سطحی معیاری برای شناسایی این تخریب می باشد.

۵-۱۰) شمارش ذرات

منابع احتمالی تشکیل ذرات معلق در روغن عایقی تجهیزات الکتریکی متفاوت است. تجهیز الکتریکی ممکن است خود دارای ذرات معلق از فرآیند ساخت بوده یا روغن می تواند در پروسه انبارش یا تزریق بدلیل فیلترینگ نامناسب، دارای ذرات معلق باشد. فرسودگی فلز و پیری روغن و مواد داخل ترانسفورماتور ممکن است در طول بهره برداری از تجهیز ذرات معلق را بوجود آورند. اضافه حرارت موضعی بیشتر از ۵۰۰ درجه سانتیگراد نیز می تواند ذرات کربنی تشکیل دهد. ذرات کربنی بوجود آمده در روغن دایورتر سوئیچ ممکن است بر اثر نشتی محفظه به روغن مخزن اصلی ترانسفورماتور وارد شود. منبع اصلی ذرات فلزی معمولاً فرسودگی یا تاقان پمپها می باشد.

تاثیر ذرات معلق بر استقامت الکتریکی روغن عایقی بستگی به نوع ذرات (فلز، فیبر، لجن و ...) و آب محلول در روغن دارد. در گذشته برخی از ترانسفورماتورهای ولتاژ بالا بدلیل مرتبط با ذرات معلق دچار حادثه شده اند. آزمون اندازه گیری ولتاژ شکست به تنهایی برای شناسایی ذرات معلق کافی نبوده و روش ذره شماری جهت پایش این پدیده پیشنهاد می شود. (جدول ب-۱ ملاحظه شود)

۵-۱۱) نقطه اشتعال

تجزیه روغن بدلیل تخلیه الکتریکی یا تحت شرایط دمائی خیلی بالا، هیدروکربنهایی با وزن کم را بوجود می آورد که کاهش نقطه اشتعال را سبب خواهد شد.

نقطه اشتعال پائین نشانگر حضور مواد قابل احتراق و فرار در روغن است. این می تواند ناشی از آلودگی روغن با حلالها بوده یا در برخی موارد نتیجه تخلیه الکتریکی گسترده است.

5-12) قابلیت سازگاری روغنهای عایقی

به منظور سرریز و/یا تزریق مجدد روغن به ترانسفورماتور در حال بهره برداری، باید از روغن کارنکرده منطبق با استاندارد IEC60296 و کلاسه بندی یکسان (کلاس، گروه و مشخصات برقرار کردن در حالت سرد ذکر شده در استاندارد IEC60296) با روغن موجود در ترانسفورماتور استفاده نمود.

تجربیات عملی نشان می دهد که در صورت سرریز روغن کارنکرده به مقدار کم (مثلاً 5%) به روغن در حال بهره برداری که از لحاظ کیفی «مناسب» (بند 9-4) باشد، اشکالی ندارد. هرچند سرریز روغن جدید به مقدار بیشتر به روغن با عمر بهره برداری زیاد موجب رسوب لجن می شود.

به منظور شناسائی امکان اضافه نمودن روغن کارنکرده با ماهیت متفاوت به روغن موجود در حال بهره برداری، انجام آزمون قابلیت سازگاری لازم است. برای ترکیب نمودن روغنهای در حال بهره برداری با یکدیگر انجام این آزمون اکیداً توصیه می شود. در صورت بروز ابهام در خصوص قابلیت سازگاری روغنهای با یکدیگر، رجوع به دستورالعمل تولید کننده روغن پیشنهاد می شود.

در انجام آزمون قابلیت سازگاری، مطابق ذیل، مشخصات کیفی ترکیب حاصل نباید از بدترین نتیجه حاصله از هریک از نمونه ها پائینتر باشد.

برای انجام تست ابتدا نمونه روغنهای را با نسبتی که در عمل قرار است با هم ترکیب شوند، مخلوط نموده و در صورت عدم اطلاع از نسبت واقعی ترکیب، آنها را به نسبت 50/50 مخلوط می نماییم. سپس آزمونهای ذیل بر روی هریک از روغنهای و همچنین ترکیب دو روغن انجام می گیرد:

- میزان تولید کف
 - پایداری در برابر اکسیداسیون مطابق استاندارد IEC61125:1992, Method C شامل آزمونهای اسیدیته، لجن و ضریب تلفات عایقی پس از پیری. مدت زمان آزمون باید مطابق گروه روغن و براساس استاندارد IEC60296 باشد.
 - سولفور خورنده و/یا خوردگی بالقوه پس از پیری مطابق با استاندارد IEC61125:1992, Method C
- تجربیات موجود در خصوص سرریز روغنهای حاوی مواد کاهش دهنده نقطه ریزش به روغنهای دارای نقطه ریزش پائین طبیعی، بسیار محدود است. هرچند تحقیقات آزمایشگاهی نشان می دهد در صورت انجام این ترکیب، احتمال ایجاد اختلال در وضعیت کاری روغن در دمای پائین اندک است.
- انجام آزمون قابلیت سازگاری بویژه در مورد روغنهای حاوی مواد افزودنی ضروری است. در اینحالت نیز رجوع به دستورالعملهای تولید کننده روغن یا ترانسفورماتور پیشنهاد می گردد.

5-13) نقطه ریزش

نقطه ریزش در حقیقت شناسائی قابلیت گردش روغن در دمای پائین است. هیچ دلیلی در دسترس نیست که نشان دهد این مشخصه در فرآیند پیری نرمال روغن، تغییر می یابد. تغییر در نقطه اشتعال معمولاً بدلیل سرریز کردن با روغن متفاوت از روغن موجود اتفاق می افتد.

5-14) چگالی

در آب و هوای سرد، چگالی عامل مهمی برای تعیین مناسب بودن و کارایی روغن است. بعنوان مثال کریستالهای یخ تشکیل شده از آب آزاد، ممکن است در روغن با چگالی بالا شناور شده و منجر به تخلیه الکتریکی شود. هرچند چگالی عامل مهمی در مقایسه کیفی بین روغنهای مختلف نیست. هیچ نشانه‌ای در دست نیست که چگالی تحت تاثیر تخریب روغن قرار گیرد. چگالی می‌تواند به منظور تفکیک روغن عایقی معدنی از سایر سیالات مورد استفاده قرار گیرد.

5-15) گرانروی

گرانروی عامل مهمی در کنترل انتقال حرارت است. تخریب و اکسیداسیون گرانروی را افزایش داده و این مشخصه همچنین تحت تاثیر درجه حرارت قرار دارد. تخریب و اکسیداسیون طبیعی (نرمال) روغن تاثیر خیلی زیادی بر گرانروی ندارد. تغییر گرانروی تنها در شرایط تخلیه الکتریکی شدید یا اکسیداسیون گسترده اتفاق می‌افتد.

5-16) پلی کلریدهای بی فنیل (PCBs)

پلی کلریدهای بی فنیل (PCBs) خانواده‌ای از هیدروکربنهای آروماتیک کلردار مصنوعی هستند که مشخصات حرارتی و الکتریکی مناسبی دارند. این مشخصات خوب به همراه پایداری شیمیایی عالی، کاربردهای تجاری بسیاری برای این مواد به همراه داشته است. هرچند پایداری شیمیایی و تجزیه ناپذیری این مواد، نگرانی‌هایی را در خصوص آلودگی محیط زیست بدنبال داشته است. این نگرانی در خصوص اثرات زیست محیطی PCBs استفاده از آنها از اوایل دهه 70 میلادی بشدت محدود نمود و از سال 1986 طبق یک توافقنامه بین المللی استفاده از این مواد در سایت‌های جدید و محصولات تولید شده ممنوع شد. متأسفانه استفاده مشترک از تجهیزات سرویس و نگهداری این روغن با روغنهای عایقی معدنی، موجب آلودگی گسترده روغنهای معدنی شده است.

مقدار PCB موجود در روغن تجهیزات الکتریکی کارنکرده باید اندازه‌گیری شده تا از عدم آلودگی روغن به PCB اطمینان حاصل نمود. همچنین زمانی که خطر آلودگی وجود دارد (مانند تصفیه روغن، تعمیر ترانسفورماتور و ...) می‌بایست روغن را مورد آزمون قرار داده و در صورت وجود PCB بیش از حدود تعیین شده می‌بایست اقدامات ضروری انجام گیرد. (بند 4-11 ملاحظه شود)

توجه: حدود مجاز با توجه به مقررات داخلی تعیین می‌شود.

5-17) سولفور خورنده

سه روش برای اندازه‌گیری سولفور خورنده در روغن در جدول یک ذکر شده است. روش استاندارد IEC از روش استاندارد ASTM الزام آورتر بوده و کلیه روغن‌ها باید الزامات آنها برآورده سازند. اجرای روش استاندارد ASTM آسانتر بوده و می‌تواند بعنوان یک آزمون اولیه مورد استفاده قرار گیرد. در اینصورت نتیجه منفی نیاز به بررسی بیشتر دارد. روش استاندارد DIN یک روش تکمیلی بوده و باید علاوه بر روشهای IEC و ASTM انجام گیرد تا مطابق جدول پنج بعنوان «غیر خورنده» تلقی شود.

میزان گوگرد در روغن بستگی به فرآیند پالایش، درجه پالایش و نوع نفت خام دارد. این ماده معمولاً بصورت ترکیبات آلی در روغن بوده لیکن بصورت عنصر گوگرد نیز یافت می شود. دلیل وجود ترکیبات واکنش پذیر که در دمای بهره برداری ترانسفورماتور موجب خوردگی می شوند، پالایش ضعیف یا آلوده شدن روغن می باشد.

مولکولهای روغن حاوی گوگرد ممکن است در دماهای نسبتاً بالا تجزیه شده، با سطح فلزی واکنش داده و تشکیل سولفیدهای فلزی بدهد. این واکنشها می تواند در تجهیزات قطع و وصل کننده اتفاق افتاده و بر رسانایی کنتاکتها تاثیر بگذارد. استاندارد DIN51353 آزمون با حساسیت بالایی برای این مسئله طراحی کرده است که در آن از نوار نقره ای در دمای 100 درجه سانتی گراد استفاده می شود.

برخی از مولکولهای حاوی گوگرد موجب تشکیل سولفید مس (CU_2S) شده که این ماده در عایق کاغذی تجهیز الکتریکی رسوب می کند. این پدیده موجب تضعیف کیفیت الکتریکی عایق شده و تا کنون چند مورد حادثه را سبب شده است. رسوب CU_2S معمولاً در تجهیزات الکتریکی با عایق کاغذی که ترکیبات سولفور خورنده در روغن آن وجود داشته یا مس بدون لاک یا محافظت نشده در آن استفاده شده یا دمای بهره برداری و/یا درجه حرارت محیط بالا بوده و میزان اکسیژن در کاغذ کم باشد، بوجود می آید. یک گروه از مواد موجود در روغن که باعث ایجاد این مسئله می شوند، دی سولفیدها مانند دی سولفید دی بنزیل می باشند.

