

**DETEKSI DAN ANALISIS INDIKASI KEGAGALAN
TRANSFORMATOR DENGAN METODE ANALISIS
GAS TERLARUT**

SKRIPSI

OLEH:

RAHMAT HARDITYO

04 03 03 087X



**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
GENAP 2007/2008**

**DETEKSI DAN ANALISIS INDIKASI KEGAGALAN
TRANSFORMATOR DENGAN METODE ANALISIS
GAS TERLARUT**

SKRIPSI

OLEH:

RAHMAT HARDITYO

04 03 03 087X



SKRIPSI INI DIAJUKAN UNTUK MELENGKAPI SEBAGIAN
PERSYARATAN MENJADI SARJANA TEKNIK

**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
GENAP 2007/2008**

PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa skripsi dengan judul :

DETEKSI DAN ANALISIS INDIKASI KEGAGALAN TRANSFORMATOR DENGAN METODE ANALISIS GAS TERLARUT

yang dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Sarjana Teknik pada program studi Teknik Elektro, Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari skripsi yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun di perguruan tinggi atau instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Depok, Agustus 2008

Rahmat Hardityo

NPM 040303087X

PENGESAHAN

Skripsi dengan judul:

DETEKSI DAN ANALISIS INDIKASI KEGAGALAN TRANSFORMATOR DENGAN METODE ANALISIS GAS TERLARUT

Dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Elektro Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Skripsi ini telah diujikan pada sidang ujian skripsi pada tanggal 10 Juli 2008 dan dinyatakan memenuhi syarat/sah sebagai skripsi pada Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Depok, Agustus 2008

Dosen Pembimbing

Ir. Agus R. Utomo, MT

NIP. 131 595 840

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur penulis ucapkan kepada **Allah SWT** karena atas rahmat dan karunia-Nya penulisan tugas skripsi ini dapat diselesaikan. Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

Ir. Agus R. Utomo, MT

Sebagai dosen pembimbing dalam skripsi ini yang telah bersedia meluangkan waktunya untuk memberikan pengarahan, diskusi, dan bimbingan, sehingga skripsi ini dapat diselesaikan dengan baik.

Rahmat Hardityo
NPM 04 03 03 087 X
Departemen Teknik Elektro

Dosen Pembimbing
Ir. Agus R. Utomo, MT

DETEKSI DAN ANALISIS INDIKASI KEGAGALAN TRANSFORMATOR DENGAN METODE ANALISIS GAS TERLARUT

ABSTRAK

Permasalahan yang umum pada operasional transformator daya adalah timbulnya kegagalan (*failure*), baik kegagalan termal maupun kegagalan elektrik. Kegagalan termal dan kegagalan elektrik umumnya menghasilkan gas-gas berbahaya yang biasa dikenal sebagai *fault gas*. Kebanyakan transformator daya biasanya menggunakan minyak isolator yang fungsinya selain sebagai pendingin juga untuk melarutkan gas-gas berbahaya tersebut agar tidak beredar bebas. Mengidentifikasi jenis dan jumlah konsentrasi gas yang terlarut pada minyak dapat memberikan informasi akan adanya indikasi kegagalan yang terjadi pada transformator. Metode untuk mengidentifikasi dan menganalisis gas-gas terlarut pada minyak disebut sebagai DGA (*Dissolved Gas Analysis*).

Skripsi ini akan membahas bagaimana uji DGA dapat mengidentifikasi indikasi kegagalan yang terjadi pada transformator. Sejumlah sampel minyak diambil dari minyak isolator pada sebuah transformator daya lalu sampel tersebut dimasukkan ke dalam peralatan uji DGA. Hasilnya adalah sejumlah data yang menunjukkan tingkat konsentrasi *fault gas*. Transformator dan minyak isolator yang diujikan masih berada dalam kondisi yang baru. Setelah memperoleh sejumlah data, selanjutnya dilakukan berbagai metode analisis untuk mengetahui indikasi kegagalan yang ada pada transformator daya yang diujikan.

Berdasarkan data yang diperoleh bahwa pada awalnya transformator diindikasikan mengalami kerusakan dalam tingkat yang cukup parah. Hal ini terindikasi dari tingginya nilai gas etilen, karbon monoksida, dan karbon dioksida. Seiring pertambahan temperatur minyak, maka nilai konsentrasi *fault gas* juga semakin tinggi. Hal ini seharusnya tidak terjadi mengingat kondisi transformator dan minyak isolator yang masih baru. Ketika sudah dilakukan proses perbaikan transformator dan pembersihan minyak, maka nilai konsentrasi *fault gas* turun dengan drastis. Beberapa waktu setelah proses pembersihan minyak, kondisi ini terus berlanjut. Hal ini menunjukkan bahwa transformator berada dalam kondisi normal. Sehingga dapat diambil kesimpulan akhir bahwa ada proses yang menyalahi prosedur ketika transformator belum diaktifkan, baik dari saat perangkaian, pemvakuman ataupun proses pengisian minyak.

Kata kunci : DGA, Minyak Transformator, Kegagalan, Gas Terlarut.

Rahmat Hardityo NPM 04 03 03 087 X Electrical Engineering Department	Counsellor Ir. Agus R. Utomo, MT
<p style="text-align: center;">FAULT INDICATIONS DETECTION AND ANALYSIS ON TRANSFORMER USING DISSOLVED GAS ANALYSIS METHOD</p>	
<p>ABSTRACT</p> <p>A problem that always occur when a power transformer is being operated is failure, both thermal fault and/or electrical fault. Thermal failure and electrical failure generally produce some gasses that known as fault gasses. Most of power transformers are usually using oil insulator that has functions as transformer cooler and as a solvent material to dissolve those fault gasses. Indentifying type and quantity of those gasses will gave us some information about indication of failure that occur in transformer unit. A method to identify and analyze fault gasses that dissolved in transformer oil is known as DGA – Dissolved Gas Analysis.</p> <p>This paper presents about how DGA testing can identify fault indicator that occur in transformer. Several oil samples are taken from oil insulator in a power transformer, and then those samples are tested by using DGA analyzer device. The result is some data that show concentration value of fault gasses. Transformer and oil insulator being tested are in fresh condition. After receive some data then some analysis methods are applied to distinguish fault indicator that occur in power transformer that have been tested.</p> <p>Earlier data shows that transformer is breakdown in a severe level. This condition is indicated from the high values of some gasses, such as ethylene, carbon monoxide, and carbon dioxide. As the oil temperature increase, concentration values from fault gasses are also increase. This condition is not supposed to be happened because both transformer and oil insulator are in fresh condition. When transformer and oil insulator are already treated, so the concentration value of fault gasses will decrease significantly. Several periods after oil insulator are treated, this condition is keep continuing. So, the final conclusion is that transformer is on a normal condition. Breakdown condition from early data is occur because there are some process that out of procedure when transformer is not activated, can be either from installation, vacuuming, or oil filling process.</p>	
<p>Keywords : DGA, Transformer Oil, Fault, Dissolved Gas.</p>	

DAFTAR ISI

SKRIPSI	i
PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI	ii
PENGESAHAN	iii
UCAPAN TERIMA KASIH	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR LAMPIRAN	xi
DAFTAR ISTILAH	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 PERUMUSAN MASALAH	2
1.3 TUJUAN PENULISAN	2
1.4 BATASAN MASALAH	2
1.5 METODOLOGI PENELITIAN	2
1.6 SISTEMATIKA PENULISAN	3
BAB II DASAR TEORI	4
2.1 TEORI TRANSFORMATOR	4
2.1.1 Transformator Daya	4
2.1.2 Sistem Pendingin	5
2.1.3 Minyak Sebagai Bahan Isolator Cair pada Transformator	9
2.1.3.1 Karakteristik yang Harus Diperhatikan pada Minyak Trafo	9
2.1.3.2 Standar Spesifikasi Minyak Trafo	12
2.2 GAS TERLARUT PADA MINYAK TRAFO	13
2.3 PEMELIHARAAN DAN PENGUJIAN PARAMETER- PARAMETER TRANSFORMATOR	15

BAB III PENGUJIAN DGA PADA TRANSFORMATOR DAYA	18
3.1 METODE PENGUJIAN DGA (<i>DISSOLVED GAS ANALYSIS</i>)	18
3.1.1 Definisi DGA	18
3.1.2 Tata Cara Pengambilan Sampel Minyak	19
3.1.3 Metode Ekstraksi Gas	22
3.1.3.1 Gas Chromatograph (GC)	22
3.1.3.2 Photo-Acoustic Spectroscopy (PAS)	23
3.2 JENIS KEGAGALAN YANG DAPAT DIDETEKSI DENGAN UJI DGA	25
3.3 ANALISIS KONDISI TRANSFORMATOR BERDASARKAN HASIL PENGUJIAN DGA	25
3.3.1 Standar IEEE	26
3.3.2 Key Gas	28
3.3.3 Roger's Ratio	29
3.3.4 Duval's Triangle	31
BAB IV STUDI KASUS	32
4.1 OBJEK DAN AREA STUDI	32
4.2 PENGAMBILAN SAMPEL MINYAK	34
4.3 ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN	35
4.3.1 Periode Pertama	35
4.3.2 Periode Kedua	37
4.3.3 Periode Ketiga	41
4.3.4 Periode Keempat	43
4.3.5 Analisis Akhir	44
BAB V KESIMPULAN	45
DAFTAR ACUAN	46
DAFTAR PUSTAKA	47
LAMPIRAN	48

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Rangkaian Transformator Sederhana	4
Gambar 2.2	Contoh Sebuah Transformator Daya	5
Gambar 2.3	Contoh Konfigurasi Sistem Pendingin O.N.A.N (kiri) dan O.N.A.F (kanan)	7
Gambar 2.4	Contoh Konfigurasi Sistem Pendingin O.F.A.F (kiri) dan O.F.A.F dengan Pendingin Terpisah	8
Gambar 2.5	Struktur Kimia Minyak Isolator dan Gas-gas Terlarut pada Minyak Isolator	13
Gambar 2.6	Pembentukan Skema Gas vs Temperatur (Aproksimasi)	14
Gambar 3.1	<i>Syringe.</i>	19
Gambar 3.2	<i>Oil Flushing Unit</i>	20
Gambar 3.3	<i>Vial</i>	20
Gambar 3.4	Diagram Kerja <i>Gas Chromatograph</i>	22
Gambar 3.5	Jenis Gas yang Dapat Dideteksi Berdasarkan Kemampuan Penyerapan Radiasi Berdasarkan Berbagai Panjang Gelombang Sinar Infra Merah	23
Gambar 3.6	Ilustrasi Konsep Photo-Acoustic Spectrometer	24
Gambar 3.7	Analisis dengan Menggunakan Metode Key Gas	29
Gambar 3.8	Segitiga Duval	31
Gambar 4.1	Grafik Data Etilen Periode Pertama	36
Gambar 4.2	Grafik Data Etilen Periode Kedua	38
Gambar 4.3	Grafik Data Etilen Periode Kedua (data 14 – 22)	38
Gambar 4.4	Hasil Analisis Metode <i>Duval's Triangle</i> Data Periode Kedua	40
Gambar 4.5	Grafik Data Etilen Periode III Pengambilan Data	43
Gambar 4.6	Grafik Data Etilen Periode III Pengambilan Data (Data ke-3 – ke-16)	43

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Rata-rata Disipasi/Penghilangan Panas	6
Tabel 2.2	Tipe-tipe pendingin pada Transformator Daya	8
Tabel 2.3	Spesifikasi Minyak Trafo Menurut IS 335 – 1983 dan BS 148 – 1972	12
Tabel 2.4	Daftar Inspeksi dan Pengujian pada Transformator	17
Tabel 3.1	Laju Pertambahan Fault Gas Terlarut terhadap Sinar Matahari[5]	19
Tabel 3.2	Jenis Kegagalan (<i>fault</i>) yang Terdeteksi dengan Uji DGA	25
Tabel 3.4	Tindakan Operasi yang Harus Dilakukan Berdasarkan Kondisi Jumlah TDCG	27
Tabel 3.5	Tabel Jenis Kegagalan Menurut Analisis Key Gas	28
Tabel 3.6	Tabel Analisis dengan Menggunakan Metode Rasio Roger (<i>Roger's Ratio</i>)	30
Tabel 4.1	Karakteristik Minyak Nynas Nitro 10GBX	33

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1.	Data Hasil Pengujian DGA	48
Lampiran 2.	Grafik Data Etilen	52
Lampiran 3.	Peralatan Uji DGA	54