استاندارد IEC60296 مشخصات روغن کارنکرده برای ممانعت از رسوب CU_2S در کاغذ در حین بهره برداری را ارائه نموده است. آزمونهای مورد استفاده بدین منظور (استاندارد IEC62535 و استاندارد ASTM D1275:2006, Method B) برای روغنهایی قابل اعمال است که فاقد پسیواتورهای فلزی باشند. در بند الف-3 از استاندارد IEC60296:2012 روشی برای جدا کردن پسیواتورها از روغن ذکر شده است. در صورت وجود ترکیبات سولفور خورنده در روغن نتیجه آزمونها مثبت خواهد بود. روغنهای بشدت پیر شده (مثلاً روغنهای با اسیدیته بالا)، یا روغنهای با پایداری در برابر اکسیداسیون ضعیف، تحت شرایط استاندارد IEC62535 بدلیل ایجاد لجن شدید، ممکن است نتایج مبهمی ارائه کنند. در این شرایط آنالیز SEM-EDX (که در ضمیمه ب استاندارد IEC62535:2008 تشریح شده است) می تواند برای رفع ابهام مورد استفاده قرار گیرد. به منظور جلوگیری از نتایج مثبت غیرواقعی می توان آزمون را با وجود عایق کاغذی و بدون نوار مسی و مقایسه وضعیت ظاهری کاغذ با حالتی که آزمون در حضور مس صورت می گیرد، انجام داد.

ترکیب عوامل مختلف و نه فقط خوردگی بالقوه روغن، ممکن است منجر به بروز خطا در تجهیز الکتریکی شود. در این حالت ارزیابی ریسک بادر نظر گرفتن وضعیت طراحی و بهره برداری باید صورت گیرد.

18-5) دی سولفید دی بنزیل (DBDS)

DBDS بصورت بالقوه موجب خوردگی سطوح مسی در دمای بهره برداری ترانسفورماتور شده و تحت شرایط خاص می تواند تشکیل سولفید مس دهد.

DBDS در بین ترکیبات مختلف سولفور خورنده نقش اساسی در مسئله خوردگی ایفا می کند. این ماده که بعنوان ماده اصلی ترکیبات گوگردی شناخته شده است، در بیشتر روغنهای عایقی تولید و ترکیب شده از سالهای 1988 و 1989 به بعد

وجود دارد (هرچند این روغن‌ها آزمونهای خوردگی زمان خود را با موفقیت گذرانده اند). لیکن از سال 2006 به بعد روغنهای تولید شده حاوی DBDS قابل اندازه گیری، بسیار اندک هستند.

لازم به ذکر است روغنهای در حال بهره برداری در تجهیزات الکتریکی وجود دارند که علیرغم عدم وجود DBDS، خورنده می باشند.

توجه: دی سولفید دی بنزیل یک ترکیب گوگردی است که بعنوان ماده افزودنی آنتی اکسیدان در ترکیبات لاستیکی، ثبات در مواد پتروشیمی و بعنوان افزودنی در روغنهای سیلیکونی مورد استفاده قرار می گیرد.

5-19) پسیواتور

افزودن پسیواتورهای فلزی تکنیک مورد استفاده برای کاهش ریسک ناشی از سولفور خورنده است. در اغلب موارد از مشتقات تولیتریازول استفاده می کنند. (که تحت نام تجاری Irgamet 39 عرضه می شود). معمولاً 100 mg/Kg (0/01% وزنی) از این ماده به روغن افزوده می شود تا از واکنش مس با سولفور خورنده ممانعت بعمل آید.

سابقه استفاده از پسیواتورهای فلزی در روغنهای معدنی بویژه روغنهای روانکاری طولانی است لیکن مصرف آن در روغنهای عایقی محدود است. استفاده از این مواد نه تنها بدلیل مقابله با پدیده خوردگی بلکه به منظور تقویت پایداری در برابر اکسیداسیون و کاهش بارداری الکتریکی روغن ناشی از گردش مورد استفاده قرار می گیرند. پایش مقدار پسیواتور در طول بهره برداری از روغن ضروری می باشد.

6) نمونه برداری روغن از تجهیزات

نمونه برداری باید بگونه ای انجام شود که نمونه برداشته شده معرفی از روغن موجود در ترانسفورماتور باشد. تجربه نشان داده است در موارد زیادی، روغن تنها بدلیل نمونه برداری غلط پذیرفته نشده است. نمونه برداری بدون دقت یا آلوده بودن ظرف حاوی نمونه منجر به تحلیل غلط و اتلاف وقت و هزینه صورت گرفته در فرآیند نمونه برداری، انتقال نمونه و آزمایش می شود.

حتی الامکان، نمونه برداری باید هنگام بارگیری عادی ترانسفورماتور یا اندکی پس از خاموش کردن آن صورت گیرد. فرآیند نمونه برداری باید توسط کارشناس با تجربه ای صورت گیرد که آموزشهای کافی را مطابق استاندارد IEC60475 دیده باشد.

نمونه برداری باید مطابق با دستورالعملهای سازنده ترانسفورماتور (در صورت وجود) صورت گیرد.

7) گروه بندی تجهیزات

به منظور پاسخگویی به نیازمندیهای بهره برداران مختلف، تجهیزات مطابق جدول دو گروه بندی می شوند.

8) ارزیابی وضعیت روغن عایقی معدنی در تجهیزات کارنکرده (پیش از برقدار نمودن)

در بیشتر موارد تجهیزات الکتریکی بصورت پر شده با روغن تحویل مصرف کننده نهایی می شود. در این حالت روغن در تماس با عایق و سایر مواد داخل تجهیز بوده و دیگر نمی توان آنرا بعنوان «روغن کارنکرده» مطابق استاندارد IEC60296

در نظر گرفت. از اینرو حتی اگر تجهیز الکتریکی برقدار نشده باشد، مشخصات این روغن باید با الزامات روغن در حال بهره برداری مقایسه شود.

جدول دو: گروه بندی تجهیزات

گروه	نوع تجهیز الکتریکی
O	ترانسفورماتورهای قدرت / راکتورها با ولتاژ نامی سیستم 400 کیلو ولت و بالاتر
A	ترانسفورماتورهای قدرت / راکتورها با ولتاژ نامی سیستم بالاتر از 170 کیلو ولت و کمتر از 400 کیلو ولت. همچنین ترانسفورماتورهای قدرت با هر رنج ولتاژی در سیستمی که پیوستگی جریان برق حیاتی بوده و همچنین تجهیزات مشابه برای کاربردهای خاص یا تحت شرایط بهره برداری ویژه
B	ترانسفورماتورهای قدرت / راکتورها با ولتاژ نامی سیستم بالاتر از 72/5 کیلو ولت و کمتر از یا مساوی با 170 کیلو ولت (بجز موارد اشاره شده در گروه A)
C	ترانسفورماتورهای قدرت / راکتورها برای کاربردهای فشار متوسط / فشار ضعیف بعنوان مثال ولتاژ نامی سیستم تا حداکثر 72/5 کیلوولت و ترانسفورماتورهای ویژه حمل و نقل ریلی (بجز موارد اشاره شده در گروه A) دژنکتورهای فشار قوی روغنی با ولتاژ نامی سیستم بیشتر از 72/5 کیلو ولت کلیدها و سوئیچگیرهای با محفظه فلزی با ولتاژ نامی سیستم بالاتر یا مساوی با 16 کیلو ولت
D	ترانسفورماتورهای اندازه گیری/حفاظت با ولتاژ نامی سیستم بالاتر از 170 کیلو ولت
E	ترانسفورماتورهای اندازه گیری/حفاظت با ولتاژ نامی کمتر از یا مساوی با 170 کیلو ولت
F	مخزن دایورت سوئیچ تپ چنجر قابل قطع تحت بار شامل مخازن ترکیبی سلکتور/دایورتر
G	کلیدهای روغنی با ولتاژ نامی سیستم بالاتر یا مساوی با 72/5 کیلو ولت سوئیچگیرهای فلزی روغنی با ولتاژ نامی سیستم کمتر از 16 کیلوولت
<p>نکته اول: در صورتیکه مخزن سلکتور سوئیچ تپ چنجر قابل قطع تحت بار از مخزن اصلی ترانسفورماتور جدا باشد، در همان گروه ترانسفورماتور طبقه بندی می گردد.</p> <p>نکته دوم: در صورتیکه یک برنامه پایش روتین مدنظر باشد، پوشینگهای با کاغذ آغشته به روغن و سایر تجهیزات هرمیتیک را می توان در گروههای D یا E طبقه بندی نمود. در اینحالت لازم است به دستورالعملهای سازنده مراجعه نمود.</p> <p>نکته سوم: صرفنظر از ابعاد یا ولتاژ تجهیزات، ارزیابی ریسک می تواند تکنیکهای پایش وضعیت (که معمولاً مربوط به گروههای بالاتر تجهیزات است) را تعیین کند.</p> <p>نکته چهارم: ممکن است بهره بردار ترانسفورماتور بدلائل عملی و اقتصادی تصمیم بگیرد که ترانسفورماتورهای تا 1 مگاوات آمپر و زیر 63 کیلوولت را در این گروه بندی قرار ندهد. برای این تجهیزات ممکن است برنامه پایش روتین اقتصادی نباشد. در صورتیکه برنامه پایش برای این ترانسفورماتورها در نظر گرفته شود، باید آنها مطابق گروه C ارزیابی نمود.</p>	

مشخصات روغن باید مناسب با گروه و عملکرد تجهیز باشد (جدول سه ملاحظه شود).

به دلیل استفاده از مواد مختلف و نسبتهای مختلف عایق مایع به جامد، مشخصات روغن ممکن است با توجه به نوع تجهیزات تغییر نماید. این تغییرات باید در محدوده ذکر شده در جدول سه باشد. مشخصاتی که در جدول سه ذکر نشده است باید

مطابق الزامات استاندارد IEC60296 باشد. (بجز پایداری در برابر اکسیداسیون که هیچ الزامی در خصوص این پارامتر در مورد روغنهای در حال بهره برداری وجود ندارد).

از آنجاکه ویژگیهای روغن در تجهیزات نو جزئی از طراحی تجهیز است، بهره بردار می تواند تقاضای مشخصات بهتری از حداقل های ذکر شده در استاندارد مطابق جدول سه که در حقیقت براساس تجارب سالهای طولانی بهره برداری بدست آمده است، نماید.

جدول سه: حدود پیشنهادی برای روغنهای عایقی معدنی پس از تزریق به ترانسفورماتور و پیش از برقرار نمودن تجهیز

حداکثر ولتاژ تجهیز (KV)			مشخصه
بیشتر از 170	از 72/5 تا 170	کمتر از 72/5	
تمیز، عاری از رسوب و مواد معلق			وضعیت ظاهری
حداکثر 2	حداکثر 2	حداکثر 2	رنگ (مطابق درجه بندی استاندارد ISO2049)
>60	>60	>55	ولتاژ شکست (KV)
<10	<10	20 ²	آب محلول در روغن (mg/kg) ¹
حداکثر 0/03	حداکثر 0/03	حداکثر 0/03	اسیدیته (mgKOH/g)
حداکثر 0/010	حداکثر 0/015	حداکثر 0/015	ضریب تلفات عایقی در 90°C و فرکانسهای 40 تا 60 هرتز ³
حداقل 60	حداقل 60	حداقل 60	مقاومت ویژه در 90°C (GΩ×m)
غیر خورنده			سولفور خورنده
<5			مقدار DBDS (mg/kg)
حداقل 35	حداقل 35	حداقل 35	کشش سطحی (mN/m)
غیرقابل شناسایی (کمتر از 2 mg/kg)			مقدار PCB (mg/kg)
جدول ب-1 ملاحظه شود ⁴	-	-	ذرات معلق
<p>(1) از آنجا که مدت زمان کافی برای رسیدن روغن و عایق سلولزی به تعادل وجود ندارد، مقادیر آب محلول در روغن برحسب دما تصحیح نشده اند.</p> <p>(2) حداکثر مجاز آب محلول در روغن برای ترانسفورماتورهای با حداکثر ولتاژ کمتر از 72/5 کیلوولت باید با توافق بین سازنده و خریدار تعیین شود.</p> <p>(3) مقادیر بالای ضریب تلفات عایقی می تواند نشاندهنده آلودگی شدید یا استفاده نادرست از مواد عایق جامد در هنگام تولید باشد.</p> <p>(4) تعیین ابعاد و تعداد ذرات باید بعنوان حد پایه برای مقایسه های بعدی در ترانسفورماتورهای بیشتر از 170 کیلوولت مورد استفاده قرار گیرد.</p>			

9) ارزیابی وضعیت روغن در حال بهره برداری

9-1) کلیات

روغن عایقی در حال بهره برداری در معرض حرارت، اکسیژن، آب و سایر کاتالیزورها قرار دارد که همگی آنها بر مشخصات روغن تأثیر گذار است. به منظور حفظ کیفیت روغن در حال بهره برداری لازم است روغن به طور منظم نمونه برداری شده و مورد تست قرار گیرد.

اغلب اولین نشانه تخریب روغن با بررسی وضعیت ظاهری آن شامل شفافیت و رنگ قابل شناسایی است. همچنین از نقطه نظر زیست محیطی می توان با استفاده از این بازرسی چشمی ساده، نشتی و ریزش روغن را نیز بررسی نمود.

تحلیل نتایج بر مبنای تخریب عملکردی روغن باید توسط پرسنل باتجربه و براساس المانهای مدیریت ریسک و مدیریت چرخه عمر مطابق ذیل صورت گیرد:

- مقادیر مشخصه نوع و گروه روغن و تجهیز الکتریکی با استفاده از روشهای آماری
- ارزیابی نرخ رشد و نرخ تغییرات مشخصه های مختلف روغن
- تعیین مقادیر نرمال برای وضعیتهای «فعالاً قابل قبول» یا «نامناسب» با توجه به نوع و گروه هر تجهیز

در صورتیکه روغن آلوده به PCBs باشد توجه به عوامل زیست محیطی و همچنین مقررات داخلی بسیار حائز اهمیت می باشد. در جائیکه که احتمال آلوده بودن روغن به PCBs وجود دارد باید حتماً بر روی نمونه روغن آزمایش انجام داده و از نتایج بدست آمده در ارزیابی ریسک جهت اجتناب از آلودگی محیط یا پرسنل و اجتماع استفاده نمود.

9-2) برنامه زمانبندی نمونه برداری و آزمون روغنهای در حال بهره برداری

ارائه یک برنامه زمانبندی جامع برای نمونه برداری و آزمون روغنهای در حال بهره برداری که دربرگیرنده کلیه شرایط احتمالی باشد، غیرممکن است.

بهترین برنامه زمانبندی بستگی به نوع، عملکرد، سطح ولتاژ، توان و شرایط ساخت و بهره برداری تجهیز و همچنین وضعیت روغن، که از آزمونهای قبلی استنتاج می شود، دارد. معمولاً لازم است مصالحه ای بین عوامل اقتصادی و الزامات مربوط به قابلیت اطمینان صورت گیرد.

مشکل بزرگتر مشخص نمودن برنامه زمانبندی نمونه برداری و آزمون و تعیین سطح تخریب قابل قبول روغن برای کلیه بهره برداران روغن عایقی با در نظر گرفتن تفاوتها موجود در سیاستهای بهره برداری، الزامات مربوط به قابلیت اطمینان و نوع سیستم الکتریکی مورد استفاده، می باشد. بعنوان مثال ممکن است شرکتهای بزرگ تولید و توزیع برق اعمال توصیه های ذکر شده در این استاندارد بر روی ترانسفورماتورهای توزیع را غیراقتصادی تلقی کنند. بالعکس ممکن است صنایع مصرف کننده برق که فعالیتشان بستگی به تأمین پیوسته و قابل اطمینان برق دارد، خواستار کنترل کیفیت روغن بصورت سختگیرانه تر و با فاصله زمانی کم باشند.

در جدول چهار برنامه زمانبندی نمونه برداری و آزمون مناسب با انواع مختلف تجهیزات الکتریکی بصورت پیشنهادی ارائه شده است. هرچند برخی از تجهیزات بگونه ای طراحی شده اند که روغن بصورت کنترل شده ای در معرض هوای محیط قرار می گیرد. در صورتی که این سیستمها در وضعیت مناسبی قرار داشته باشند، زمانبندی نمونه برداری و تست روغن با توجه به تحلیل چرخه عمر و/یا مدیریت چرخه عمر و ارزیابی ریسک، افزایش می یابد.

معمولاً آزمونها و اندازه گیریها باید با توجه به معیارهای ذیل صورت گیرد. این موارد بیشتر دربرگیرنده روغن ترانسفورماتور می باشد:

الف) مشخصات روغن باید مطابق برنامه ارائه شده در جدول چهار مورد آزمون قرار گیرند. مگر آنکه خلاف آن تصریح شده باشد.

ب) در صورتیکه نتایج آزمونها نشان دهد که یکی از مشخصات اصلی روغن در وضعیت «فعلاً قابل قبول» یا «نامناسب» بوده یا نرخ تغییرات یکی از مشخصات روغن زیاد است، زمان انجام مجدد آزمونها کاهش می یابد.

پ) اکسیداسیون روغن در دمای بالا و در حضور اکسیژن و آب، تسریع می گردد. بهمین دلیل برنامه زمانبندی انجام آزمون روغن بر روی ترانسفورماتورهایی که بارگیری سنگینی دارند کوتاه تر است. همچنین انجام برخی از آزمونهای تکمیلی مانند کشش سطحی بر روی روغن این ترانسفورماتورها توصیه می شود.

ت) زمانبندی انجام آزمونها با توجه به تحلیل فایده/هزینه و براساس آنالیز چرخه عمر و ارزیابی ریسک، تعیین می شود. برای برخی از بهره برداران این مسئله به معنای اجرای برنامه زمانبندی کاملاً متفاوت با جدول چهارم می باشد. بعنوان مثال برخی از شرکتهای تولید و توزیع برق تمایل دارند که این برنامه زمانبندی را در مورد یک نوع ترانسفورماتور انجام نداده و بالعکس برخی از صنایع نیز تمایل دارند که این نوع ترانسفورماتور را در گروه بالاتری قرار دهند.

جدول چهارم: برنامه زمانبندی پیشنهادی برای نمونه برداری و انجام آزمونهای روغن¹

گروه تجهیزات الکتریکی ³								مشخصه ²
G	F	E	D	C	B	A	O	
2 تا 6	2 تا 6	2 تا 6	1 تا 2	2 تا 6	1 تا 4	1 تا 3	1 تا 2	گروه اول (آزمونهای روتین) ⁶ - سالانه
پانویس 7 جدول								گروه دوم (آزمونهای تکمیلی)
پانویس 8 جدول								گروه سوم (آزمونهای ویژه)
6 ماه یا کمتر بسته به نرخ کاهش و مقدار مطلق								گروه سوم (مقدار پسیواتور)
<p>1) زمانهای ذکر شده براساس برنامه نرمال سرویس و نگهداری پیشنهاد شده اند. در صورتیکه یک یا چند مشخصه اندازه گیری شده نشان دهد که روغن در وضعیت غیرقابل قبول یا نامناسب قرار دارد یا اگر نرخ کاهش عمر غیرعادی مشاهده شود، این زمانبندی باید با در نظر گرفتن اهمیت تجهیز کاهش یابد. همچنین در صورتیکه روغن آلوده به PCB باشد به منظور حداقل کردن اثرات زیست محیطی ناشی از ایجاد حادثه در دستگاه باید زمانهای نمونه برداری را کوتاه نمود.</p> <p>2) گروههای اول، دوم و سوم در بند سه و همچنین در پانویس جدول یک شرح داده شده اند.</p> <p>3) گروه بندی تجهیزات در جدول دو شرح داده شده است.</p> <p>4) بند 2-9 قسمت ت ملاحظه شود.</p> <p>5) در این نمونه ها، پس از اولین نمونه برداری ممکن است بهره بردار پس از مشورت با سازنده و/یا آزمایشگاه تصمیم به افزایش زمان نمونه برداری بگیرد.</p> <p>6) آزمونهای گروه یک باید پس از تزریق روغن و پیش از برقرار کردن ترانسفورماتور بر روی روغن انجام گیرد.</p> <p>7) این آزمونها را می توان متناوباً و در فواصل زمانی بیشتر از آزمونهای روتین انجام داد. برنامه زمانبندی بستگی به نوع روغن، عمر و نوع تجهیز الکتریکی دارد. در ابتدا باید این آزمونها را بر روی تجهیز نو یا بازسازی شده و پیش از برقرار کردن انجام داد.</p> <p>8) این آزمونها بسیار خاص بوده و تنها تحت شرایط ویژه ای باید مورد استفاده قرار گیرد.</p>								

9-3) فرآیندهای آزمون

9-3-1) کلیات

محل انجام تست و تعداد و نوع آزمونهایی که می توان بر روی هر نمونه روغن انجام داد بسته به شرایط محلی و ملاحظات زیست محیطی، متفاوت است.

روغنهای در حال بهره برداری از لحاظ میزان تخریب و آلودگی با یکدیگر بسیار متفاوت هستند. بطور کلی یک تست مشخص برای ارزیابی وضعیت نمونه روغن کافی نیست.

ارزیابی وضعیت کلی ترجیحاً باید براساس ارزیابی مشخصه های مهم روغن اندازه گیری شده در آزمایشگاههای با کیفیت مناسب و مجهز، صورت گیرد. هرچند برخی از بهره برداران ترجیح می دهند که از آزمونهای در سایت بدین منظور استفاده کنند.

9-3-2) آزمونهای قابل انجام در سایت

در شرایط خاصی لازم است برخی از آزمونها بجای آزمایشگاه در نزدیک نقطه نمونه برداری صورت گیرد. دلیل این مسئله موارد ذیل است:

- ارزیابی سریع وضعیت روغن
 - طبقه بندی وضعیت روغنهای در حال بهره برداری
 - حذف کلیه تغییرات مشخصات روغن ناشی از حمل و نقل نمونه به آزمایشگاه و/یا انبارش نمونه ها
- در صورت وجود تجهیزات تست در محل و online می توان آزمونهای روغن را با دقت قابل مقایسه با آزمونهای آزمایشگاهی، در سایت انجام داد.

دقت برخی از آزمونهای سایت از آزمونهای آزمایشگاهی کمتر است. آزمونهای قابل انجام در سایت معمولاً شامل بازرسی های چشمی (رنگ و وضعیت ظاهری)، ولتاژ شکست، آب محلول و اسیدیته (با دقت کمتر) می باشند. گرچه برخی از مواقع می توان از این آزمونها برای ارزیابی روغن در حال بهره برداری مطابق بند 9-4 استفاده نمود لیکن عمده استفاده آزمونهای سایت برای شناسایی روغنهایی است که نیاز به تست شدن در آزمایشگاه دارند.

9-3-3) آزمونهای قابل انجام در آزمایشگاه

یک طرح جامع بازرسی شامل کلیه آزمونهای ذکر شده در جدول یک می باشد. هرچند این آزمونها را می توان در سه گروه (مطابق جداول یک و چهار) طبقه بندی کرده و آزمونهای مورد نیاز برای هر یک از گروهها را با توجه به الزامات مشخص شده، تعیین نمود.