DAFTAR ISTILAH

<i>Arcing</i>	Kerusakan dielektrik yang menimbulkan bunga api listrik
<i>Aromatic</i>	Struktur kimia berbentuk melingkat seperti cincin.
<i>Bottom sampling</i>	Sampel dasar – sampel yang diambil dari saluran pembuangan minyak bagian bawah
<i>Breakdown</i>	Kerusakan unit
<i>Core</i>	Inti Besi Transformator
<i>Corona</i>	Peluahan muatan listrik oleh ionisasi dari fluida yang mengelilingi sebuah konduktor yang muncul saat potensial gradien melewati nilai tertentu, namun tidak menimbulkan <i>arcing</i>
<i>Cycloaliphatic</i>	Sama dengan <i>aromatic</i>
<i>De-energized</i>	Perbaikan transformator. Transformator dilepaskan dari sistem tenaga listrik sampai selesai diperbaiki
DGA	<i>Dissolved Gas Analysis</i> – Analisis Gas Terlarut pada Minyak Transformator
<i>Fault gas</i>	Gas yang dihasilkan pada saat terjadinya <i>failure</i>
<i>Headspace</i>	Ruang di antara permukaan minyak dengan mulut botol
<i>HV</i>	<i>High Voltage</i> – Tegangan Tinggi
<i>LV</i>	<i>Low Voltage</i> – Tegangan Rendah
<i>Paraffinic</i>	Struktur kimia berbentuk linear seperti garis
<i>Partial Discharge</i>	Kerusakan dielektrik lingkup lokal pada sebagian kecil isolator listrik akibat tekanan listrik tegangan tinggi
TDCG	<i>Total Dissolved Combustible Gas</i> – Jumlah gas mudah terbakar yang terlarut pada minyak transformator
<i>Terminal Connection</i>	Sambungan ke Terminal Listrik
<i>Top sampling</i>	Sampel puncak – sampel yang diambil dari saluran pembuangan minyak bagian atas
<i>Winding</i>	Belitan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Transformator merupakan salah satu bagian paling penting dalam suatu sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk mengkonversikan daya tanpa mengubah frekuensi listrik, namun transformator seringkali menjadi peralatan listrik yang kurang diperhatikan dan tidak diberikan perawatan yang memadai. Transformator yang sudah dirawat pun tidaklah lepas dari fenomena kegagalan (*failure*), baik kegagalan termal maupun kegagalan elektris. Jika kegagalan ini berlangsung terus-menerus maka akan menyebabkan kerusakan (*breakdown*). Padahal perbaikan transformator yang rusak tidaklah mudah dan tidak dapat dikerjakan dalam waktu yang singkat. Hal ini nantinya akan berdampak pada sejumlah kerugian finansial yang sangat besar.

Salah satu penyebab utama munculnya kegagalan pada transformator adalah adanya panas berlebih. Panas berlebih biasanya ditimbulkan oleh berbagai faktor seperti pembebanan berlebih, rugi histerisis, arus *eddy*, adanya proses oksidasi yang menghasilkan karat, air, dan lain-lain. Oleh karena itu, transformator memerlukan sistem pendingin untuk mengontrol panas yang timbul. Panas yang berlebih akan memacu reaksi berantai yang akan mempercepat penurunan usia dan kualitas kerja sistem isolasi baik pada minyak isolator maupun isolator kertas, menurunnya efektifitas kerja sistem pendingin, sehingga nantinya akan membuat transformator mengalami kerusakan.

Transformator daya memerlukan berbagai macam pengujian isolator, baik pengujian isolator padat maupun pengujian isolator minyak. Pengujian fisik dilakukan dengan menguji bahan isolasi padat dan belitan pada trafo, sedangkan pengujian minyak umumnya dilakukan dengan menguji karakteristik minyak isolator. Seiring perkembangan teknologi ditemukan metode alternatif untuk melakukan pengujian minyak, yaitu dengan metode pengujian dan analisis jumlah gas yang terlarut pada minyak transformator atau yang dikenal dengan metode DGA (*Dissolved Gas Analysis*).

1.2 PERUMUSAN MASALAH

Kegagalan termal pada transformator berpendingin minyak biasanya menghasilkan gas-gas yang mudah terbakar (*combustible gas*) seperti hidrogen, metana, etana, etilen, asetilen, dan karbon monoksida yang dikenal dengan istilah *fault gas*. Gas-gas ini umumnya tidak terdeteksi melalui pengujian karakteristik minyak. Metode pengujian DGA akan mengidentifikasi jenis dan jumlah dari *fault gas*. Hasil dari uji DGA adalah data konsentrasi berbagai jenis *fault gas* yang nantinya akan dianalisis dan diolah untuk memperoleh informasi akan adanya indikasi kegagalan-kegagalan termal dan elektrik pada transformator daya.

1.3 TUJUAN PENULISAN

Tujuan penulisan skripsi ini adalah untuk menjelaskan dan menjabarkan mengenai metode pengujian DGA serta analisis berbagai indikasi kegagalan yang muncul pada transformator daya berdasarkan hasil uji DGA.

1.4 BATASAN MASALAH

Skripsi ini dibatasi hanya membahas hal-hal berikut :

1. Objek yang dianalisis merupakan transformator daya yang digunakan untuk mengkonversi daya dari generator ke *switchyard*.
2. Skripsi ini hanya membahas mengenai analisis DGA dengan menggunakan metode PAS (*Photo-Acoustic Spectroscopy*).
3. Analisis DGA yang dibahas hanya terbatas pada minyak mineral saja. Analisis pada minyak sintetis tidak dibahas pada skripsi ini.
4. Gas yang dianalisis merupakan gas yang terlarut pada minyak isolator baik pada tangki utama maupun pada tangki konservator. Percobaan dan analisis yang dilakukan tidak dilakukan pada selimut gas pada rele *buchholz*.
5. Skripsi ini hanya mencari berbagai indikasi kegagalan yang disesuaikan dengan standar analisis tertentu, tidak membahas penyebab pasti dari kegagalan yang muncul.

1.5 METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penelitian yang dilakukan dalam penyusunan skripsi ini adalah dengan studi literatur mengenai transformator, minyak trafo, pengujian DGA dan analisis berdasarkan data hasil uji DGA. Pengujian DGA dilakukan pada sebuah

transformator daya, dan selanjutnya dilakukan berbagai analisis untuk jenis kegagalan yang muncul dan berbagai indikasi yang dapat menyebabkan munculnya kegagalan tersebut.

1.6 SISTEMATIKA PENULISAN

Skripsi ini akan dibagi dalam lima bab. Bab satu menguraikan tentang latar belakang, tujuan penulisan, pembatasan masalah, metodologi penulisan, dan sistematika penulisan. Bab dua membahas tentang teori dasar transformator dan transformator daya, sistem pendingin pada transformator daya, karakteristik dan standarisasi minyak trafo, fenomena kegagalan pada transformator & kaitannya dengan pembentukan *fault gas* terlarut pada minyak trafo, jenis-jenis pengujian dan perawatan (*maintenance*) pada transformator daya. Bab tiga menjelaskan definisi DGA, tata cara pengambilan sample minyak dari transformator daya tipe inti terendam minyak, metode ekstraksi gas, dan metode analisis berdasarkan data hasil pengujian DGA. Bab empat membahas hasil studi kasus yang dilakukan meliputi penjelasan singkat transformator dan minyak isolator yang diuji, proses pengambilan data, pembahasan dan analisis DGA berdasarkan data yang diperoleh. Bab lima merupakan penutup dari skripsi ini yang berisi kesimpulan.

BAB II

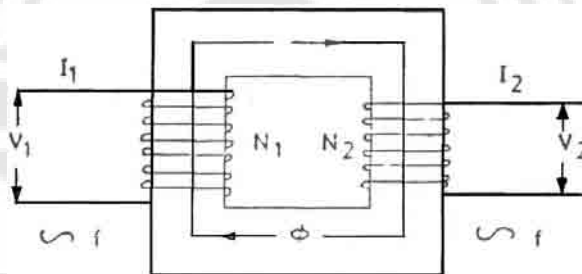
DASAR TEORI

2.1 TEORI TRANSFORMATOR

2.1.1 Transformator Daya

Transformator merupakan peralatan statis untuk memindahkan energi listrik dari satu rangkaian listrik ke rangkaian lainnya dengan mengubah tegangan tanpa merubah frekuensi[1]. Transformator disebut peralatan statis karena tidak ada bagian yang bergerak/berputar, tidak seperti motor atau generator. Pengubahan tegangan dilakukan dengan memanfaatkan prinsip induktansi elektromagnetik pada lilitan. Fenomena induksi elektromagnetik yang terjadi dalam satu waktu pada transformator adalah induktansi sendiri pada masing-masing lilitan diikuti oleh induktansi bersama yang terjadi antar lilitan.

Secara sederhana transformator dapat dibagi menjadi tiga bagian, yaitu lilitan primer, lilitan sekunder dan inti besi. Lilitan primer merupakan bagian transformator yang terhubung dengan rangkaian sumber energi (catu daya). Lilitan sekunder merupakan bagian transformator yang terhubung dengan rangkaian beban. Inti besi merupakan bagian transformator yang bertujuan untuk mengarahkan keseluruhan fluks magnet yang dihasilkan oleh lilitan primer agar masuk ke lilitan sekunder. Berikut adalah gambar sederhana dari sebuah transformator.

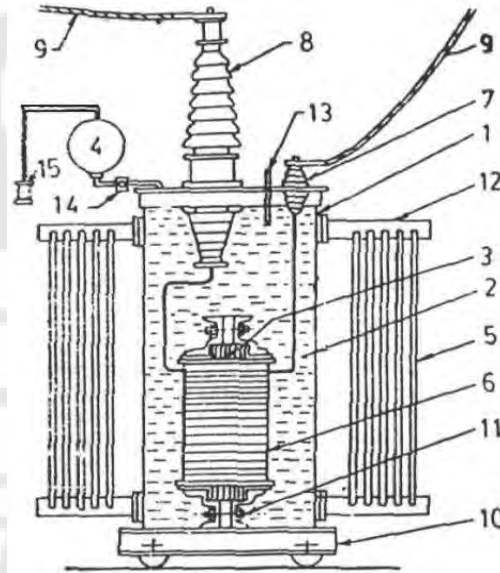


Gambar 2.1 Rangkaian Transformator Sederhana

Dimana :

V_1	=	tegangan primer	V_2	=	tegangan sekunder
I_1	=	arus primer	I_2	=	arus sekunder
N_1	=	jumlah lilitan primer	N_2	=	jumlah lilitan sekunder

Salah satu bagian penting dari sistem tenaga listrik adalah transformator yang disebut sebagai transformator daya atau *power transformer*. Transformator daya dapat didefinisikan sebagai sebuah transformator yang digunakan untuk memindahkan energi listrik yang terletak di berbagai bagian dari rangkaian listrik antara generator dengan rangkaian primer dari sistem distribusi[2]. Berikut adalah gambar dari sebuah transformator daya.



Gambar 2.2 Contoh Sebuah Transformator Daya

Keterangan:

- | | |
|---|-------------------------------|
| 1. <i>Mounting flange</i> | 9. <i>Terminal connection</i> |
| 2. <i>Tangki transformator</i> | 10. <i>Carriage</i> |
| 3. <i>Core</i> | 11. <i>Baut pada core</i> |
| 4. <i>Konservator</i> | 12. <i>Header</i> |
| 5. <i>Sirip Radiator (Radiator Fin)</i> | 13. <i>Termometer</i> |
| 6. <i>Windings</i> | 14. <i>Relai Buchholz</i> |
| 7. <i>LV Bushing</i> | 15. <i>Breather</i> |
| 8. <i>HV Bushing</i> | |

2.1.2 Sistem Pendingin

Pengoperasian transformator daya tidak terlepas dari adanya daya-daya yang hilang. Daya-daya hilang ini terkonversi dalam bentuk panas. Panas timbul pada bagian inti, belitan, minyak isolator dan tangki transformator. Panas yang timbul ini biasanya akan dibuang ke atmosfer/lingkungan sekitar melalui tangki transformator dan sistem pendingin. Sistem pendingin pada transformator

digunakan untuk mengurangi panas dan menjaga kenaikan temperatur agar tetap berada di bawah batasan tertentu. Temperatur maksimum bahan isolator pada belitan dan minyak sangat tergantung dari pembebanan, jenis sistem pendingin, serta temperatur lingkungan sekitar (*ambient temperature*).

Bahan isolator yang digunakan pada transformator dapat merupakan bahan isolator cair ataupun isolator padat. Bahan isolator cair yang digunakan biasanya merupakan minyak yang dikenal sebagai minyak trafo. Minyak ini akan mengisi ruang-ruang di antara lilitan-lilitan (*coil*) pada belitan-belitan (*winding*) inti dan ruang-ruang lain di dalam tangki transformator. Transformator tidak mempunyai bagian yang berputar, oleh karena itu proses transfer panas dilakukan dengan cara mensirkulasikan minyak trafo. Transformator yang inti besinya dicelupkan/terendam minyak disebut dengan *Oil Immersed Type Transformer*.