9-4) طبقه بندی وضعیت روغنهای در حال بهره برداری

در عمل تعیین سریع یک دستورالعمل همه جانبه برای ارزیابی روغن در حال بهره برداری یا پیشنهاد حدود قابل پذیرش آزمونها برای کلیه موارد احتمالی غیرممکن می باشد. طبقه بندی روغن و تعیین اقدام اصلاحی لازم باید با توجه به نتایج

کلیه آزمون‌ها صورت گیرد. توجه به نرخ تغییرات نتایج آزمون‌ها در یک بازه زمانی مشخص به منظور تصمیم‌گیری نهایی، بسیار حیاتی است.

با توجه به تجارب بدست آمده، روغن‌های در حال بهره‌برداری را بر اساس نتایج آزمون‌های بعمل آمده و همچنین امکان بهبود وضعیت مشخصه‌های مهم آنها، می‌توان به سه گروه: «مناسب»، «نامناسب» یا «فعالاً قابل قبول» طبقه‌بندی نمود. در جدول پنج راهنمایی لازم در خصوص نحوه طبقه‌بندی وضعیت روغن ارائه شده است.

- **مناسب:** روغن در شرایط نرمال است. نمونه برداری عادی ادامه داده شود.
- **فعالاً قابل قبول:** تخریب روغن قابل مشاهده است. نمونه برداری در فواصل زمانی کوتاه‌تر پیشنهاد می‌شود.
- **نامناسب:** تخریب روغن غیرطبیعی است. لازم است برای اقدامات اصلاحی برنامه ریزی شود.

5-9 اقدامات اصلاحی

بطور کلی دو نوع آلودگی/تخریب روغن وجود دارد: فیزیکی و شیمیایی. مطابق جدول پنج برای هر یک از این موارد، اقدامات اصلاحی متفاوتی باید صورت گیرد.

همچنین موارد پیشنهادی ذیل باید مد نظر قرار گیرد:

الف) در صورتیکه یک نتیجه تست خارج از محدوده ذکر شده در جدول پنج باشد، می‌بایست پیش از هر اقدامی، این نتیجه را با نتایج قبلی مقایسه کرده و در صورت لزوم جهت اطمینان از صحت نتیجه باید آزمون را تکرار نمود.

ب) در صورتیکه مشاهده شود روند تخریب تسریع شده است، آزمون‌ها باید در فواصل زمانی کوتاه‌تری (مطابق جدول چهار) مجدداً تکرار شده و اقدامات اصلاحی مناسب اجرا گردد. همچنین می‌توان در این موارد با سازنده تجهیز الکتریکی نیز مشورت نمود.

جدول پنج: تحلیل نتایج آزمونها

نکته	اقدام پیشنهادی ^{3و2}	حدود مجاز پیشنهادی			گروه ¹	مشخصه
		نامناسب	فعلاً قابل قبول	مناسب		
رنگ تیره نشانگر آلودگی شیمیایی یا پیری روغن است. کدر بودن روغن نشانگر مقدار زیاد آب محلول در روغن است.	نتایج سایر آزمونها ملاک است.	تیره و/یا کدر		تمیز و عاری از ذرات قابل مشاهده	کلیه گروهها	رنگ و وضعیت ظاهری
مقدار آب محلول در روغن را باید همراه با مقدار ولتاژ شکست در نظر گرفت. در صورتیکه به وجود آب در روغن مشکوک هستید، نمونه برداری از روغن در دماهای مختلف توصیه می شود.	مناسب: ادامه بهره برداری و نمونه برداری عادی فعلاً قابل قبول: افزایش تعداد نمونه برداری و بررسی سایر پارامترها مانند آب، ذرات معلق و در صورت لزوم ضریب تلفات عایقی/مقاومت ویژه و اسیدیته نامناسب: تصفیه فیزیکی روغن (بند 11-2) یا تعویض روغن در صورتیکه نتایج سایر آزمونها نشاندهنده تخریب گسترده روغن باشد (بند 12) یا تصفیه شیمیایی (بند 11-3) همراه با فرآیند خشک سازی	< 50	50 تا 60	> 60	O, A, D	ولتاژ شکست (KV)
		< 40	40 تا 50	> 50	B, E	
		< 30	30 تا 40	> 40	C	
		کمتر از 30 کیلوولت برای تپ چنجرهای در اتصال ستاره کمتر از 40 کیلوولت برای تپ چنجرهای در اتصال مثلث			F	
		< 30			G	
مقدار آب محلول در روغن را باید همراه با مقدار ولتاژ شکست در نظر گرفت. در صورتیکه به وجود آب در روغن مشکوک هستید، نمونه برداری از روغن در دماهای مختلف توصیه می شود.	مناسب: ادامه بهره برداری و نمونه برداری عادی فعلاً قابل قبول: افزایش تعداد نمونه برداری و بررسی سایر پارامترها مانند ولتاژ شکست، ذرات معلق و در صورت لزوم ضریب تلفات عایقی/مقاومت ویژه و اسیدیته نامناسب: یافتن منبع تشکیل آب، تصفیه فیزیکی روغن (بند 11-2) یا تعویض روغن در صورتیکه نتایج سایر آزمونها نشاندهنده تخریب گسترده روغن باشد (بند 12) یا تصفیه شیمیایی (بند 11-3) همراه با فرآیند خشک سازی. هر چند لازم است به میزان آبی که در کاغذ عایقی باقی می ماند، توجه نمود.	> 20	15 تا 20	< 15	O, A	آب محلول در روغن (برحسب mg/kg در دمای بهره برداری ترانسفورماتور)
		> 30	20 تا 30	< 20	B, D	
		> 40	30 تا 40	< 30	C, E	
		بیشتر از 40 باید اقدام اصلاحی انجام شود.			F	
		آزمون روتین نیست.			G	

جدول پنج (ادامه)

نکته	اقدام پیشنهادی ^{2و3}	حدود مجاز پیشنهادی			گروه ¹	مشخصه
		نامناسب	فعالاً قابل قبول	مناسب		
	<p>مناسب: ادامه بهره برداری و نمونه برداری عادی فعالاً قابل قبول: افزایش تعداد نمونه برداری و بررسی لجن و رسوب. روغن حاوی بازدارنده که در گروه فعالاً قابل قبول قرار گرفته باشد احتمالاً توانایی استقامت در برابر اکسیداسیون خود را از دست داده است. نامناسب: از مقدار 0/15 به بعد باید در خصوص تصفیه شیمیائی روغن (بند 11-3) تصمیم گیری نمود. در صورتیکه سایر تستها نشاندهنده پیری شدید باشند و در صورت اقتصادی بودن لازم است روغن تعویض گردد. (بند 12)</p>	> 0/15	0/10 تا 0/15	< 0/10	O, A, D	اسیدیته (mgKOH/goil)
		> 0/20	0/10 تا 0/20	< 0/10	B, E	
		> 0/30	0/15 تا 0/30	< 0/15	C	
		آزمون روتین نیست.			F, G	
	<p>مناسب: ادامه بهره برداری و نمونه برداری عادی فعالاً قابل قبول: افزایش تعداد نمونه برداری و بررسی سایر پارامترها نامناسب: تصفیه شیمیائی روغن (بند 11-3) در صورتیکه سایر تستها نشاندهنده پیری شدید باشند و در صورت اقتصادی بودن تعویض روغن (بند 12) به دستورالعمل سازنده مراجعه شود. به دستورالعمل سازنده مراجعه شود.</p>	> 0/20	0/10 تا 0/20	< 0/10	O, A	ضریب تلفات عایقی در دمای 90 درجه سانتی گراد و فرکانس 40 تا 60 هرتز
		> 0/50	0/10 تا 0/50	< 0/10	B, C	
		> 0/03	0/01 تا 0/03	< 0/01	D	
		> 0/30	0/1 تا 0/3	< 0/10	E	
		آزمون روتین نیست.			F, G	

جدول پنج (ادامه)

نکته	اقدام پیشنهادی ^{3و2}	حدود مجاز پیشنهادی			گروه ¹	مشخصه
		نامناسب	فعالاً قابل قبول	مناسب		
		در 20°C				مقاومت ویژه (GΩm)
		< 20	20 تا 200	> 200	O, A	
		< 4	4 تا 60	> 60	B, C	
		< 250	250 تا 800	> 800	D	
آزمون روتین نیست.	مناسب: ادامه بهره برداری و نمونه برداری عادی فعالاً قابل قبول: افزایش تعداد نمونه برداری و بررسی سایر پارامترها	< 7	7 تا 60	> 60	E	
		در 90°C				
	نامناسب: تصفیه شیمیائی روغن (بند 11-3) در صورتیکه سایر تستها نشاندهنده پیری شدید باشند و در صورت اقتصادی بودن تعویض روغن (بند 12)	< 3	3 تا 10	> 10	O, A	
		< 0/2	0/2 تا 3	> 3	B, C	
		< 10	10 تا 50	> 50	D	
آزمون روتین نیست.		< 0/4	0/4 تا 3	> 3	E	
این آزمون محدود به روغنهای حاوی مواد بازدارنده است. با سازنده روغن مشورت شود.	مناسب: در صورتی که بقیه مشخصات مناسب باشند، هیچ اقدامی لازم نیست. فعالاً قابل قبول: در صورتیکه مقدار اسیدیته کمتر از 0/08 و کشش سطحی بیشتر از 28 باشد، باید مواد بازدارنده تا رسیدن به مقدار اولیه آن به روغن اضافه گردد. نامناسب: ادامه بهره برداری از روغن بعنوان روغن فاقد مواد بازدارنده، تصفیه شیمیائی (بند 11-3) یا تعویض روغن (بند 12)	کمتر از 40% مقدار اولیه	بین 40% تا 60% مقدار اولیه	بیشتر از 60% مقدار اولیه	کلیه گروهها	مقدار مواد بازدارنده

جدول پنج (ادامه)

نکته	اقدام پیشنهادی ^{3و2}	حدود مجاز پیشنهادی			گروه ¹	مشخصه
		نامناسب	فعالاً قابل قبول	مناسب		
در روغنهای پیرشده بویژه روغنهای فاقد مواد بازدارنده ریسک از بین رفتن پسیواتور بیشتر است.	مناسب: پایش در فواصل زمانی بیشتر قابل قبول است. فعالاً قابل قبول: پایش نرمال نامناسب: از بین بردن منبع خوردگی با تعویض روغن (بند 12) یا برداشتن ترکیبات خورنده با استفاده از تصفیه مناسب روغن یا افزودن پسیواتور تا رسیدن به سطح 100 mg/kg بعنوان راهکار موقت	کمتر از 50 و نرخ کاهش سالانه بیشتر از 10mg/kg	بین 50 تا 70 یا کمتر از 70 با نرخ کاهش سالانه بیشتر از 10mg/kg	بیشتر از 70 و ثابت نرخ کاهش سالانه کمتر از 10mg/kg	O, A, B, C, D, E, F	مقدار پسیواتور (mg/kg)
آزمون روتین نیست. تنها در صورتی انجام گیرد که اسیدیته و ضریب تلفات عایقی نزدیک محدوده قابل قبول باشد.	در صورت وجود رسوب باید تصفیه فیزیکی صورت گیرد. (بند 11-2) در صورت وجود لجن تصفیه شیمیائی صورت گیرد (بند 11-3) در صورت اقتصادی بودن و در صورتیکه سایر تستها نیز نشان دهند تعویض روغن صورت گیرد (بند 12)	فاقد رسوب یا لجن از مقادیر وزنی کمتر از 0/02% می توان چشم پوشی نمود.			کلیه گروهها	رسوب و لجن (درصد)
آزمون روتین نیست. در صورت لزوم باید این آزمون انجام گیرد.	مناسب: ادامه بهره برداری و نمونه برداری عادی فعالاً قابل قبول: افزایش تعداد نمونه برداری نامناسب: بررسی وجود رسوب و لجن	< 22	22 تا 28	> 28	O, A, B, C, D روغن حاوی بازدارنده	کشش سطحی (mN/m)
		< 20	22 تا 25	> 25	O, A, B, C, D روغن فاقد بازدارنده	
	به دستورالعمل سازنده مراجعه شود			آزمون روتین نیست		E
				آزمون روتین نیست		F, G