Diketahui beberapa jenis sistem pendingin yang dapat digunakan. Transformator kecil cukup meradiasikan semua panas yang timbul pada tangki atau pelindung luar. Seiring dengan meningkatnya ukuran dan rating daya transformator, pertambahan panas juga meningkat dengan kecepatan yang tidak bisa diimbangi oleh kemampuan tangki untuk menghilangkan panas, maka perlu ditambahkan peralatan lain seperti tabung / radiator pada tangki. Transformator dengan rating daya yang lebih tinggi lagi, sangatlah tidak ekonomis jika hanya mengandalkan konveksi secara alami, sehingga perlu dilakukan proses konveksi panas dengan cara “dipaksakan” (*forced*). Proses ini dilakukan dengan menggunakan peralatan seperti pompa minyak, pompa air, dan kipas angin. Pemilihan ataupun penggabungan dari sistem pendingin dipengaruhi oleh rating daya, ukuran transformator dan kondisi lingkungan sekitar.

Tabel 2.1 Rata-rata Disipasi/Penghilangan Panas

<i>Oil Natural Cooling</i>	<i>Oil Natural Air Force</i>	<i>Oil Forced Air Forced</i>
450 W/m ²	750 W/m ²	1000 W/m ²

Simbol dan penamaan jenis sistem pendingin pada transformator daya ditentukan oleh media penghantar panas dan cara metode konveksi panas yang digunakan. Standarisasi penamaan ini diatur dalam IEEE C57.12.00–2000, dengan ketentuan penamaan sebagai berikut:

Huruf Pertama, media pendingin yang bersentuhan dengan belitan (*winding*)

O : Cairan isolasi (minyak mineral atau sintetis) dengan titik api $< 300^{\circ}\text{C}$

K : Cairan isolasi dengan titik api $> 300^{\circ}\text{C}$

L : Cairan isolasi dengan titik api yang tidak terukur

Huruf Kedua, mekanisme sirkulasi media pendingin internal

N : Proses aliran konveksi terjadi secara alami (*natural*). Cairan isolasi bersirkulasi secara alami melalui peralatan pendingin dan belitan pada transformator.

F : Sirkulasi cairan isolasi dilakukan secara “dipaksakan” (*forced*) dengan menggunakan pompa cairan, namun proses aliran konveksi pada belitan terjadi secara alami.

D : Sirkulasi cairan isolasi dilakukan secara “dipaksakan” dengan menggunakan pompa cairan. Cairan isolasi diarahkan (*directed*) melalui saluran tertentu paling tidak menuju ke belitan utama.

Huruf Ketiga, media pendingin eksternal (di luar transformator)

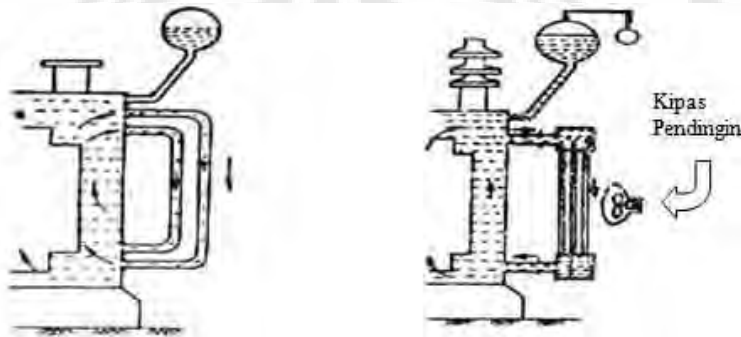
A : Udara (*air*)

W : Air (*water*)

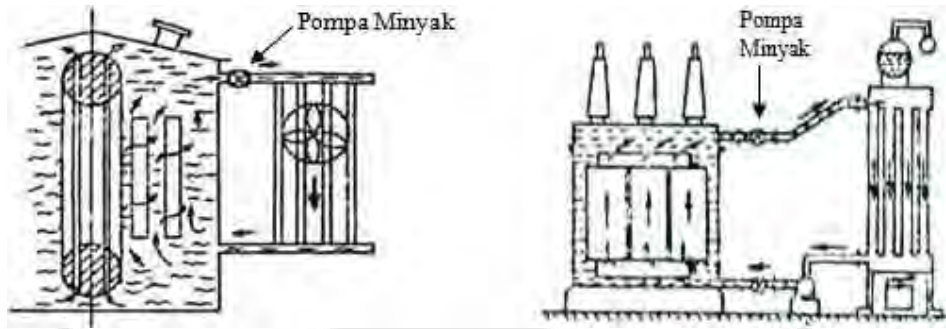
Huruf Keempat, mekanisme sirkulasi media pendingin eksternal

N : Konveksi alami (*natural*)

F : Sirkulasi “dipaksakan” (*forced*), menggunakan kipas atau pompa.



Gambar 2.3 Contoh Konfigurasi Sistem Pendingin O.N.A.N (kiri) dan O.N.A.F (kanan)



Gambar 2.4 Contoh Konfigurasi Sistem Pendingin O.F.A.F (kiri) dan O.F.A.F dengan Pendingin Terpisah

Tabel 2.2 Tipe-tipe pendingin pada Transformator Daya

No.	Simbol	Arti	Deskripsi
1	A.N	Air Natural	Udara sekitar digunakan untuk pendinginan. Metode ini biasanya dipakai untuk transformator tipe kering dengan kapasitas daya s.d 1.5 MVA.
2	A.F	Air Force	Metode ini juga digunakan pada transformator tipe kering. Udara ditiupkan paksa ke permukaan tangki untuk menambah laju disipasi panas. Kipas-kipas pendingin dinyalakan saat temperatur pada belitan meningkat di atas batas yang diperbolehkan.
3	O.N.A.N	Oil Natural Air Natural	Metode ini banyak digunakan oleh transformator dengan kapasitas daya s.d 30 MVA. Transformator dipasang radiator tipe sirip untuk sirkulasi minyak secara alami/natural.
4	O.N.A.F	Oil Natural Air Force	Metode ini banyak digunakan oleh transformator dengan kapasitas daya antara 30 MVA dan 60 MVA. Menggunakan radiator tipe sirip yang dilengkapi dengan kipas pendingin. Kipas-kipas dinyalakan saat pembebanan yang berat saja.
5	O.F.A.F	Oil Force Air Force	Metode ini digunakan untuk transformator dengan kapasitas daya di atas 60 MVA. Minyak isolator disirkulasikan melewati radiator menggunakan pompa. Tiap-tiap radiator memiliki kipas pendingin untuk pertukaran panas dari minyak ke udara.
6	O.F.W.F	Oil Force Water Force	Panas ditransfer melalui minyak dan air yang disirkulasikan melalui saluran pembuangan panas menggunakan pompa. Digunakan pada kondisi lingkungan tertentu seperti temperatur sekitar tinggi, pada pabrik besi, ruangan bawah tanah, dan lain-lain.

Transformator daya dengan rating daya yang besar dan memiliki rentang penggunaan daya yang lebar pada umumnya menggunakan gabungan dari tiga jenis sistem pendingin, yaitu ONAN, ONAF, dan OFAF. Biasanya transformator tersebut dilengkapi oleh sensor temperatur analog. Sensor ini biasanya sudah

diatur agar sistem pendingin dapat diubah konfigurasinya ketika temperatur transformator mencapai batasan tertentu. Misal ketika temperatur 0°C – 50°C digunakan sistem ONAN, antara 50°C – 60°C digunakan sistem ONAF (kipas angin menyala), dan $\geq 60^{\circ}\text{C}$ digunakan sistem OFAF (pompa minyak menyala).

2.1.3 Minyak Sebagai Bahan Isolator Cair pada Transformator

Isolator merupakan suatu sifat bahan yang mampu untuk memisahkan dua buah penghantar atau lebih yang berdekatan untuk mencegah adanya kebocoran arus/hubung singkat, maupun sebagai pelindung mekanis dari kerusakan yang diakibatkan oleh korosi atau *stressing*. Minyak isolator yang dipergunakan dalam transformator daya mempunyai beberapa tugas utama, yaitu:

1. Media isolator
2. Media pendingin
3. Media / alat untuk memadamkan busur api.
4. Perlindungan terhadap korosi dan oksidasi.

Minyak isolator transformator dapat dibedakan atas dua jenis, yaitu minyak mineral dan minyak sintetis. Pemilihan jenis minyak didasarkan pada keadaan lingkungan dimana transformator digunakan, misal askarel adalah jenis minyak sintetis yang tidak dapat terbakar, sehingga pemakaian askarel memungkinkan transformator distribusi dapat digunakan pada lokasi dimana bahaya api sangat besar (misal pada industri kimia), tetapi dari segi kesehatan minyak ini dinilai sangat membahayakan. Oleh karena itu di beberapa negara ada larangan mempergunakan askarel.

Minyak trafo jenis minyak mineral biasanya merupakan sebuah campuran kompleks dari molekul-molekul hidrokarbon, baik dalam bentuk linear (*paraffinic*) atau siklis (*cycloaliphatic* atau *aromatic*), mengandung kelompok molekul CH_3 , CH_2 dan CH yang terikat. Formula umum dari minyak trafo adalah $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ dengan n bernilai antara 20 s.d 40.

2.1.3.1 Karakteristik yang Harus Diperhatikan pada Minyak Trafo

Minyak isolator harus memiliki beberapa karakteristik tertentu agar dapat menjalankan fungsinya dengan baik. Karakteristik ini harus terus dipantau dan diperhatikan secara terus-menerus. Karakteristik tersebut antara lain :

1. Kejernihan Penampilan (*Appearance*)

Warna minyak yang baik adalah warna yang jernih dan bersih, seperti air murni. Selama transformator dioperasikan, minyak isolator akan melarutkan suspensi / endapan (*sludge*). Semakin banyak endapan yang terlarut, maka warna minyak akan semakin gelap.

2. Viskositas Kinematik (*Kinematic Viscosity*)

Viskositas kinematik merupakan tahanan dari cairan untuk mengalir kontinu dan merata tanpa adanya gesekan dan gaya-gaya lain. Sebagai media pendingin, nilai viskositas memegang peranan penting dalam pendinginan, sebagai faktor penting dalam aliran konveksi untuk memindahkan panas. Makin rendah viskositas, semakin bagus pula konduktivitas termalnya sehingga makin bagus kualitas dari minyak trafo tersebut.

3. Massa Jenis (*Density*)

Massa jenis merupakan perbandingan massa suatu volume cairan pada temperatur 15.56°C dengan massa air pada volume dan temperatur yang sama. Massa jenis minyak trafo harus lebih rendah daripada air.

4. Titik Nyala (*Flash Point*)

Titik nyala menunjukkan bahwa minyak trafo dapat dipanaskan sampai temperatur tertentu sebelum uap yang timbul menjadi api yang berbahaya. Makin tinggi titik nyala semakin baik.

5. Titik Tuang (*Pour Point*)

Titik tuang merupakan temperatur terendah saat minyak masih akan terus mengalir saat didinginkan pada temperatur dibawah temperatur normal. Minyak isolator diharapkan memiliki titik tuang yang serendah mungkin.

6. Angka Kenetralan (*Neutralization Number*)

Angka kenetralan merupakan angka yang menunjukkan penyusun asam minyak isolator dan dapat mendeteksi kontaminasi minyak, menunjukkan kecenderungan perubahan kimia, cacat atau indikasi perubahan kimia dalam bahan tambahan (*additive*). Angka kenetralan merupakan petunjuk umum untuk menentukan apakah minyak sudah harus diganti atau harus diolah.

7. Stabilitas/Kemantapan Oksidasi (*Oxydation Stability*)

Proses oksidasi menyebabkan bertambahnya kecenderungan minyak untuk membentuk asam dan kotoran zat padat yang nantinya akan membentuk

endapan (*sludge*). Asam menyebabkan korosi pada logam dalam peralatan transformator sedangkan kotoran zat padat menyebabkan transfer panas menjadi terganggu. Minyak isolator diharapkan memiliki stabilitas oksidasi yang tinggi dan kemampuan pelarutan yang rendah sehingga meminimalisir persentase terjadinya oksidasi.

8. Kandungan Air (*Water Content*)

Adanya air dalam minyak isolator akan menurunkan tegangan tembus dan tahanan jenis minyak isolator, serta memacu munculnya *hot spot* sehingga nantinya akan mempercepat kerusakan isolator kertas (kertas dan kayu). Sebagai tambahan, pemanasan yang berlebihan pada transformator akan menyebabkan isolasi kertas pada belitan akan membusuk dan menurunkan umur isolator. Membusuknya isolasi kertas juga akan jumlah kandungan air. Pemecahan molekul serat kertas akan melepaskan sejumlah atom hidrogen dan oksigen bebas yang nantinya akan membentuk air (H_2O). Naiknya temperatur lebih lanjut akan menyebabkan air bergerak dari isolasi kertas menuju minyak dan menurunkan tegangan tembus minyak. Minyak isolator diharapkan memiliki kandungan air serendah mungkin.

9. Tegangan Tembus (*Breakdown Voltage*)

Tegangan tembus menunjukkan kemampuan untuk menahan *electric stress* (volt). Kandungan air bebas dan partikel-partikel konduktif dapat menaikkan tingkat *electric stress* dan menurunkan nilai tegangan tembus. Minyak isolator diharapkan memiliki nilai tegangan tembus yang tinggi.

10. Faktor Kebocoran Dielektrik (*Dielectric Dissipation Factor*)

DDF merupakan ukuran dari *dielectric losses* minyak. Tingginya nilai DDF menunjukkan adanya kontaminasi atau hasil kerusakan misalnya air, hasil oksidasi, logam alkali, koloid bermuatan, dan sebagainya. DDF berhubungan langsung dengan tahanan jenis, sehingga tingginya nilai DDF secara langsung menunjukkan rendahnya tahanan jenis minyak.

11. Tahanan Jenis (*Resistivity*)

Tahanan jenis yang rendah menunjukkan adanya pengotor yang bersifat konduktif. Suatu cairan dapat digolongkan sebagai isolator cair bila tahanan jenisnya lebih besar dari 10^9 W-m.

2.1.3.2 Standar Spesifikasi Minyak Trafo

Minyak isolator transformator perlu memenuhi beberapa spesifikasi tertentu agar proses isolator dari minyak trafo dapat berjalan optimal. Berikut adalah beberapa spesifikasi minyak trafo menurut IS (*International Standard*) 335 – 1983 dan BS (*British Standard*) 148 – 1972:

Tabel 2.3 Spesifikasi Minyak Trafo Menurut IS 335 – 1983 dan BS 148 – 1972

	Karakteristik	IS 335 – 1983	BS 148 – 1972
1	Density at	27°C (max) 0.89 g/cm ²	20°C (max) 0.89 g/cm ²
2	Kinematic viscosity	27°C (max) 27 C δ t	20°C (max) 40 C δ t
3	Interfacial tension	27°C min 0.07 N/m	
4	Flash point	140°C	140°C
5	Pour Point	max – 9°C	Max – 30°C
6	Neutralization value	max 0.03 mg KOH/gm	max 0.03 mg KOH/gm
7	Corrosive Sulphur	Non Corrosive	
8	Electric Strength (breakdown voltage) (a) As received in Drums (b) After filtration	Min 30 kV Min 50 kV	Min 30 kV
9	Dielectric dissipation factor (tan-delta)	90°C max 0.005	90°C max 0.005
10	Specific resistance (resistivity) min (a) at 90°C (b) at 27°C	min 30 $\times 10^{12}$ Ω cm min 500 $\times 10^{12}$ Ω cm	No set limit
11	Oxidation stability (a) Neutralization value after oxidation (b) Total studge after oxidation, max	max 0.40 mg KOH/gm max 0.10 % by weight	max 0.03 mg KOH/gm 0.10 %
12	Presence of oxidation inhibitor	The Oil shall not contain antioxidant dditives	-
13	Sulphur		Nil
14	Water content as received in drums as received in bulk	max 50 ppm by weight	max 50 ppm max 35 ppm

2.2 GAS TERLARUT PADA MINYAK TRAF0

Bagian 2.1.4 telah menjelaskan bahwa minyak trafo merupakan sebuah campuran kompleks dari molekul-molekul hidrokarbon, dalam bentuk linear atau siklis, yang mengandung kelompok molekul CH_3 , CH_2 dan CH yang terikat. Pemecahan beberapa ikatan antara unsur C-H dan C-C sebagai hasil dari kegagalan termal ataupun elektrik akan menghasilkan fragmen-fragmen ion seperti H^* , CH_3^* , CH_2^* , CH^* atau C^* , yang nantinya akan berekombinasi dan menghasilkan molekul-molekul gas seperti hidrogen (H-H), metana ($\text{CH}_3\text{-H}$), etana ($\text{CH}_3\text{-CH}_3$), etilen ($\text{CH}_2=\text{CH}_2$) ataupun asetilen ($\text{CH}\equiv\text{CH}$). Gas-gas ini dikenal dengan istilah *fault gas*.

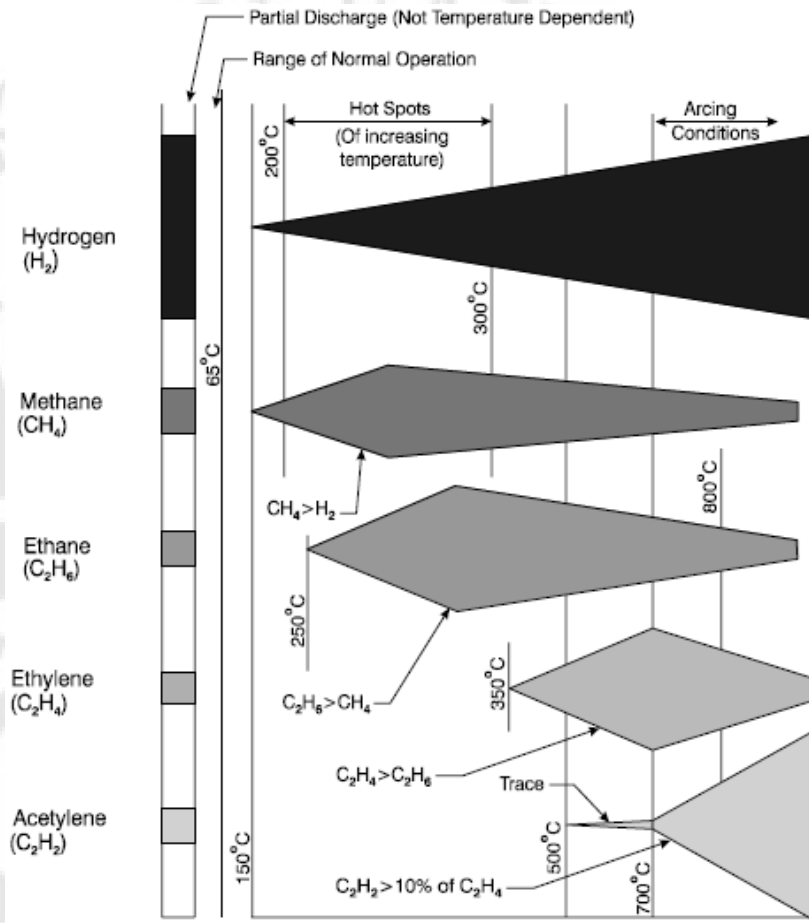
Mineral Oil	$\begin{array}{ccccccc} \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} \\ & & & & & & \\ \text{---C---C---C---C---C---C---C---H} \\ & & & & & & \\ \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} \end{array}$	$\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$	Ethylene	$\begin{array}{cc} \text{H} & \text{H} \\ & \\ \text{C} & = & \text{C} \\ & \\ \text{H} & \text{H} \end{array}$	C_2H_4
Hydrogen	H-H	H_2	Acetylene	$\begin{array}{cc} \text{H} & \text{H} \\ & \\ \text{C} & = & \text{C} \\ & \\ \text{H} & \text{H} \end{array}$	C_2H_2
Methane	$\begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H-C-H} \\ \\ \text{H} \end{array}$	CH_4	Carbon Dioxide	$\text{O}=\text{C}=\text{O}$	CO_2
			Carbon Monoxide	$\text{C}\equiv\text{O}$	CO
			Oxygen	$\text{O}=\text{O}$	O_2
Ethane	$\begin{array}{ccc} & \text{H} & \text{H} \\ & & \\ \text{H} & \text{---C---} & \text{C---H} \\ & & \\ & \text{H} & \text{H} \end{array}$	C_2H_6	Nitrogen	$\text{N}\equiv\text{N}$	N_2

Gambar 2.5 Struktur Kimia Minyak Isolator dan Gas-gas Terlarut pada Minyak Isolator

Semakin banyak jumlah ikatan karbon (ikatan tunggal, ganda, rangkap tiga) maka semakin banyak pula energi yang dibutuhkan untuk menghasilkannya. Hidrogen (H_2), metana (CH_4) dan etana (C_2H_6) terbentuk oleh fenomena kegagalan dengan tingkat energi yang rendah, seperti *partial discharge* atau *corona*. Etilen (C_2H_4) terbentuk oleh pemanasan minyak pada temperatur menengah, dan asetilen (C_2H_2) terbentuk pada temperatur yang sangat tinggi.

Gambar 2.6 menjelaskan jenis *fault gas* dan jumlah relatifnya yang terbentuk saat temperaturnya semakin naik. Nilai temperatur tersebut bukanlah nilai yang baku, melainkan hanya pendekatan/aproksimasi. Gas hidrogen dan metana mulai terbentuk pada temperatur sekitar 150°C . Gas etana mulai terbentuk pada temperatur sekitar 250°C , dan gas etilen mulai terbentuk pada temperatur

sekitar 350°C. Gambar 2.6 menjelaskan bahwa setelah melewati titik maksimumnya maka pembentukan gas metana, etana dan etilen akan terus menurun seiring dengan bertambahnya temperatur.



Gambar 2.6 Pembentukan Skema Gas vs Temperatur (Aproksimasi) [3]

Gas asetilen merupakan indikator adanya daerah dengan temperatur paling tidak 700°C, Pada beberapa kasus kegagalan termal (*hot spot*) dengan temperatur 500°C ternyata juga dapat memacu pembentukan gas asetilen walaupun dalam nilai ppm yang kecil. Sejumlah besar asetilen hanya dapat dihasilkan jika temperaturnya di atas 700°C yang biasanya disebabkan oleh adanya busur api (*internal arcing*).

Gas etana dan etilen sering disebut sebagai “gas logam panas” (*hot metal gases*). Biasanya saat ditemukan adanya gas etana dan etilen maka permasalahan yang timbul di dalam transformator umumnya melibatkan logam panas. Hal ini mungkin saja terjadi akibat adanya kontak yang buruk pada *tap-changer* atau

sambungan yang jelek pada suatu titik pada rangkaian dalam transformator. Fluks magnetis bocor yang mengenai tangki transformator atau struktur magnetis lainnya dapat memacu pembentukan "gas logam panas". Penyebab lainnya adalah kerusakan pada pentanahan rangkaian (*grounding*) sehingga muncul arus lebih yang bersirkulasi karena tidak bisa dibuang ke tanah. Jenis kegagalan lain yang muncul pada sebuah transformator bisa saja merupakan gabungan dari kegagalan termis dan elektris, ataupun kegagalan yang satu memicu kegagalan yang lain.

Material isolasi kertas & kertas biasanya merupakan substansi polimer yang struktur kimianya adalah $[C_{12}H_{14}O_4(OH)_6]_n$ dengan n bernilai antara 300 s.d 750. Umumnya berbentuk siklis, yang mengandung senyawa CH_2 , CH dan CO . Ikatan molekul C-O merupakan ikatan yang lemah, sehingga akan menghasilkan komponen pembentuk *fault gas* pada temperatur hanya $100^\circ C$, dan karbonisasi sempurna dari isolasi kertas pada temperatur $300^\circ C$. CO_2 terbentuk pada temperatur rendah, sedangkan CO mulai terbentuk pada temperatur $\geq 200^\circ C$.

Gas-gas lain seperti nitrogen dan oksigen juga dapat muncul pada minyak. Nitrogen muncul akibat sisa N_2 pada saat pengiriman transformator ataupun oleh selimut nitrogen. Munculnya oksigen pada transformator umumnya diakibatkan oleh kebocoran tangki transformator. Penurunan jumlah oksigen pada minyak umumnya menunjukkan kenaikan temperatur yang berlebih pada transformator. Air embun dan gas-gas atmosfer dapat merembes masuk ke dalam saat transformator dimatikan dan temperatur ambient menurun drastis.

Mengidentifikasi serta menganalisis jenis dan jumlah *fault gas* pada transformator merupakan hal yang sangat penting karena jenis *fault gas* menunjukkan pemicu atau jenis kegagalan yang muncul sedangkan jumlah/tingkat konsentrasi *fault gas* menunjukkan seberapa parah tingkat kegagalan tersebut. Hal ini tentunya dapat menjadi informasi yang sangat berguna dalam penyusunan program perawatan pencegahan (*preventive maintenance*).

2.3 PEMELIHARAAN DAN PENGUJIAN PARAMETER-PARAMETER TRANSFORMATOR

Pengoperasian transformator menimbulkan efek-efek tertentu, seperti:

1. Tumpukan debu pada *bushing* dan berbagai bagian dari transformator.
2. Karat pada berbagai bagian yang terbuat dari besi.

3. Kekenduran pada terminal-terminal.
4. Kekenduran pada rangkaian transformator bagian dalam serta belitan-belitan.
5. Kebocoran minyak pada berbagai sambungan.
6. Peningkatan tingkat vibrasi secara berkala.
7. Deotorisasi/menurunnya kualitas minyak isolator.
8. Penuaan isolator.
9. Tersumbatnya pipa dan/atau katup pada sistem pendingin.
10. Cacat atau melambatnya respon dari pengendali sistem pendingin.

Berbagai kondisi tersebut muncul walaupun transformator dioperasikan dalam kondisi normal. Transformator memerlukan berbagai pengujian, perawatan serta pengarsipan data hasil uji untuk menjaganya dari kerusakan serta menghilangkan/mereduksi potensi-potensi penyebab kerusakan.