جدول پنج (ادامه)

نکته	اقدام پیشنهادی ^{3و2}	حدود مجاز پیشنهادی			گروه ¹	مشخصه
		نامناسب	فعالاً قابل قبول	مناسب		
لزوم انجام اقدام اصلاحی باید براساس مطالعات ارزیابی ریسک صورت گیرد (بروشور CIGRE شماره 378 سال 2009) پس از افزودن پسیواتور به روغن، پایش منظم میزان پسیواتور الزامی است. در صورت کاهش پیوسته پسیواتور، علت خوردگی باید با توجه به اقدامات پیشنهادی، از بین برود.	در روغنهای خورنده: - ارزیابی ریسک صورت گیرد. - خوردگی روغن را با افزودن پسیواتور مسی (مانند مشتقات تریازول) کاهش دهید. - منبع خوردگی را با تعویض روغن (بند 12) یا برداشتن ترکیبات خورنده از طریق تصفیه، از بین ببرید. پانویس 4 ملاحظه شود.	خورنده		خورنده نباشد	O, A, B, C, D, E, F	سولفور خورنده
مقادیر ذرات معلق براساس تخمینهای آماری محاسبه می شوند (جدول 9) پانویس 5 ملاحظه شود	در صورتیکه مقادیر ولتاژ شکست و آب محلول در روغن نزدیک به یا خارج از محدوده های قابل پذیرش هر گروه بوده و تعداد ذرات معلق بیشتر از محدودیتهای مشخص شده برای کلیه ابعاد باشد، روغن باید فیلتر شود (بند 11-2)	به جدول 9 مراجعه شود.			O, A, B, C, D, E, F	ذرات معلق (تعداد و ابعاد)
		آزمون روتین نیست.			G	
آزمون روتین نیست. در صورت استشمام بوی غیرعادی از روغن پس از بروز خطای داخلی یا زمان تزریق روغن به داخل ترانسفورماتور، لازم است این آزمون انجام گیرد. در برخی از کشورها مقررات ایمنی و سلامتی مانع از استقرار حدود بالاتر می شوند.	تجهیز ممکن است نیاز به بازرسی داشته باشد.	حداکثر کاهش 10%			کلیه گروهها	نقطه اشتعال
بند 5-16 ملاحظه شود.	بند 4-11 و 3-12 ملاحظه شود.	بند 5-16 ملاحظه شود			کلیه گروهها	PCB
<p>(1) گروه تجهیز الکتریکی (مطابق جدول دو)</p> <p>(2) اطمینان حاصل شود که نمونه برداری صحیح انجام شده، شیرنمونه برداری به خوبی تمیز شده (بند 6) و انتقال نمونه و مدت زمان نگهداری نمونه در آزمایشگاه کوتاه بوده است.</p> <p>(3) هیچ اقدامی نباید صرفاً براساس نتیجه یک نمونه یا مقدار یک مشخصه انجام گیرد. کلیه نتایج باید با تکرار نمونه برداری و آزمایش تایید شوند بویژه اگر نتایج بدست آمده در مقایسه با نرخ تغییرات گذشته، غیرعادی باشد.</p> <p>(4) در صورتیکه نتایج تست خوردگی روغن مثبت بوده و وجود DBDS تایید شود، به منظور تعیین اقدامات لازم از پیشنهادات ارائه شده در بروشور CIGRE شماره 378 سال 2009، استفاده شود.</p> <p>(5) اگر میزان ذرات معلق در حال افزایش باشد، لازم است فلزات و سایر عناصر محلول در روغن شناسایی شوند (جدول ب-1)</p>						

جدول شش: خلاصه اقدامات اصلاحی معمول

اقدامات اصلاحی	نشانه ها	عوامل کلیدی
تصفیه فیزیکی (بند 11-2)	مقدار زیاد آب محلول در روغن	فیزیکی
	ولتاژ شکست پائین	
	مقدار زیاد ذرات معلق	
	کدر	
تصفیه شیمیائی (بند 11-3) یا تعویض روغن (بند 12)	عدد رنگ بالا	شیمیائی
	کشش سطحی پائین	
	اسیدیته بالا	
	ضریب تلفات عایقی بالا	
	حضور رسوبات، لجن یا هردو	
مقدار مواد افزودنی مطابق جدول پنج به روغن اضافه شود	کاهش مقدار بازدارنده برای روغنهای حاوی مواد بازدارنده	PCB
	کاهش مقدار پسیواتور برای روغنهای حاوی پسیواتور	
به مقررات داخلی مراجعه شود. (بند 11-4)	آلودگی به PCB مشهود است	سولفور خورنده
ارزیابی ریسک و انجام اقدامات ذیل: - افزودن پسیواتور (بند 13) - تعویض روغن (بند 12) - تصفیه شیمیائی (بند 11-3)	خورندگی روغن	

نکات مهم:

1) در بعضی از شرایط اگر آلودگی شیمیائی بسیار شدید باشد، تعویض روغن گزینه اقتصادی تری است. در اینحالت انجام آزمون امکان سنجی تصفیه شیمیائی (مطابق بند 11-3-3) پیشنهاد می گردد.

2) هرچه روغن (در هنگام افزودن پسیواتور) پیرتر بوده و هرچه شرایط بهره برداری سخت تر باشد، ریسک کافی نبودن پروسه افزودن پسیواتور به روغن در بلند مدت افزایش می یابد. جزئیات طرح مقابله با سولفور خورنده و تشکیل سولفید مس در گزارش شماره 378 نشریه CIGRE چاپ شده در سال 2009 ذکر شده است.

باید به این مسئله توجه نمود که هیچ اقدامی تنها براساس نتیجه یک آزمون یا مقدار یک مشخصه از روغن نباید صورت گیرد. در صورتیکه نتایج آزمون با روند تغییرات گذشته همخوانی نداشته باشد، تکرار نمونه برداری و آزمون توصیه می گردد.

10) سرویس، نگهداری و انبارش

نگهداری از شبکه ها و فرآیندهای زیست محیطی باید با توجه به مقررات داخلی اتخاذ شود. همچنین می بایست تمهیدات لازم برای اجتناب از آلودگی روغن با PCBs در نظر گرفته شود.

به منظور اطمینان از ارائه سرویس مناسب، بکار بردن بیشترین دقت در نگهداری از روغن ضروری است. بشکه ها را باید به گونه ای علامت گذاری نمود که بشکه های مخصوص روغن نو از بشکه های مخصوص روغن کهنه متمایز بوده و برای همان نوع روغن در نظر گرفته شود. بشکه ها و مخازنی که برای روغنهای آماده تصفیه شیمیائی در نظر گرفته شده اند، نباید برای هیچ ماده دیگری استفاده شود.

بشکه ها باید بصورت افقی و بگونه ای قرار گیرد که درب بشکه در تماس با روغن باشد. می بایست به منظور به حداقل رساندن نفوذ آب و کاهش در معرض آفتاب قرار گرفتن، بشکه ها تحت پوشش قرار گیرد. استفاده از صفحات پلاستیکی توصیه نمی شود مگر آنکه اطمینان حاصل شود بشکه ها دچار تعریق نمی گردند.

بشکه ها در طول حمل و نقل باید بصورت عمودی قرار گرفته و به منظور اجتناب از نفوذ آب باید پوشانده شوند. در عمل بدلیل احتمال وجود آلودگی، حفظ خلوص روغن هنگام انتقال از یک وسیله حمل و نقل به وسیله دیگر مشکل است. انتقال نمونه از یک وسیله به وسیله دیگر توصیه نمی شود مگر آنکه به مسائل کنترل کیفی توجه ویژه بعمل آید.

نگهداری روغن در بشکه های آسیب دیده مناسب نبوده و پیش از تزریق روغن از این بشکه ها به تجهیز الکتریکی لازم است روغن مورد تصفیه قرار گرفته تا آب و گازهای محلول بوجود آمده در آن جدا شوند.

در مواردی که از سیستمهای انبارش ثابت روغن استفاده می شود، لوله های انتقال دهنده روغن نو از مخزن به تجهیز الکتریکی باید کاملاً تمیز و عاری از آب نگهداری شوند. سیستمهای تنفسی خشک کننده مخازن باید مرتب مورد بازرسی قرار گرفته و سرویس شوند. در صورت استفاده از تجهیزات پرتابل روغن، لوله ها و پمپها باید به دقت بازرسی شده و اطمینان حاصل شود که عاری از گرد و غبار و آب می باشند. همچنین این لوله ها و پمپها باید پیش از استفاده با روغن تمیز شستشو شوند. در صورتی که از روغن بشکه برای تزریق استفاده می شود، لازم است روغن موجود در بشکه پیش از تزریق به تجهیز مورد تست قرار گرفته و همچنین دهانه بشکه ها تمیز شوند.

شلنگها و لوله هایی که برای روغن تمیز استفاده می شوند باید از آنهایی که برای روغن آلوده استفاده می شوند مجزا بوده و در هنگامی که مورد استفاده قرار نمی گیرند باید هر دو انتهای آنها بسته شوند. با توجه به اینکه لاستیک حاوی گوگرد آزاد بوده که خورنده است، شلنگهای مورد استفاده باید مقاوم در برابر روغن باشد. در صورت استفاده از شلنگهایی که داخل آن سیم بکار رفته است، لازم است به منظور اجتناب از تجمع بار الکترواستاتیک، این سیمها به یکدیگر وصل شده و بصورت مناسبی زمین شوند. در هنگام برخورد با مسائل ویژه مراجعه به دستورالعملهای سازنده توصیه می شود.

11) تصفیه

11-1) هشدار

تصفیه روغن در حال بهره برداری باید با دقت لازم انجام گیرد. کلیه تمهیدات لازم برای اجتناب از خطرات احتمالی بر پرسنل، جامعه و محیط زیست می بایست در نظر گرفته شود. تصفیه روغن باید با رعایت کامل مقررات داخلی و توسط پرسنل با تجربه و آشنا به خطرات سلامتی و زیست محیطی کار با روغن صورت گیرد. پیش از آغاز عملیات تصفیه لازم است ارزیابی جامع ریسک انجام شود.

تمهیدات لازم به منظور اجتناب از آلودگی روغن با PCB باید در نظر گرفته شود.

از نشت روغن به محیط باید جلوگیری شده و از محکم بودن لوله ها، پمپها و شلنگها باید اطمینان حاصل نمود.

با توجه به اینکه معمولاً تصفیه روغن تحت خلاء انجام می شود، می بایست از نشت به اتمسفر جلوگیری نمود.