Jenis program perawatan transformator, antara lain :

1. *Unscheduled Maintenance*

Perawatan yang dilakukan sebagai tindak lanjut dari kondisi unit ketika mengalami kerusakan.

2. *Ordinary / Routine Maintenance*

Perbaikan, penyesuaian, dan penggantian suku cadang yang dianggap perlu saja berdasarkan inspeksi visual yang dilakukan dalam frekuensi yang tidak teratur. Frekuensi pemeriksaan tergantung dari tingkat kepentingan unit dalam sistem, kondisi lingkungan dan / atau kondisi operasi.

3. *Protective Maintenance*

Tujuan *protective maintenance* pada transformator adalah untuk mengontrol dan mencegah meluasnya kerusakan pada isolasi minyak dan isolasi kertas.

Protective maintenance umumnya meliputi tiga program utama, yaitu:

- a. *Preventive Maintenance*

Meliputi program perawatan terjadwal, serta pengujian komponen-komponen dasar unit.

- b. *Predictive Maintenance*

Merupakan program perawatan yang menggabungkan data-data historis pengujian dengan peralatan diagnostik untuk menghasilkan peringatan awal akan indikasi adanya kegagalan pada unit.

c. *Corrective Maintenance*

Meliputi perbaikan dan pemulihan kondisi transformator ke kondisinya semula sebelum unit mengalami kerusakan.

Berbagai organisasi seperti *National Fire Protection Association* (NFPA), *National Electrical Testing Association* (NETA), dan perusahaan manufaktur lainnya telah menerbitkan panduan tentang inspeksi dan pengujian berbagai komponen pada transformator serta interval pengujiannya[4].

Tabel 2.4 Daftar Inspeksi dan Pengujian pada Transformator [4]

<i>General Inspection Items</i>	<i>Frequency</i>
<i>Load current</i>	<i>Hourly or use recording meters</i>
<i>Voltage</i>	<i>Hourly or use recording meters</i>
<i>Liquid Level</i>	<i>Hourly or use recording meters</i>
<i>Temperature</i>	<i>Hourly or use recording meters</i>
<i>Protective devices</i>	<i>Yearly</i>
<i>Protective alarms</i>	<i>Monthly</i>
<i>Ground connections</i>	<i>Every 6 months</i>
<i>Tap changer</i>	<i>Every 6 months</i>
<i>Lightning arresters</i>	<i>Every 6 months</i>
<i>Pressure-relief devices</i>	<i>Every 3 months</i>
<i>Breather</i>	<i>Monthly</i>
<i>Auxiliary equipment</i>	<i>Annually</i>
<i>External inspection</i>	<i>Every 6 months</i>
<i>Internal inspection</i>	<i>5 – 10</i>
<i>Insulating liquid</i>	
<i>Dielectric strength / Break-down voltage</i>	<i>Annually</i>
<i>Color</i>	<i>Annually</i>
<i>Neutralization number</i>	<i>Annually</i>
<i>Interfacial tension</i>	<i>Annually</i>
<i>Power factor test</i>	<i>Annually</i>
<i>Moisture content</i>	<i>Annually</i>
<i>Gas-analysis test</i>	<i>Annually</i>
<i>Solid insulation (winding)</i>	
<i>Insulation resistance</i>	<i>Annually</i>
<i>Power factor</i>	<i>Annually</i>
<i>Polarization Index (PI)</i>	<i>Annually</i>
<i>Hi-Potential voltage (AC or DC)</i>	<i>Five years or more</i>
<i>Induced voltage</i>	<i>Five years or more</i>
<i>Polarization recovery voltage</i>	<i>Annually</i>

BAB III

PENGUJIAN DGA PADA TRANSFORMATOR DAYA

3.1 METODE PENGUJIAN DGA (*DISSOLVED GAS ANALYSIS*)

3.1.1 Definisi DGA

DGA secara harfiah dapat diartikan sebagai analisis kondisi transformator yang dilakukan berdasarkan jumlah gas terlarut pada minyak trafo. DGA pada dunia industri dikenal juga sebagai tes darah atau *blood test* pada transformator. Darah manusia adalah suatu senyawa yang mudah untuk melarutkan zat-zat lain yang berada di sekitarnya. Melalui pengujian zat-zat terlarut pada darah, maka akan diperoleh informasi-informasi terkait tentang kesehatan manusia. Begitu pula dengan transformator, pengujian zat-zat terlarut (biasanya gas) pada minyak trafo (minyak trafo dianalogikan sebagai darah manusia) akan memberikan informasi-informasi terkait akan kesehatan dan kualitas kerja transformator secara keseluruhan.

Uji DGA dilakukan pada suatu sampel minyak diambil dari unit transformator kemudian gas-gas terlarut (*dissolved gas*) tersebut diekstrak. Gas yang telah diekstrak lalu dipisahkan, diidentifikasi komponen-komponen individualnya, dan dihitung kuantitasnya (dalam satuan *Part Per Million* – ppm). Keuntungan utama uji DGA adalah deteksi dini akan adanya fenomena kegagalan yang ada pada transformator yang diujikan. Namun kelemahan utamanya adalah diperlukan tingkat kemurnian yang tinggi dari sampel minyak yang diujikan. Rata-rata alat uji DGA memiliki sensitivitas yang tinggi, sehingga ketidakmurnian sampel akan menurunkan tingkat akurasi dari hasil uji DGA.

Tabel 3.1 menunjukkan bahwa gas terlarut pada minyak trafo dapat bereaksi dengan sinar matahari sehingga menyebabkan jumlahnya cenderung bertambah. Hampir setiap jenis *fault gas*, termasuk kadar air, mengalami pertambahan jumlah yang signifikan kecuali gas etilen (C_2H_4) dan asetilen (C_2H_2). Untuk membentuk etilen dan asetilen dibutuhkan energi dan temperatur yang lebih tinggi, karena etilen memiliki ikatan karbon ganda (*double bond*) dan asetilen memiliki ikatan karbon rangkap tiga (*triple bond*). Percepatan bertambahnya jumlah gas terlarut ini sebanding dengan lamanya sampel minyak

bereaksi dengan sinar matahari. Hal ini tentunya dapat mengacaukan data hasil pengujian dan menyebabkan salah analisis terhadap data tersebut.

Tabel 3.1 Laju Pertambahan Fault Gas Terlarut terhadap Sinar Matahari[5]

	H ₂ ppm	H ₂ O ppm	CO ₂ ppm	CO ppm	C ₂ H ₄ ppm	C ₂ H ₆ ppm	CH ₄ ppm	C ₂ H ₂ ppm
Degassed oil	<1	5	27	2	1	4	2	<1
Degassed + sun 1 hour	9	14	555	176	4	12	14	<1
Degassed + sun 2 hour	13	13	639	209	4	22	20	<1
Degassed + sun 3 hour	24	20	831	318	8	58	34	<1
Degassed + sun 3 hour + cooled	21	20	864	313	7	51	38	<1

Pengujian DGA adalah salah satu langkah perawatan preventif (*preventive maintenance*) yang wajib dilakukan dengan interval pengujian paling tidak satu kali dalam satu tahun (*annually*)[4].

3.1.2 Tata Cara Pengambilan Sampel Minyak

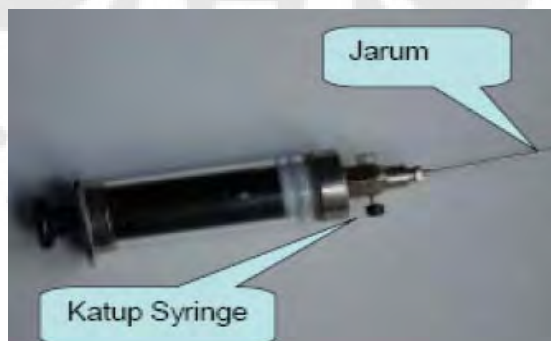
Pengambilan sampel minyak untuk pengujian DGA sangat menentukan kehandalan diagnosa yang akan didapatkan. Ada beberapa hal yang harus diperhatikan dalam pengambilan sampel minyak DGA, yaitu :

1. Alat yang dipergunakan untuk pengambilan sampel
2. Cara pengambilan sampel
3. Durasi antara pengambilan sampel dan pengujian

Alat pengambil sampel minyak untuk uji DGA antara lain :

1. *Syringe*

Suntikan dengan wadah berbahan kaca untuk pengambilan sampel minyak.

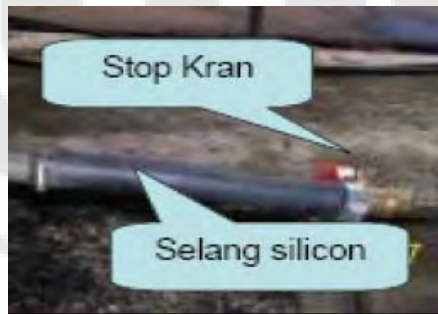


Gambar 3.1 *Syringe*.

Tujuan penggunaan *syringe* adalah agar minyak tidak terkontaminasi dengan udara luar, dan menghindari hilangnya gas-gas ringan yang mudah lepas seperti H_2 . Dengan demikian kandungan gas – gas yang terdeteksi dapat mewakili kondisi kandungan gas di dalam minyak yang sebenarnya

2. *Oil flushing unit*

Unit yang terdiri dari selang silikon, *flange*, *seal* dan *stop-kran* yang berfungsi sebagai sarana untuk membuang minyak trafo yang kotor sekaligus mengambil sample minyak.



Gambar 3.2 *Oil Flushing Unit*

3. *Vial*

Botol kimia yang digunakan sebagai tempat sampel minyak yang selanjutnya akan dimasukkan ke dalam alat uji DGA. Sebelum dipergunakan untuk menempatkan sampel minyak yang akan diuji, perlu dipastikan bahwa segel *vial* masih utuh sehingga *vial* dalam kondisi vakum.



Gambar 3.3 *Vial*

Proses pengambilan sampel minyak dari transformator dilakukan setelah semua peralatan telah disiapkan. Berikut adalah instruksi kerja pengambilan sampel minyak untuk uji DGA:

Persiapan :

1. Siapkan ember untuk menampung minyak trafo
2. Pasang *oil flushing unit* pada *drain valve* tangki utama trafo
3. Atur stop-kran pada posisi menutup
4. Persiapkan *syringe* untuk pengambilan sampel minyak
5. Persiapkan *vial* yang telah dipasang tutup alumunium (kondisi vakum)

Pelaksanaan :

1. Buka *drain valve* tangki utama trafo
2. Lakukan proses pembersihan / *flushing* terlebih dahulu (keluarkan minyak dari tangki utama trafo dengan membuka stop-kran)
3. Tutup stop-kran
4. Pasang jarum pada *syringe*
5. Buka katup pada *syringe* dan suntikan *syringe* pada selang silikon
6. Sedot minyak dari selang
7. Pastikan tidak ada udara (gelembung udara) yang masuk ke dalam *syringe*
8. Tutup kembali katup pada *syringe*
9. Pindahkan minyak dari *syringe* ke *vial* dengan cara menyuntikkan minyak ke dalam *vial* tanpa membuka tutupnya
10. Ambil sampel minyak sebanyak ± 12 ml untuk uji DGA
11. Lakukan pengambilan sampel minyak dengan proses yang sama untuk minyak tangki utama bagian bawah dan OLTC (*On-Load Tap-Changer*)

Penyelesaian :

1. Beri label pada *vial* sampel minyak
2. Simpan *vial* dan lindungi dari panas maupun sinar matahari langsung
3. Bersihkan *syringe* dengan menggunakan minyak, keringkan dan simpan pada tempatnya
4. Lepaskan jarum suntik dari *syringe*
5. Tutup kembali *drain valve* tangki utama trafo
6. Buka stop-kran untuk mengeluarkan sisa minyak pada *oil flushing unit* (tampung dalam ember)
7. Lepaskan *oil flushing unit* dari *drain valve* tangki utama trafo
8. Pastikan *drain valve* telah terpasang dengan benar

Untuk mendapatkan hasil diagnosa yang akurat, jika sudah dilakukan pengambilan sampel minyak maka harus segera dikirim ke laboratorium untuk dilakukan pengujian DGA.

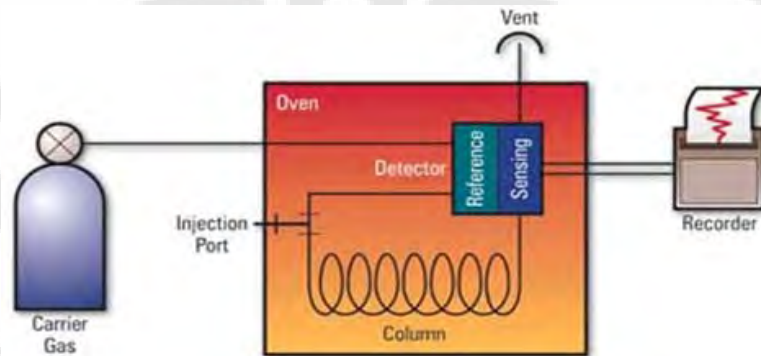
3.1.3 Metode Ekstraksi Gas

Dua metode pada pengujian DGA yang digunakan untuk mengekstrak *fault gas* yang terlarut pada minyak trafo, yaitu metode **Gas Chromatograph (GC)** dan metode **Photo-Acoustic Spectroscopy (PAS)**.

3.1.3.1 Gas Chromatograph (GC)

Gas Chromatograph adalah sebuah teknik untuk memisahkan zat-zat tertentu dari sebuah senyawa gabungan, biasanya zat-zat tersebut dipisahkan berdasarkan tingkat penguapannya (*volatility*)[6]. Metode ini dapat memberikan informasi kuantitatif dan kualitatif dari masing-masing komponen individual pada sampel yang diuji. Sampel yang diujikan bisa saja sudah berbentuk gas ataupun dipanaskan dan diuapkan terlebih dahulu sampai berwujud gas.

Metode ini menggunakan beberapa komponen utama, yaitu tabung sempit yang dikenal sebagai “kolom” (*column*), oven / elemen pemanas, gas pembawa (*carrier gas*), dan detektor gas. Gas pembawa yang digunakan biasanya merupakan jenis gas yang lembam, seperti nitrogen atau argon. Berikut adalah diagram proses kerja GC:



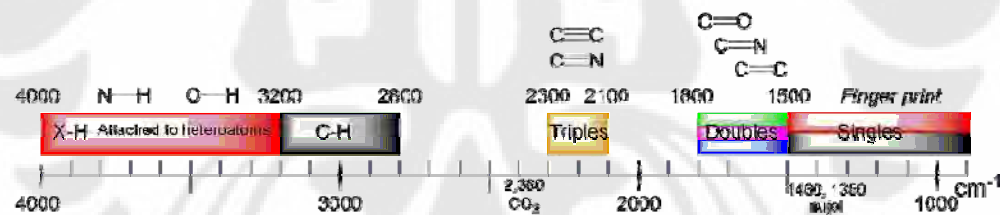
Gambar 3.4 Diagram Kerja Gas Chromatograph

Sampel uji dimasukkan ke saluran kolom dengan menggunakan *microsyringe*. Gas pembawa akan menghantarkan molekul-molekul *fault gas* di dalam *column*. Gerakan molekul-molekul ini akan terhalang oleh tingkat adsorpsi dari masing-masing jenis *fault gas* terhadap dinding *column*. Karena masing-

masing *fault gas* memiliki tingkat adsorpsi yang berbeda-beda, maka tingkat keadaan statis (*stationary phase*) masing-masing *fault gas* juga berbeda-beda. Selama proses ini, setiap bagian dari sampel uji akan terpisah-pisah, sehingga akan mencapai ujung saluran *column* dalam kurun waktu yang berbeda-beda. Lalu setiap bagian dari sampel uji yang mencapai ujung dari *column* akan dideteksi oleh detektor.

3.1.3.2 Photo-Acoustic Spectroscopy (PAS)

Masing-masing jenis *fault gas* (hidrogen, metana, oksigen, dan lain-lain) pada dasarnya memiliki kemampuan penyerapan radiasi elektromagnetik yang unik dan khas. Kemampuan penyerapan yang unik ini biasanya diaplikasikan pada teknik spektroskopi inframerah untuk menghasilkan efek foto-akustik. Penyerapan radiasi elektromagnetik oleh gas akan meningkatkan temperatur dari gas tersebut. Peningkatan temperatur ini berbanding lurus peningkatan tekanan dari gas (dengan kondisi gas berada pada wadah tertutup). Dengan menggetarkan sumber radiasi, tekanan dari gas pada wadah tertutup ini akan berfluktuasi secara sinkron sehingga amplitudo dari resultan gelombang tekanan dapat dideteksi menggunakan mikrofon yang sensitif.



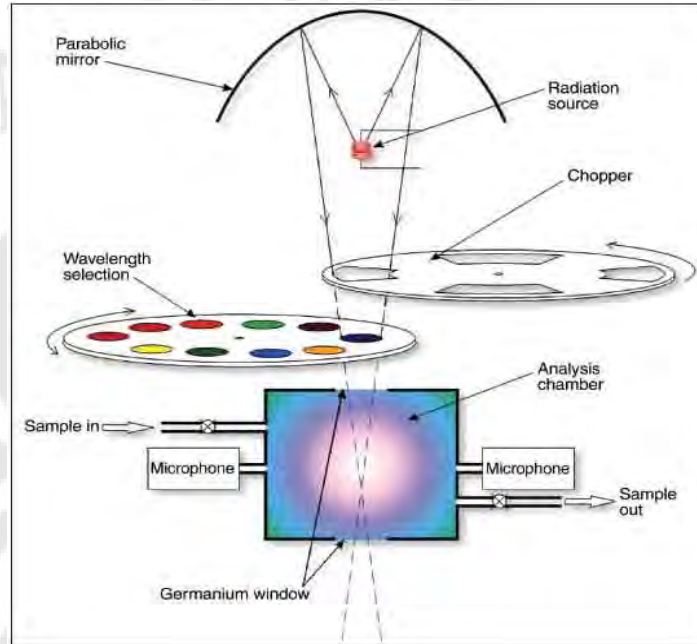
Gambar 3.5 Jenis Gas yang Dapat Dideteksi Berdasarkan Kemampuan Penyerapan Radiasi Berdasarkan Berbagai Panjang Gelombang Sinar Infra Merah

Dua faktor utama yang menyebabkan efek foto akustik dapat digunakan untuk pengukuran analitis :

1. Setiap gas memiliki spektrum penyerapan yang unik & khas sehingga frekuensi dari sumber infra merah dapat disesuaikan untuk memperoleh karakteristik yang diinginkan dari sampel.
2. Tingkat penyerapan radiasi inframerah secara langsung sebanding dengan tingkat konsentrasi dari gas sampel.

Memilih panjang gelombang yang tepat serta mengukur tingkat resultan sinyal yang dihasilkan oleh reaksi gas terhadap radiasi sinar infra merah akan

memungkinkan untuk mendeteksi kehadiran dan tingkat konsentrasi dari masing-masing jenis gas. Kedua hal ini merupakan prinsip dasar dari *photo-acoustic spectroscopy* (PAS).



Gambar 3.6 Ilustrasi Konsep Photo-Acoustic Spectrometer

Proses pengukuran dengan modul PAS dimulai dengan sumber radiasi yang menciptakan radiasi gelombang elektromagnetik sinar infra merah. Radiasi tersebut dipantulkan pada cermin parabolik lalu menuju piringan pemotong (*chopper*) yang berputar dengan kecepatan konstan dan menghasilkan efek stroboskopik terhadap sumber cahaya. Radiasi ini diteruskan melalui filter optik, yaitu filter yang secara selektif dapat meneruskan sinar dengan karakteristik tertentu (biasanya panjang gelombang tertentu) dan memblokir sinar-sinar lain yang karakteristiknya tidak diinginkan. Sinar yang sudah di-filter ini lalu masuk ke ruang pengujian (*analysis chamber*) dan bereaksi dengan senyawa gas-gas yang telah diekstrak dari minyak. Selanjutnya mikrofon-mikrofon yang sensitif akan mendeteksi jumlah / konsentrasi dari masing-masing jenis gas. Proses ini terus diulangi untuk setiap filter optik yang telah diset oleh peralatan ukur DGA (pada Gambar 3.5 terdapat 10 filter optik).

Sampel minyak yang digunakan untuk pengujian dapat diambil secara langsung dari transformator dan dimasukkan ke botol sampel. Minyak diaduk

menggunakan magnet berlapis teflon yang dimasukkan ke dalam botol sampel untuk membuat gas-gas yang terlarut dalam minyak naik ke permukaan minyak. Gas-gas ini akan terus naik ke bagian *headspace* botol sampel dan bergerak melewati saluran tertentu dan diteruskan ke modul PAS.

3.2 JENIS KEGAGALAN YANG DAPAT DIDETEKSI DENGAN UJI DGA

Dari berbagai kasus kegagalan (*fault*) yang terjadi pada transformator dan terdeteksi melalui uji DGA, maka kegagalan pada transformator dapat digolongkan menjadi beberapa kelas :

Tabel 3.2 Jenis Kegagalan (*fault*) yang Terdeteksi dengan Uji DGA

Simbol	Kegagalan	Contoh
PD	<i>Partial Discharges</i>	Pelepasan muatan (<i>discharge</i>) dari plasma dingin (<i>corona</i>) pada gelembung gas (menyebabkan pengendapan <i>X-wax</i> pada isolasi kertas) ataupun tipe percikan (menyebabkan proses perforasi / kebolongan pada kertas yang bisa saja sulit untuk dideteksi).
D1	<i>Discharges of Low Energy</i>	PD tipe percikan / <i>spark</i> (menyebabkan perforasi karbon pada isolasi kertas dalam skala yang lebih besar). <i>Arcing</i> pada energi rendah memacu perforasi karbon pada permukaan isolasi kertas sehingga muncul banyak partikel karbon pada minyak (terutama akibat pengoperasian <i>tap-changer</i>).
D2	<i>Discharges of High Energy</i>	<i>Discharge</i> yang mengakibatkan kerusakan dan karbonisasi yang meluas pada kertas minyak). Pada kasus yang lebih ekstrim terjadi penggabungan metal (<i>metal fusion</i>), pemutusan (<i>tripping</i>) peralatan dan pengaktifkan alarm gas.
T1	<i>Thermal fault, T < 300 °C</i>	Isolasi kertas berubah warna menjadi coklat pada temperatur > 200 °C (T1) dan pada temperatur > 300 °C terjadi karbonisasi kertas munculnya formasi partikel karbon pada minyak (T2)
T2	<i>Thermal fault, 300 < T < 700 °C</i>	
T3	<i>Thermal fault, T > 700 °C</i>	Munculnya formasi partikel karbon pada minyak secara meluas, pewarnaan pada metal (200 °C) atupun penggabungan metal (> 1000 °C)

3.3 ANALISIS KONDISI TRANSFORMATOR BERDASARKAN HASIL PENGUJIAN DGA

Setelah diketahui karakteristik dan jumlah dari gas-gas terlarut yang diperoleh dari sampel minyak, selanjutnya perlu dilakukan interpretasi dari data-tersebut untuk selanjutnya dilakukan analisis kondisi transformator. Terdapat

beberapa metode untuk melakukan interpretasi data dan analisis seperti yang tercantum pada IEEE std.C57 – 104.1991 dan IEC 60599, yaitu:

1. Standar IEEE
2. *Key Gas*
3. *Roger's Ratio*
4. *Duval's Triangle*

3.3.1 Standar IEEE

IEEE telah menerapkan standarisasi untuk melakukan analisis berdasarkan jumlah gas terlarut pada sampel minyak, yaitu pada IEEE std.C57 – 104.1991.

Tabel 3.3 Batas Konsentrasi Gas Terlarut dalam Satuan Part Per Million (ppm) Berdasarkan IEEE std. C57 – 104.1991

Status	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂ ¹	TDCG
Condition 1	100	120	35	50	65	350	2,500	720
Condition 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2,500-4,000	721-1,920
Condition 3	701-1,800	401-1,000	51-80	101-200	101-150	571-1,400	4,001-10,000	1,921-4,630
Condition 4	>1,800	>1,000	>80	>200	>150	>1,400	>10,000	>4,630

Jumlah gas terlarut yang mudah terbakar atau TDCG (*Total Dissolved Combustible Gas*) akan menunjukkan apakah transformator yang diujikan masih berada pada kondisi operasi normal, waspada, peringatan atau kondisi gawat / kritis. Sebagai catatan, hanya gas karbon dioksida (CO₂) saja yang tidak termasuk kategori TDCG. IEEE membuat pedoman untuk mengklasifikasikan kondisi operasional transformator yang terbagi dalam empat kondisi, yaitu:

Pada kondisi 1, transformator beroperasi normal. Namun, tetap perlu dilakukan pemantauan kondisi gas-gas tersebut.

Pada kondisi 2, tingkat TDCG mulai tinggi. Ada kemungkinan timbul gejala-gejala kegagalan yang harus mulai diwaspadai. Perlu dilakukan pengambilan sampel minyak yang lebih rutin dan sering.

Pada kondisi 3, TDCG pada tingkat ini menunjukkan adanya dekomposisi dari isolasi kertas dan / atau minyak transformator. Sebuah atau berbagai kegagalan mungkin sudah terjadi. Pada kondisi ini transformator sudah harus diwaspadai dan perlu perawatan lebih lanjut.

Pada kondisi 4, TDCG pada tingkat ini menunjukkan adanya dekomposisi / kerusakan pada isolator kertas dan / atau minyak trafo sudah meluas.