فرآیند تصفیه فیزیکی، دورریزهایی مانند فیلتر، مواد جاذب روغن آلوده و غیره بوجود می آورد. از اینرو لازم است از بهترین

فناوری ممکن جهت کاهش تولید دورریز و مواد مصرفی و امحاء این مواد (با توجه به مقررات داخلی) استفاده نمود.

اگر از تجهیزات تصفیه تحت بار استفاده می شود، لازم است کلیه تمهیدات لازم برای اجتناب از خطرات احتمالی بروی

تجهیز و همچنین پرسنل در نظر گرفته شود.

دقت لازم باید هنگام انجام عملیات بروی روغن گرم صورت گیرد: پرسنل می بایست از تجهیزات حفاظتی مناسب مطابق

مقررات داخلی و گزارش ارزیابی ریسک استفاده نمایند.

مقادیر مشخصات روغن پس از تصفیه باید با توافق بهره بردار و پیمانکار سرویس تعیین شود.

11-2) تصفیه فیزیکی

11-2-1) کلیات

دو گزارش که حاوی اطلاعات لازم در خصوص تصفیه فیزیکی هستند، وجود دارد: گزارش فنی CIGRE شماره 227 سال

2003 باعنوان: «تکنیکهای مدیریت عمر ترانسفورماتور قدرت» و گزارش فنی CIGRE شماره 413 سال 2010 باعنوان:

«حیاء و کلرزدائی از روغن عایقی»

تصفیه فیزیکی فرآیندی است که آلودگیهای فیزیکی را با استفاده از فرآیندهای فیزیکی (فیلتراسیون، خشک سازی، گاززدائی

و ...) از روغن حذف نموده یا آنرا کاهش می دهد.

تصفیه فیزیکی در سایت بهره برداری و صرفاً با استفاده از روشهای فیزیکی، آلودگی های موجود در روغن را از بین می برد.

هرچند روغن خروجی این فرآیند همیشه منطبق با مشخصات ذکر شده در جدول سه این استاندارد نمی باشد.

تصفیه فیزیکی ذرات معلق و آب محلول در روغن را کاهش می دهد. این فرآیند همچنین برخی از گازهای محلول در روغن

و موادی مانند ترکیبات فورانیک را از بین می برد. بعد از انجام این عملیات لازم است مقادیر جدید بعنوان مبنا در نظر گرفته

شوند.

روشهای فیزیکی مورد استفاده برای حذف آب و مواد جامد از روغن، شامل ترکیبی از تکنیکهای فیلتراسیون، سانتریفوژ و

خشک سازی با خلاء می باشند.

اگر در فرآیند تصفیه از خلاء استفاده نشود، توصیه می شود دمای روغن به 30 درجه سانتیگراد محدود شده لیکن در صورت

استفاده از این فرآیند، رساندن دما به مقادیر بالاتر مناسب می باشد. هرچند در هنگام استفاده از فرآیند خلاء، نباید از نقطه

جوش روغن تجاوز نمود چراکه این مسئله می تواند منجر به ازدست رفتن ناخواسته ترکیبات سبکتر در روغن شود. چنانچه

این اطلاعات در دسترس نباشد، توصیه می شود دمای روغن در هنگام تصفیه با استفاده از خلاء، از 85 درجه سانتیگراد

افزایش نیابد.

توجه: تصفیه روغن حاوی مواد بازدارنده تحت خلاء و در دمای افزایش داده شده ممکن است موجب کاهش نسبی مواد آنتی اکسیدان شود. مواد بازدارنده رایج مانند 2,6-di-tert-butyl-phenol و 2,6-di-tert-butyl-paracresorl فرارتر از روغن معدنی می باشند.

در صورتی که مطلوب کاهش ذرات یا آب آزاد باشد، تصفیه فیزیکی بصورت سرد در فشار محیط گزینه مناسبی است. فیلترها بصورت موثری ناخالصیهای عایق را از روغن جدا می کنند لیکن تنها مقدار کمی آب آزاد را جذب می کنند. در صورتیکه مقدار آب آزاد موجود در روغن زیاد باشد، باید بیشتر آن پیش از فیلتر شدن از روغن خارج شود. تجهیزات مورد استفاده برای فیلتر کردن روغن که در معرض آلودگی با کربن می باشند (مانند روغن تپ چنجر) نباید برای فیلتر نمودن سایر روغنهای مورد استفاده قرار گیرند چراکه احتمال آلوده نمودن روغن وجود دارد. شرایط لازم برای تصفیه روغنهای حاوی مواد بازدارنده جهت جلوگیری از کاهش مواد افزودنی، در جدول هفت نشان داده شده است.

جدول هفت: شرایط لازم برای تصفیه روغنهای عایقی معدنی حاوی مواد بازدارنده و/یا پسیواتور

حداقل فشار (P_a)	دما (درجه سانتیگراد)
8	40
15	50
30	60
80	70
200	80
280	85

بطور کلی جداکننده های سانتریفیوژی برای جدانمودن آب آزاد از روغن مناسب بوده و همچنین می تواند به منظور جداسازی ناخالصیهای جامد پراکنده در روغن مورد استفاده قرار گیرد.

در صورتیکه روغن بصورت گرم شده مورد تصفیه قرار گیرد، ویسکوزیته آن کاهش یافته و راندمان تصفیه بالاتر است. از طرف دیگر، لجن و آب آزاد در روغن گرم نسبت به روغن سرد بیشتر حل می شود. از اینرو روش تصفیه سرد برای جداسازی ذرات و آب آزاد و روش تصفیه گرم برای جداسازی آب و گازهای محلول مناسبتر است.

اگر روغن حاوی ذرات جامد باشد، پیشنهاد می شود پیش از تصفیه به روش خلاء، آنرا از یک فیلتر مناسب عبور داد.

(2-2-11) تجهیزات تصفیه فیزیکی

(1-2-2-11) فیلترها

دستگاههای فیلترینگ معمولاً روغن را تحت فشار از مواد جاذبی مانند کاغذ یا سایر مواد فیلتری عبور می دهند. فیلترهای از این نوع معمولاً برای برداشتن آلودگیهای معلق استفاده می گردند. لازم به ذکر است درجه بندی نرمال فیلترها درمقیاس

میکرون براساس آزمونهای وزنی و مقایسه کارایی برحسب وزن بدست آمده و در آن ابعاد ذرات بی تاثیر است. (فیلتر باید قادر به جدا نمودن ذرات بزرگتر از ده میکرون باشد. این مقدار در برخی از مقررات و الزامات تا پنج میکرون کاهش می یابد) این فیلترها نمی توانند گازهای محلول را از روغن جدا نمایند.

قابلیت فیلتر در جدا نمودن آب بستگی به میزان رطوبت و تعداد مواد جاذب داخل فیلتر دارد. هنگام فیلتر نمودن روغن حاوی آب، رطوبت مواد جاذب داخل فیلتر به سرعت با رطوبت موجود در روغن به تعادل می رسد. اندازه گیری پیوسته آب محلول در روغن خروجی از دستگاه به منظور پایش کارایی فرایند خشک سازی موثر است.

به منظور جلوگیری از کنده شدن فیبر باید اطمینان حاصل نمود که درجه فیلتر صحیح انتخاب شده باشد. فیلترها در طول سرویس با روغن در حال بهره برداری و ذرات جامد آلوده شده لذا امحاء فیلترها باید کاملاً منطبق با مقررات داخلی صورت گیرد. همچنین در صورت آلودگی احتمالی فیلترها با PCB لازم است تمهیدات لازم در این خصوص در نظر گرفته شود.

2-2-2-11) سانتریفیوژ

در کل سانتریفیوژ آلودگیهای بیشتری را نسبت به فیلترهای معمولی از روغن جدا می کند لیکن ذرات جامد با فیلتر بهتر گرفته می شوند.

بنابراین از سانتریفیوژ معمولاً برای تصفیه حجم زیادی از روغنهای آلوده استفاده می شود.

غالباً خروجی سانتریفیوژ برای تصفیه نهایی به فیلتر وارد می شود.

3-2-2-11) خشک کننده های خلاء

خشک سازی با استفاده از خلاء روش مناسبی برای کاهش گاز و آب محلول در روغن عایقی معدنی به مقادیر بسیار پائین می باشد (استفاده از خشک کننده خلاء برای خارج کردن آب به مقدار زیاد از سیستم کاغذ عایقی به روش گردش روغن فرآیند موثری نیست. برای این منظور لازم است از تکنیکهای ویژه ای استفاده شود).

دو نوع خشک کننده خلاء وجود دارد که هر دو آنها دما را افزایش می دهند. در روش اول تصفیه به طریق اسپری روغن در محفظه خلاء صورت می گیرد و در روش دوم روغن بصورت لایه های نازکی در کانالهای تعبیه شده در محفظه خلاء جریان می یابد. در هر دو روش هدف حداکثر نمودن سطح تماس و حداقل کردن ضخامت روغن در محفظه خلاء است.

خشک کننده خلاء علاوه بر جذب آب، گازهای محلول را نیز از روغن جدا نموده و ممکن است بخشی از اسیدهای فرار و ترکیبات 2- فورفورال را نیز خارج نماید.

3-2-11) استفاده در تجهیزات الکتریکی

1-3-2-11) تصفیه فیزیکی مستقیم

روغن از دستگاه تصفیه عبور نموده و سپس در مخازن تمیزی انبار می گردد. زمانی که نیاز به سرریز تجهیز الکتریکی باشد، می بایست روغن را مجدداً از دستگاه تصفیه عبور داده و آنرا مستقیماً وارد تجهیز الکتریکی نمود. از این روش می توان برای سرریز روغن به کلید استفاده نمود. همچنین برای ترانسفورماتورهای کوچک نیز می توان همین روش را بکار برد بشرطی که

اطمینان حاصل شود که هسته، سیم پیچها، قسمت‌های داخلی مخزن و سایر قسمت‌های حاوی روغن، کاملاً تمیز باشند. کلیه قسمت‌های حاوی روغن تمام تجهیزات الکتریکی باید بوسیله روغن خروجی از دستگاه تصفیه شستشو داده شوند.

11-2-3-2) تصفیه فیزیکی بوسیله گردش روغن

در این روش روغن از قسمت تحتانی مخزن تجهیز الکتریکی پمپ شده و پس از عبور از دستگاه تصفیه، وارد قسمت فوقانی مخزن می شود. جریان برگشتی روغن باید آرام بوده و به منظور ممانعت از مخلوط شدن آن با روغنی که هنوز وارد دستگاه تصفیه نشده است، موازی بالاترین سطح روغن وارد مخزن شود. این روش بویژه در حذف ذرات معلق مفید است هرچند کلیه آلودگیها را نمی توان با آن ازبین برد.

تجربه نشان داده که لازم است کل حجم روغن موجود در تجهیز حداقل سه بار از دستگاه تصفیه عبور کند. لذا باید دستگاهی را انتخاب نمود که این قابلیت را داشته باشد. تعداد دفعات گردش روغن بستگی به میزان آلودگی دارد. این فرآیند تا زمانی ادامه پیدا می کند که نمونه ای از کف مخزن برداشته (این نمونه برداری باید چند ساعت پس از توقف کار دستگاه و ساکن شدن روغن انجام شود) و این نمونه ولتاژ شکست مناسبی داشته باشد.