Standar IEEE ini juga menetapkan tindakan operasional yang disarankan berdasarkan jumlah TDCG-nya dalam satuan ppm dan rata-rata pertambahan TDCG dalam satuan ppm per hari (*ppm/day*) yang mengacu pada Tabel berikut :

Tabel 3.4 Tindakan Operasi yang Harus Dilakukan Berdasarkan Kondisi Jumlah TDCG

Conditions	TDCG Level or Highest Individual Gas (See Tabel 3.3)	TDCG Generation Rates (ppm/Day)	Sampling Intervals and Operating Actions for Gas Generation Rates	
			Sampling Interval	Operating Procedures
Condition 1	≤ 720 ppm of TDCG or highest condition based on individual gas (Tabel 3.3)	< 10	Annually	Continue Normal Operation
		10 – 30	Quarterly	
		> 30	Monthly	Exercise caution. Analyze individual gases to find cause. Determine load dependence
Condition 2	721–1920 ppm of TDCG or highest condition based on individual gas (Tabel 3.3)	< 10	Quarterly	Exercise caution. Analyze individual gases to find cause. Determine load dependence
		10 – 30	Monthly	
		> 30	Monthly	
Condition 3	1921–4630 ppm of TDCG or highest condition based on individual gas (Tabel 3.3)	< 10	Monthly	Exercise extreme caution. Analyze individual gases o find cause. Plan Outage. Call manufacturer and other consultants for advice.
		10 – 30	Weekly	
		> 30	Weekly	
Condition 4	> 4630 ppm of TDCG or highest condition based on individual gas (Tabel 3.3)	< 10	Weekly	Exercise extreme caution. Analyze individual gases o find cause. Plan Outage. Call manufacturer and other consultants for advice.
		10 – 30	Daily	
		> 30	Daily	Consider removal from service. Call manufacturer and other consultants for advice.

Kondisi transformator disesuaikan dengan nilai-nilai yang tercantum pada Tabel 3.3. Sebagai contoh, jika jumlah TDCG bernilai di antara 1941 ppm s.d 4630 ppm, maka transformator berada pada kondisi 3. Namun, jika jumlah hidrogen lebih dari 1800 ppm sedangkan jumlah TDCG di bawah 4630 ppm, maka transformator berada pada kondisi 4.

Pada Tabel 3.4 terdapat kata-kata “*determine load dependence*” yang artinya adalah sebisa mungkin dicari jumlah rata-rata gas yang timbul per harinya (*ppm/day*) dan disesuaikan dengan naik-turunnya beban. Ada kemungkinan transformator diberikan beban berlebih (*overload*). Sampel minyak harus diambil setiap kali terjadi perubahan beban. Namun jika perubahan beban terlalu sering, maka tindakan ini mungkin sulit untuk dilakukan.

Standar IEEE merupakan standar utama yang digunakan dalam analisis DGA. Namun fungsinya hanyalah sebagai acuan, karena hanya menunjukkan dan menggolongkan tingkat konsentrasi gas dan jumlah TDCG dalam berbagai tingkatan kewaspadaan. Standar ini tidak memberikan proses analisis yang lebih pasti akan indikasi kegagalan yang sebenarnya terjadi. Ketika konsentrasi gas terlarut sudah melewati kondisi 1 ($TDCG > 720 \text{ ppm}$), maka perlu dilakukan proses analisis lebih lanjut untuk mengetahui indikasi kegagalan yang terjadi pada transformator.

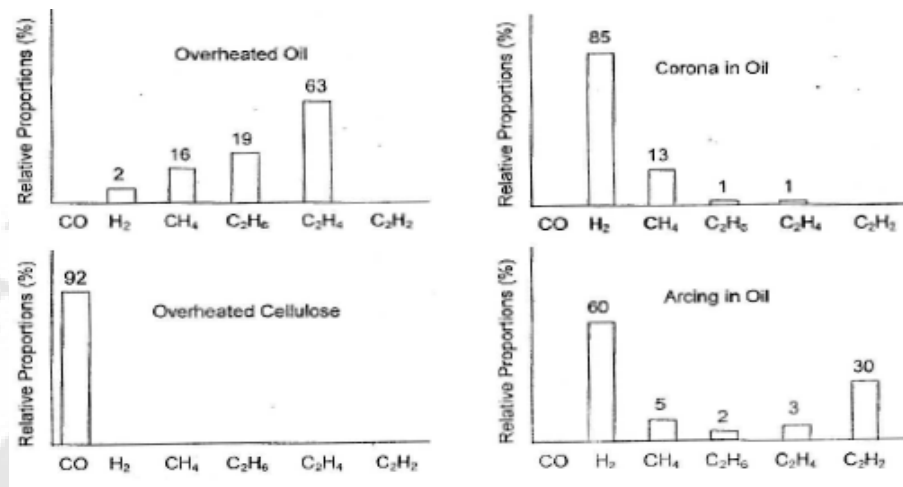
3.3.2 Key Gas

Key gas didefinisikan oleh IEEE std.C57 – 104.1991 sebagai “gas-gas yang terbentuk pada transformator pendingin minyak yang secara kualitatif dapat digunakan untuk menentukan jenis kegagalan yang terjadi, berdasarkan jenis gas yang khas atau lebih dominan terbentuk pada berbagai temperatur”. Pendefinisian tersebut jika dikaitkan dengan berbagai kasus kegagalan transformator yang sering kali terjadi, maka dapat dibuat menjadi Tabel sebagai berikut :

Tabel 3.5 Tabel Jenis Kegagalan Menurut Analisis Key Gas

<i>Fault</i>	<i>Key Gas</i>	<i>Criteria</i>	<i>Gas Percent Amount</i>
<i>Arcing</i>	<i>Acetylene (C₂H₂)</i>	<i>Large amount of H₂ and C₂H₂, and minor quantities of CH₄ and C₂H₄. CO and CO₂ may also exist if cellulose is involved.</i>	H ₂ : 60% C ₂ H ₂ : 30%
<i>Corona (Low Energy PD)</i>	<i>Hydrogen (H₂)</i>	<i>Large amount of H₂, some CH₄, with small quantities of C₂H₆ and C₂H₄. CO and CO₂ may be comparable if cellulose is involved.</i>	H ₂ : 85% CH ₄ : 13%
<i>Overheating of Oil</i>	<i>Ethylene (C₂H₄)</i>	<i>Large amount of C₂H₄, less amount of C₂H₆, some quantities of CH₄ and H₂.</i>	C ₂ H ₄ : 63% C ₂ H ₆ : 20%
<i>Overheating of Cellulose</i>	<i>Carbon Monoxide (CO)</i>	<i>Large amount of CO and CO₂. Hydrocarbon gases may exist</i>	CO : 92%

Tabel tersebut dapat direpresentasikan dalam bentuk diagram batang :



Gambar 3.7 Analisis dengan Menggunakan Metode Key Gas[7]

3.3.3 Roger's Ratio

Magnitude rasio empat jenis *fault gas* digunakan untuk menciptakan empat digit kode. Kode-kode tersebut akan menunjukkan indikasi dari penyebab munculnya *fault gas*. Beberapa catatan (*note*) mengenai interpretasi dari Tabel rasio roger :

1. Ada kecenderungan rasio C_2H_2/C_2H_4 naik dari 0.1 s.d > 3 dan rasio C_2H_4/C_2H_6 untuk naik dari 1-3 s.d > 3 karena meningkatnya intensitas percikan (*spark*). Sehingga kode awalnya bukan lagi 0 0 0 melainkan 1 0 1.
2. Gas-gas yang timbul mayoritas dihasilkan oleh proses dekomposisi kertas, sehingga muncul angka 0 pada kode rasio roger.
3. Kondisi kegagalan ini terindikasi dari naiknya konsentrasi *fault gas*. CH_4/H_2 normalnya bernilai 1, namun nilai ini tergantung dari berbagai faktor seperti kondisi konservator, selimut N₂, temperatur minyak dan kualitas minyak.
4. Naiknya nilai C_2H_2 (lebih dari nilai yang terdeteksi), pada umumnya menunjukkan adanya *hot-spot* dengan temperatur lebih dari 700°C, sehingga timbul *arcing* pada transformator. Jika konsentrasi dan rata-rata pembentukan gas asetilen naik, maka transformator harus segera diperbaiki (*de-energized*). Jika dioperasikan lebih lanjut kondisinya akan sangat berbahaya.

5. Transformator dengan OLTC (*On-Load Tap Changer*) bisa saja menunjukkan kode 2 0 2 ataupun 1 0 2 tergantung jumlah dari pertukaran minyak antara tangki *tapchanger* dan tangki utama (tangki utama).

Tabel 3.6 Tabel Analisis dengan Menggunakan Metode Rasio Roger (*Roger's Ratio*)

Code range of ratios		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	Detection limits and 10 x detection limits are shown below: C_2H_2 1 ppm 10 ppm C_2H_4 1 ppm 10 ppm CH_4 1 ppm 10 ppm H_2 5 ppm 50 ppm C_2H_6 1 ppm 10 ppm
<0.1		0	1	0	
0.1-1		1	0	0	
1-3		1	2	1	
>3		2	2	2	
Case	Fault Type				Problems Found
0	No fault	0	0	0	Normal aging
1	Low energy partial discharge	1	1	0	Electric discharges in bubbles, caused by insulation voids or super gas saturation in oil or cavitation (from pumps) or high moisture in oil (water vapor bubbles).
2	High energy partial discharge	1	1	0	Same as above but leading to tracking or perforation of solid cellulose insulation by sparking, or arcing; this generally produces CO and CO ₂ .
3	Low energy discharges, sparking, arcing	1-2	0	1-2	Continuous sparking in oil between bad connections of different potential or to floating potential (poorly grounded shield etc); breakdown of oil dielectric between solid insulation materials.
4	High energy discharges, arcing	1	0	2	Discharges (arcing) with power follow through; arcing breakdown of oil between windings or coils, or between coils and ground, or load tap changer arcing across the contacts during switching with the oil leaking into the main tank.
5	Thermal fault less than 150 °C (see note 2)	0	0	1	Insulated conductor overheating; this generally produces CO and CO ₂ because this type of fault generally involves cellulose insulation.
6	Thermal fault temp. range 150-300 °C (see note 3)	0	2	0	Spot overheating in the core due to flux concentrations. Items below are in order of increasing temperatures of hot spots. Small hot spots in core. Shorted laminations in core. Overheating of copper conductor from eddy currents. Bad connection on winding to incoming lead, or bad contacts on load or no-load tap changer. Circulating currents in core; this could be an extra core ground, (circulating currents in the tank and core); this could also mean stray flux in the tank.
7	Thermal fault temp. range 300-700 °C	0	2	1	
8	Thermal fault temp. range over 700 °C (see note 4)	0	2	2	These problems may involve cellulose insulation which will produce CO and CO ₂ .

Selain rasio pada Tabel 3.5, seringkali digunakan rasio lain seperti rasio CO₂/CO. Rasio ini digunakan untuk mendeteksi keterlibatan isolasi kertas pada fenomena kegagalan. Normalnya rasio CO₂/CO bernilai sekitar 7. Jika rasio < 3, ada indikasi yang kuat akan adanya kegagalan elektrik sehingga menimbulkan karbonisasi pada kertas (*hot-spot* atau *arcing* dengan temperatur >200°C). Jika rasio > 10, mengindikasikan adanya kegagalan thermal pada isolasi kertas pada belitan.

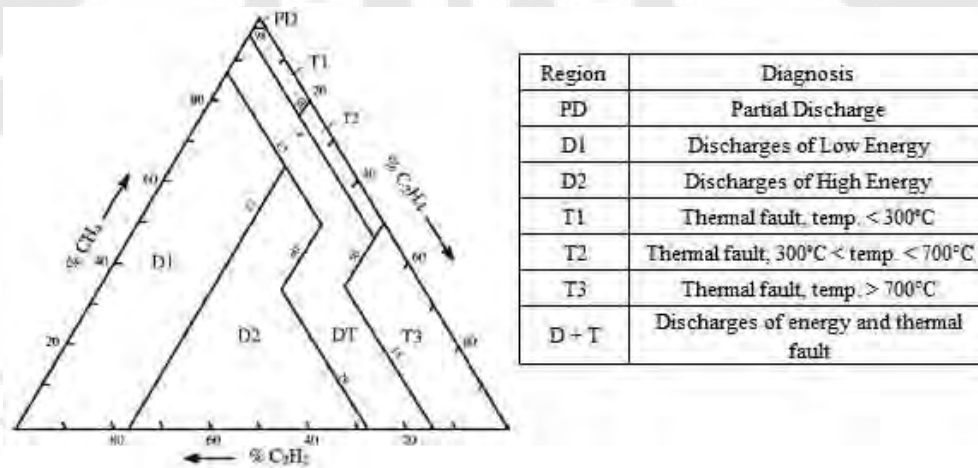
Nilai rasio ini tidaklah selalu akurat karena nilai CO₂ dan CO dipengaruhi oleh berbagai faktor luar seperti oksidasi minyak akibat pemanasan, penuaan isolasi kertas, gas CO₂ yang masuk akibat tangki transformator yang bocor atau

kurang rapat. Walaupun kurang akurat, namun rasio CO_2/CO sangat membantu identifikasi awal akan adanya kasus degradasi kualitas isolasi kertas.