توصیه می شود تصفیه فیزیکی در شرایطی انجام شود که تجهیز الکتریکی از مدار خارج شده باشد. در هر صورت پیش از برقرار کردن ترانسفورماتور روغن باید، طی مدت مشخص شده توسط سازنده تجهیز، ثابت بماند.

هشدار: در برخی از کشورها این فرآیند در زمان برقرار بودن ترانسفورماتور صورت می گیرد. این روش زمانی مجاز است که پیش از آن ارزیابی کامل از ریسک بعمل آمده باشد.

روش دیگری که گاهی اوقات برای ترانسفورماتورها مورد استفاده قرار می گیرد عبور دادن روغن ترانسفورماتور بصورت online از یک جذب کننده مانند غربال مولکولی و خشک نمودن روغن و سیم پیچی و جدا نمودن محصولات اکسیداسیون بصورت پیوسته می باشد. این روش خاصی است که در این استاندارد مورد بحث قرار نمی گیرد.

11-2-3-3) ترانسفورماتورهای اندازه گیری بسته

تصفیه فیزیکی روغن در این تجهیزات، به منظور اجتناب از ورود هوا به ترانسفورماتور که می تواند موجب خطا در تجهیز شود، باید کاملاً منطبق با دستورالعمل‌های سازنده صورت گیرد.

11-3) تصفیه شیمیائی (احیاء)

11-3-1) کلیات

تصفیه شیمیائی فرآیندی است که آلودگیهای قطبی محلول و نامحلول در روغن را به روشهای فیزیکی و شیمیائی حذف نموده یا کاهش می دهد. فرآیندهای احیاء نیاز به تجهیزات، تخصص و تجربه خاص نیاز دارند. مشخصات اساسی محصول نهایی باید ارزیابی شده تا اطلاعات لازم درخصوص میزان کارایی فرآیند و تخمین عمر باقیمانده روغن امکان پذیر باشد.

خروجی این فرآیند می تواند روغنی باشد که منطبق با استاندارد IEC60296 است. پایداری در برابر اکسیداسیون محصول نهایی تصفیه شیمیائی روغنی که اسیددیده آن متوسط تا زیاد باشد، کمتر از روغن کارنکرده است.

آزمون امکان سنجی آزمایشگاهی پیش از اجرای فرآیند احیاء توصیه می شود.

دو نوع تصفیه شیمیائی روغن وجود دارد: تراوش و تماس

11-3-2) تصفیه شیمیائی به روش تراوش

فرآیند کامل متشکل از سه گام پیوسته است:

1) روغن از پائین مخزن تجهیز الکتریکی خارج شده، تا دمای خاصی گرم شده و به منظور حذف ذرات و مواد جامد

معلق از فیلتر عبور داده شده و از بالای مخزن وارد تجهیز الکتریکی می شود.

2) روغن مجدداً از یک یا چند صافی یا سایر مواد مناسب عبور داده شده تا آلودگیهای قطبی محلول از آن حذف شود.

3) در نهایت به منظور حذف آب و گازها، از دستگاه تصفیه فیزیکی (خشک کننده خلاء یا سانتریفوژ) استفاده

می شود.

صافی درحقیقت ماده فعال حاوی مواد قطبی داخلی و خارجی است که اجزاء غیر قطبی روغن را از خود عبور داده لیکن

آلودگیهای قطبی یا محصولات ناشی از تخریب را که در روغن حل شده است، به خود جذب می کند.

انواع مختلف خاک رس برای این منظور مناسب می باشد. بیشترین انواع مورد استفاده Attapulgite, Bentonite, Sepiolite

یا Montmorillonite می باشند. این مواد متشکل از آنیونهای سیلیکات $[Si_2O_2]_n$ می باشند که با لایه های هشت وجهی از

نوع $X(OH)_2$ متراکم شده اند که X می تواند منیزیم، آلومینیوم یا غیره باشد.

معمولاً خاک رس به منظور افزایش سطح موثر، غلظت و قطبیت اسیدهای لوویس آمایش می شود. خاک رس را می توان به

تنهایی یا در ترکیب با سایر مواد شیمیایی مانند تری سدیم فسفات، کربن فعال شده یا سدیم سیلیکات مورد استفاده

قرار داد.

قدرت جذب آلودگی ها معمولاً با افزایش دما بهبود یافته از اینرو فرآیند تصفیه شیمیائی در دمای بین 60 تا 80 درجه

سانتیگراد انجام می پذیرد.

تجربه نشان داده که کل حجم روغن می بایست حداقل سه بار از مواد جاذب عبور کند. بهمین دلیل لازم است از

دستگاههایی با ظرفیت مناسب برای این منظور استفاده نمود. تعداد سیکلها بستگی به میزان آلودگی اولیه و مشخصات روغن

مورد انتظار خروجی دارد.

در صورت آلودگی شدید تجهیز، انتقال کل حجم روغن به یک مخزن تمیز، تصفیه شیمیائی بخشی از روغن و استفاده از آن

برای شستشوی کامل تجهیز الکتریکی (بوئزه سیم پیچی)، توصیه می شود. این بخش از روغن که برای شستشو استفاده شده

است، می بایست مطابق مقررات محلی امحاء شده و سپس باقیمانده حجم روغن احیاء شود.

لازم به یادآوری است که بخش کوچکی از روغن (کمتر از پنج درصد) در طی فرآیند تصفیه شیمیائی جذب شده فلذا

می بایست در انتهای فرآیند از روغن نو برای سرریز به تجهیز استفاده نمود.

در حین فرآیند تصفیه شیمیائی مواد جذاب با روغن در حال بهره برداری و مواد جامد، آلوده شده لذا امحاء یا بازیافت این

مواد می بایست مطابق با مقررات محلی صورت گیرد. در صورت آلودگی احتمالی با PCB لازم است تدابیر ویژه ای اتخاذ شود.

توجه: برخی از روشهای تصفیه شیمیائی Online و فرآیندهایی که از مواد جاذب یا ترکیبی از مواد جامد و اقدامت پیش از احیاء استفاده می کنند، می توانند به طرز موثری ترکیبات سولفور خورنده را از روغن حذف نمایند.

11-3-3) تصفیه شیمیائی به روش تماس

این فرآیند در حقیقت همزدن روغن آلوده در حضور خاک رس و در یک مخزن مناسب است. این روش بدلیل لزوم خاموشی طولانی مدت تجهیز الکتریکی، مناسب نیست لیکن می تواند به منظور تصفیه حجم وسیع روغن دورریز مورد استفاده قرار گیرد.

معمولاً این فرآیند در آزمایشگاه و به منظور امکان سنجی تصفیه شیمیائی یک نمونه روغن و تخمین مشخصات نهایی آن پس از اتمام پروسه احیاء مورد استفاده قرار می گیرد.

11-3-4) جایگزینی مواد افزودنی

از آنجا که تصفیه شیمیائی پس از آغاز فرآیند پیری روغن انجام می گیرد، طبیعی است که بخشی از مواد بازدارنده موجود در روغن (چه مواد بازدارنده طبیعی و چه مواد بازدارنده مصنوعی) مصرف شده باشد. لذا توصیه می شود مواد افزودنی لازم پس از تصفیه شیمیائی و پیش از برقرار کردن مجدد تجهیز، به روغن افزوده شود. بازدارنده های که اغلب مورد استفاده قرار می گیرند عبارتند از: 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC) و 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP). همچنین پسیواتورهای فلزی بدلیل ماهیت قطبی که دارند در طی فرآیند تصفیه شیمیائی کاهش یافته یا حذف می شوند.

11-4-4) پاکسازی روغنهای آلوده به PCBs

11-4-1) کلیات

در صورتیکه مطابق مقررات محلی استفاده از ترانسفورماتورهای حاوی روغن آلوده به PCB مجاز باشد، این تجهیزات را نباید همیشه بعنوان دورریز تلقی کرد. در صورتیکه روغن بصورت اتفاقی آلوده شود، فرآیندها و تکنیکهای مختلفی برای پاکسازی روغن از PCBs چه در سایت و چه در خارج از سایت وجود دارد. اساس این فرآیندها واکنشهای شیمیائی بین PCBs و واکنشگرها جهت خارج نمودن کلرین موجود می باشد. کلیه روشهای پاکسازی، اعم از در سایت و خارج از سایت باید توسط شرکتهای خدماتی متبحر و کاملاً منطبق با مقررات محلی صورت گیرد.

تکنیکهای پاکسازی خارج از سایت وابسته به ملاحظات ایمنی در خصوص حمل و نقل تجهیزات آلوده به محل فرآیند پاکسازی بوده و می بایست براساس مقررات محلی انجام شود.

11-4-2) فرآیندهای هالوژن زدائی با استفاده از مشتقات سدیم و لیتیم

این فرآیندها معمولاً با استفاده از واکنشگرهایی با پایه فلز سدیم، هیدرید سدیم، هیدرید لیتیم و مواد افزودنی دیگر برای هالوژن زدائی PCB از روغن انجام می گیرند. این نوع فرآیند معمولاً تحت فشار و دمای متوسط تا بالا (150 تا 300 درجه سانتیگراد) انجام می شود. این دما بیشتر از نقطه اشتعال روغن (140 تا 150 درجه سانتیگراد) بوده و ملاحظات ایمنی در این خصوص را تشدید می کند.

هشدار: در صورت وجود آب در روغن و به منظور حداقل کردن خطر آتش سوزی یا انفجار می بایست تمهیدات لازم در نظر گرفته شود.

11-4-3) فرآیندهای هالوژن زدائی با استفاده از پلی اتیلن گلیکول و هیدروکسید پتاسیم (KPEG)

این فرآیند به منظور غلبه بر مشکلات استفاده از فلز سدیم طراحی شده است. در این فرآیند از یک واکنشگر مایع با پایه پلی اتیلن گلیکول (PEG) و هیدروکسید فلز قلیایی مانند هیدروکسید پتاسیم (KOH) استفاده می شود. این فرآیند که دمای آن بین 130 تا 150 درجه سانتیگراد است، کارآئی محدودی بر روی برخی از آلودگیها دارد (مانند Aroclor 1242).

11-4-4) هالوژن زدائی بصورت پیوسته با استفاده از فرآیندهای مدار بسته

در این فرآیند از واکنشگرهای جامد متشکل از ترکیبات گلیکول با وزن مولکولی زیاد، ترکیبات با پایه های مختلف و رادیکالهای پیش برنده یا سایر کاتالیزورها برای تبدیل شیمیائی کلر ارگانیک جهت بی اثر کردن نمک استفاده می شود. درجه حرارت این فرآیند معمولاً بین 80 تا 100 درجه سانتیگراد بوده و قابلیت اجرا در سایت بوسیله چرخه های پیوسته روغن در یک سیکل بسته (بدون نیاز به خارج کردن روغن یا استفاده از مخازن اضافی) را دارد. در این فرآیند از قابلیت حلالیت روغن جهت جذب PCB از مواد جامد داخل تجهیز استفاده می شود.

توجه: برخی از فرآیندهای هالوژن زدائی به صورت موثری می توانند برخی از ترکیبات سولفور خورنده را از روغن جدا کنند.

12) تعویض روغن در تجهیزات الکتریکی

12-1) تعویض روغن در ترانسفورماتورهای با ولتاژ نامی کمتر از 72/5 کیلوولت و کلیدهای فشار قوی و سایر تجهیزات مرتبط

در اینحالت مقدار کمی روغن برای شستشوی داخل مخزن مورد نیاز است. لازم است مخزن و سطح سیم پیچی و عایقها به خوبی تمیز شده و عاری از فیبر باشند. این فیبرها بدلیل استفاده از مواد تمیز کننده نامناسب در طی سرویس و تعمیرات وارد تجهیز می شود. در عمل تنها مواد مجاز و موثر برای تمیز نمودن تجهیز الکتریکی شویندگان سنتزی هستند. همچنین عاری نگاه داشتن مخزن از آب بسیار حیاتی است.

وارد نمودن روغن به داخل مخزن با فشار زیاد روش مناسبی برای خارج نمودن فیبرها و سایر مواد می باشد.

لازم به ذکر است تا 10% روغن جدید جذب مواد عایقی داخل تجهیز الکتریکی شده و خارج شدن آلودگی های موجود تجهیز از مواد عایقی و وارد شدن آنها به روغن جدید زمانبر است.

تزریق روغن در شرایط خلاء جهت خارج نمودن سایر آلودگیها نیز مناسب است به شرطی که تجهیز بتواند خلاء اعمال شده را تحمل کند.

در طی فرآیند تزریق روغن به مخزن می بایست حداقل هوادهی ممکن صورت گرفته و به منظور ممانعت از پاشش، حتی الامکان لازم است انتهای لوله ورودی روغن پائینتر از سطح روغن داخل مخزن قرار گیرد. گزینه دیگر تزریق روغن از پائین مخزن است.

به منظور خروج هوا لازم است ترانسفورماتور حداقل 12 ساعت بی برق باشد. (برای کلیدهای فشار قوی یکساعت و برای ترانسفورماتورها یک تا دو ساعت خاموشی کفایت می کند به شرطی که ولتاژ نامی سیستم کمتر از 16 کیلوولت باشد.)

12-2) تعویض روغن در ترانسفورماتورهای با ولتاژ نامی 72/5 کیلوولت و بالاتر

در این مورد لازم است به دستورالعملهای سازنده ترانسفورماتور مراجعه نمود.

12-3) تعویض روغن در تجهیزات الکتریکی آلوده به PCB

در این مورد لازم است به دستورالعملهای سازنده ترانسفورماتور و همچنین مقررات محلی مراجعه نمود. تهیه گزارش ارزیابی ریسک توصیه می شود.

13) اضافه نمودن پسیواتور

پسیواتورهای فلزی را می توان بصورت محلول ذخیره به روغن عایقی اضافه نمود. این محلول ذخیره بصورت تجاری عرضه شده اما برخی از شرکتهای ارائه دهنده خدمات سرویس و نگهداری این محلول را درسایت و با استفاده از روغن همان تجهیز تهیه می کنند. محلول ذخیره را می توان با استفاده از دستگاه تصفیه یا سایر دستگاههای مناسب به روغن در حال بهره برداری افزود.

این فرآیند برای روغنهای کارنکرده و درحال بهره برداری توصیه می شود. در صورتیکه اسیدیته روغنهای در حال بهره برداری در وضعیت فعلاً قابل قبول یا نامناسب باشد (مطابق جدول پنج) مطالعه موردی روغن پیشنهاد می شود.

ضمیمه الف

(اطلاعاتی)

تعیین آب موجود در روغن و عایق

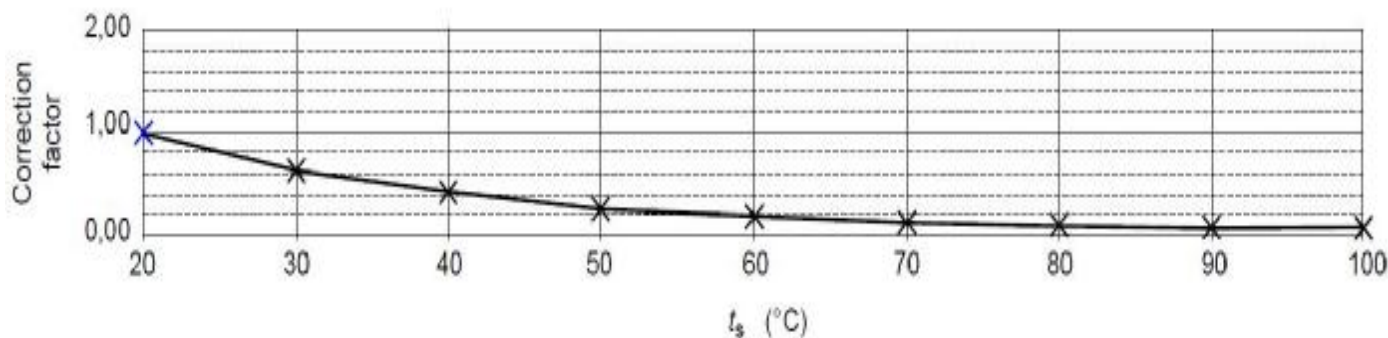
الف-1) کلیات

روشهای ارائه شده در این ضمیمه برای تحلیل نتایج تنها در شرایط ذیل صادق می باشد:

- روغن و کاغذ به حالت تعادل رسیده باشند.
- آب به صورت غیر معمول وارد مخزن نشود. (عدم وجود نشتی)
- در تجهیز الکتریکی کاغذ وجود داشته باشد.
- در تجهیز الکتریکی آب آزاد وجود نداشته باشد.

الف-2) درجه حرارت نمونه برداری بیشتر یا مساوی با 20 درجه سانتیگراد

به منظور تحلیل مناسب میزان رطوبت و با هدف مقایسه میزان تغییرات، نتایج تحلیلی آب محلول در روغن در هر دمای نمونه برداری باید به یک درجه حرارت مشخص تصحیح شود. به دلایل عملی این درجه حرارت 20 درجه سانتیگراد در نظر گرفته شده است چراکه کمتر از این دما میزان انتشار آب پائینتر از مقدار موردنیاز جهت رسیدن به تعادل در تجهیز می باشد. منحنی تصحیح مطابق شکل الف-1 می باشد که در آن ضریب تصحیح و t_s درجه حرارت روغن در زمان نمونه برداری برحسب درجه سانتیگراد می باشد.



شکل الف-1: منحنی ضریب تصحیح برحسب درجه حرارت

دمای روغن هنگام نمونه برداری می بایست از طریق اندازه گیری مستقیم درجه حرارت جریان روغن تعیین شود. در صورتیکه از درجه حرارت بالای روغن یا تصحیحات خنک کنندگی ONAN یا ONAF استفاده شود، این موضوع باید به صراحت ذکر شود.

توجه یک: مقادیر تصحیح شده تنها برای مقایسه نتایج بدست آمده در درجه حرارتهای مختلف روغن معتبر است. مقدار واقعی آب محلول در روغن در محل نمونه برداری بر اساس مقدار واقعی اندازه گیری شده تعیین می گردد نه براساس مقدار تصحیح شده.

توجه دو: منحنی تصحیح در درجه حرارت‌های پائینتر از 20 درجه سانتیگراد کاربرد ندارد.

مثال:

10 mg/kg	مقدار آب محلول در روغن اندازه گیری شده:
40°C	درجه حرارت نمونه برداری:
0.45	ضریب تصحیح:
4.5 mg/kg	مقدار آب محلول در روغن تصحیح شده: (10×0.45)

میزان رطوبت نسبی روغن معیار مناسبی برای مقایسه تغییرات است. رطوبت نسبی در حقیقت نسبت آب محلول در روغن معدنی در دمای مشخص به قابلیت انحلال آب در روغن معدنی در همان دما بوده و برحسب درصد بیان می شود. این پارامتر را می توان با استفاده از مقادیر بدست آمده از روش تیتراسیون کارل فیشر یا سنسورهای اندازه گیری رطوبت، محاسبه نمود. به منظور راهنمایی، وضعیت عایق سلولزی برحسب رطوبت نسبی در جدول الف-1 ذکر شده است.

جدول الف-1: راهنمای تحلیل وضعیت عایق سلولزی با توجه به رطوبت نسبی روغن

رطوبت نسبی برحسب درصد	وضعیت عایق سلولزی
< 5	عایق سلولزی خشک است.
> 5 و < 20	عایق کاغذی نسبتاً مرطوب است. مقادیر پائین نشاندهنده مقادیر کم تا متوسط آب در عایق و مقادیر بالا نشاندهنده خیس بودن عایق کاغذی است.
20 تا 30	عایق مرطوب است.
> 30	عایق بسیار مرطوب است.
منبع: استاندارد IEEE 57.106:2006	

ضمیمه ب:
(اطلاعاتی)
ذرات معلق

جدول ب-1: سطوح آلودگی (ذرات) نرمال در روغن عایقی ترانسفورماتور اندازه گیری شده مطابق استاندارد IEC60970¹

نکته	میزان آلودگی	حداکثر تعداد ذرات شمارش شده در هر 100 میلی لیتر		طبقه بندی براساس ISO4406 (1987)	طبقه بندی براساس ISO4406 (1999)
		5 میکرون	15 میکرون		
الزامات تمیز شونگی برای شیشه های نمونه برداری با حلالهای تمیز	آلودگی زمینه	32	250	تا 8/5	تا 10/8/5
الزامات تمیزی روغن در حین آزمایشات کارخانه ای و نصب و راه اندازی ترانسفورماتور ²	کم	130	1000	از 9/6 تا 10/7	از 11/9/6 تا 13/10/7
سطح آلودگی نرمال برای ترانسفورماتورهای در حال بهره برداری	خوب	4000	32000	از 11/8 تا 15/12	از 14/11/8 تا 17/15/12
سطح آلودگی که در تعداد زیادی از ترانسفورماتورهای در حال بهره برداری یافت می شود.	متوسط	16000	130000	از 16/13 تا 17/14	از 18/16/13 تا 19/17/14
سطح آلودگی که نادر بوده و معمولاً نشاندهنده شرایط بهره برداری غیرعادی است.	ضعیف			18/15 و بالاتر	20/18/15 و بالاتر
توجه: با در نظر گرفتن اندازه گیریهای انجام شده در کشورهای مختلف، پیشنهاد می شود سطوح آلودگی ترانسفورماتورهای در حال بهره برداری، مطابق این جدول طبقه بندی شود.					
1) مأخذ: CIGRE Technical Brochure 157, June 2000					
2) تحقیقات آماری نشان داده است که مقدار 15/11/9 واقعی تر است. شرایط تمیزی بستگی به مقادیر نرمال داشته و می بایست بین خریدار و سازنده توافق شود.					

ضمیمه پ

(اطلاعاتی)

روشهای آزمون برای تعیین رسوب و لجن

پ-1) تعیین مقدار رسوب

به منظور تعیین میزان رسوب:

- یک فیلتر شیشه ای P10 یا فیلتر غشائی هشت میکرون را تا 0/1 میلی گرم وزن کنید.
- 100 گرم از یک نمونه روغن همگن شده را از فیلتر شیشه ای عبور دهید.
- فیلتر را با 100 میلی لیتر n-هپتان شستشو دهید تا کاملاً از روغن پاک شود.
- فیلتر را در دمای 105 درجه سانتیگراد خشک کرده و آنرا وزن کنید. مقدار رسوب را برحسب درصد محاسبه کنید.

پ-2) تعیین مقدار لجن

به منظور تعیین مقدار لجن:

- 25 گرم از روغن فیلتر شده در آزمون تعیین رسوب را بردارید.
- فرآیندهای مربوط به رسوب لجن و محاسبات آنرا که در بند 1-9-1 استاندارد IEC61125:1992 ذکر شده است، دنبال کنید.