3.3.4 Duval's Triangle

Metode *Roger's Ratio* dan *Key Gas* cukup mudah untuk dilakukan, namun kelemahan utamanya adalah metode tersebut hanya dapat mendeteksi kasus-kasus kegagalan yang sesuai dengan Tabel 3.5 dan 3.6. Jika muncul konsentrasi gas di luar Tabel 3.4 ataupun rasio gas di luar Tabel 3.6, maka metode ini tidak dapat mendeteksi jenis kegagalan yang ada. Hal ini terjadi karena Metode *Roger's Ratio* dan *Key Gas* merupakan sebuah sistem yang terbuka (*open system*). Metode segitiga duval diciptakan untuk membantu metode-metode analisis lain. Metode ini merupakan sistem yang tertutup (*closed system*) sehingga mengurangi persentase kasus di luar kriteria ataupun analisis yang salah.

Metode segitiga duval diciptakan oleh Michel Duval pada 1974. Kondisi khusus yang diperhatikan adalah konsentrasi metana (C_2H_4), etilen (C_2H_4) dan asetilen (C_2H_2). Konsentrasi total ketiga gas ini adalah 100%, namun perubahan komposisi dari ketiga jenis gas ini menunjukkan kondisi fenomena kegagalan yang mungkin terjadi pada unit yang diujikan.



Gambar 3.8 Segitiga Duval [8]

BAB IV

STUDI KASUS

4.1 OBJEK DAN AREA STUDI

Objek yang diuji dan dianalisis merupakan sebuah unit transformator daya pada Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) yang berlokasi di daerah Kamojang, Jawa Barat. Unit yang diujikan merupakan transformator yang baru dan belum pernah dioperasikan. Transformator ini merupakan jenis transformator dengan pendingin minyak (*oil immersed type transformer*), dengan tipe sistem pendingin O.N.A.N, O.N.A.F, dan O.F.A.F. Sebuah sensor temperatur analog akan mengatur perpindahan ketiga sistem pendingin tersebut. Spesifikasi dari transformator yang diujikan adalah sebagai berikut:

1. No. Seri : TR-1411 (*main transformer*)
2. Koneksi : YNd5
3. Tegangan Nominal : 13.8 / 150 kV
4. Kapasitas : 80 MVA
5. Kapasitas tangki : 18000 Kg

Transformator ini menggunakan minyak isolator jenis Nynas Nitro 10GBX. Minyak ini juga merupakan minyak yang baru dan belum pernah dipergunakan sebelumnya. Minyak nynas nitro merupakan jenis minyak *nepthenic*. Minyak ini mempunyai karakteristik yang sangat baik untuk digunakan sebagai minyak isolasi transformator. Keunggulan utamanya adalah viskositasnya yang rendah pada temperatur tinggi, kelarutannya yang rendah terhadap air, serta tingkat stabilitas oksidasi yang tinggi. Karakteristik lengkap dari minyak ini dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Uji DGA dilakukan dengan menggunakan peralatan ukur DGA *porTabel*, yaitu Transport X produksi Kelman. Alat ini dapat mendeteksi tujuh jenis *fault gas*, yaitu hidrogen, metana, etana, etilen, asetilen, karbon monoksida, karbon dioksida, dan menggunakan metode PAS untuk ekstraksi gas terlarut. Keakuratan alat ini adalah sebesar $\pm 5\%$ atau ± 2 ppm. Alat ini juga mendukung proses analisis data lebih lanjut karena dilengkapi dengan metode-metode analisis data DGA seperti, IEEE std.C57 – 104.1991, *Key Gas*, *Roger's Ratio*, dan *Duval's Triangle*.

Tabel 4.1 Karakteristik Minyak Nynas Nitro 10GBX

No.	Karakteristik	Satuan	Kualitas data yang baik	
			Minimum	Maksimum
1.	<u>Fisik</u>			
	Penampilan		Cerah dan bening	
	Massa Jenis, 15°C	kg/dm ³		0.910
	Viskositas, 40°C	mm ² /s		12.0
	Viskositas, 100°C	mm ² /s		3.0
	Viskositas, 0°C	mm ² /s		76
	Titik Nyala	°C	145	
	Titika Tuang	°C		-40
	Warna			0.5
	Tegangan permukaan, 25°C	mN/m	40	
2.	<u>Kimiawi</u>			
	Jumlah asam	mg KOH/g		0.03
	Sulfur korosif		<i>non-corrosive</i>	
	Kandungan air	ppm		35
	Kandungan PCB	ppm	tidak terdeteksi	
	Kecenderungan menghasilkan gas	µl/min		+30
3.	<u>Elektris</u>			
	Faktor disipasi dielektrik, 100°C	%		0.3
	Tegangan tembus			
	- Sebelum perawatan	kV	30	
	- Setelah perawatan	kV	20	
4.	Stabilitas oksidasi			
	Setelah 72 jam			
	- Endapan	Wt%		0.1
	- Angka Kenetralan	mg KOH/g		0.3
	Setelah 164 jam			
	- Endapan	Wt%		0.2
	- Angka Kenetralan	mg KOH/g		0.4

Analisis DGA dilakukan untuk mendeteksi kuantitas kandungan beberapa jenis gas spesifik dari sebuah sampel minyak. Sebenarnya pada kondisi normal terdapat juga gas-gas yang terlarut pada minyak, namun ketika terjadi kegagalan,

maka akan menaikkan konsentrasi salah satu atau beberapa jenis gas tersebut. Komposisi kenaikan konsentrasi gas-gas tersebut sangat tergantung dari jenis kegagalan yang terjadi. Kuantitas/konsentrasi dari beberapa jenis gas yang terlarut pada sampel minyak diidentifikasi lalu dikaitkan dengan berbagai jenis kegagalan/ketidaknormalan elektrik dan termal. Identifikasi ini selanjutnya akan berguna sebagai informasi mengenai kualitas kerja transformator.

4.2 PENGAMBILAN SAMPEL MINYAK

Prosedur pengambilan sampel minyak disesuaikan dengan standar IEEE std.C57 – 104.1991, IEC 60599 dan IK Pengambilan sampel minyak uji DGA P3BJBTEK/IK/05-007. Standar ini mengharuskan bahwa sampel yang diambil tidak boleh terdapat gelembung udara sama sekali. Proses pengujian harus dilakukan segera setelah pengambilan sampel dilakukan untuk meminimalisir pengaruh temperatur lingkungan dan sinar matahari yang dapat mempengaruhi jumlah konsentrasi gas terlarut. Hal ini harus diperhatikan dengan sangat, karena hasil yang diperoleh dan analisis yang dilakukan sangat tergantung pada tingkat kemurnian dari sampel.

Pengambilan sampel dilakukan pada dua saluran pembuangan minyak, yaitu sampel puncak (*top sampling*) dan sampel dasar (*bottom sampling*). Proses pembuangan minyak dan pembersihan alat pengambil sampel terlebih dahulu untuk menjaga kemurnian sampel. Pembuangan minyak biasanya dilakukan sebanyak 3 – 5 L untuk membuang kotoran-kotoran yang mengendap pada saluran. Pembersihan alat pengambil sampel dilakukan untuk membuang kotoran ataupun sisa-sisa minyak dari pengambilan sampel sebelumnya (kotoran dan sisa minyak juga dapat mempengaruhi kemurnian sampel). Sampel minyak yang diambil berjumlah $\pm 50\text{mL}$, dan pengambilan sampel dilakukan sebanyak dua kali dari masing-masing saluran. Hal ini dilakukan untuk validasi data.

Pengambilan data DGA dilakukan selama satu bulan, sejak tanggal 4 Januari hingga 14 Februari 2008. Selama selang waktu ini, proses pengambilan data dibagi-bagi dalam beberapa periode. Pengambilan data pada periode pertama dilakukan selama empat hari pada kondisi unit transformator dalam kondisi aktif, dan tidak diberikan beban (*no load*). Periode kedua dilakukan selama enam belas hari dengan kondisi unit transformator aktif dan terbeban (*on load*). Periode ketiga

dilakukan selama lima hari pada saat proses pembersihan minyak sedang dilakukan lalu transformator dikondisikan dalam dua keadaan, aktif tidak berbeban dan aktif berbeban. Periode keempat pengambilan data dilakukan sebelas hari setelah periode ketiga pengambilan data. Proses pengambilan data dilakukan selama tiga hari dalam kondisi transformator telah mengalami proses *de-energized*, aktif dan terbeban sepenuhnya (*full load*).

4.3 ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN

4.3.1 Periode Pertama

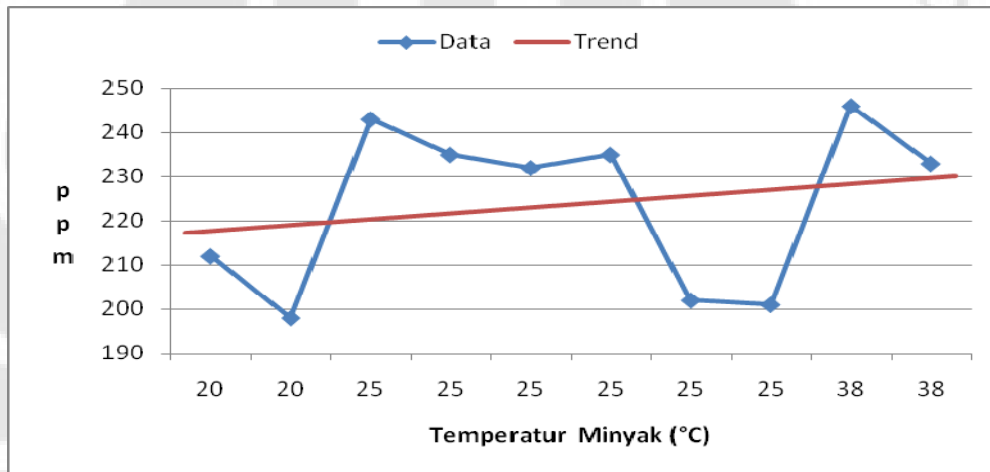
Parameter-parameter yang harus diperhatikan dari data adalah nilai konsentrasi berbagai jenis *fault gas* (hidrogen, metana, etana, etilen, asetilen, karbon monoksida dan karbon dioksida), jumlah kandungan air (*moisture*), nilai TDCG, dan temperatur minyak. Nilai konsentrasi gas, kandungan air dan TDCG diperoleh dari alat ukur, sedangkan temperatur minyak diperoleh dari thermometer minyak yang berada di tangki transformator.

Proses pengambilan data pada periode pertama dilakukan ketika unit transformator berada dalam kondisi aktif namun tidak diberikan beban (*no load*). Pengambilan data dilakukan pada sampel puncak, sampel dasar, dan tangki konservator, dengan jumlah sampel sebanyak sepuluh buah. Pengambilan data dilakukan pada tanggal 4, 10, 11 dan 12 Januari 2008. Data hasil uji DGA periode pertama dapat dilihat pada Lampiran 1 Tabel 1.

Berdasarkan Tabel 1, dapat diketahui bahwa rata-rata nilai konsentrasi gas etilen (C_2H_4) adalah sebesar 224 ppm. Standar IEEE std.C57 – 104.1991 (Tabel 3.3), menuliskan jika konsentrasi gas etilen lebih besar dari 200 ppm, maka dapat dikategorikan sebagai kondisi 4/kondisi kritis. Gas lain yang harus diperhatikan juga adalah gas etana (C_2H_6). Rata-rata konsentrasi gas etana adalah 50.5 ppm, sedangkan ambang batas aman kondisi normal / kondisi 1 untuk gas etana adalah 65 ppm. Gas H_2 , CO, CO_2 , CH_4 , C_2H_2 , dan jumlah TDCG berada dalam kondisi normal karena konsentrasinya jauh di bawah ambang batas kondisi 1 / kondisi normal standar IEEE. Kandungan air secara rata-rata juga menunjukkan jumlah yang normal untuk kondisi minyak yang masih baru (< 35 ppm).

Baik data yang diperoleh dari sampel puncak ataupun sampel dasar tidak menunjukkan selisih yang besar, artinya data yang diambil dapat menunjukkan

kondisi transformator secara keseluruhan. Pengambilan data juga dilakukan pada konservator. Minyak yang berada di konservator seharusnya tidak terkandung / terlarut *fault gas*, karena pada saluran antara tangki utama dengan tangki konservator terdapat katup khusus yang membuat minyak di tangki utama tidak tercampur dengan minyak pada konservator. Melihat kondisi unit transformator dan minyak yang masih baru, maka nilai gas terlarut ini dapat diakibatkan oleh kendornya katup pada saluran antara tangki utama dengan tangki konservator atau pengisian minyak ke tangki konservator yang tidak sesuai dengan prosedur.



Gambar 4.1 Grafik Data Etilen Periode Pertama

Tingkat konsentrasi gas etana dan etilen yang tinggi umumnya menunjukkan indikasi adanya pemanasan lebih pada minyak pada temperatur 250°C s.d 500°C yang diakibatkan oleh logam panas (*hot metal*), seperti yang tercantum pada bagian 2.2. Diketahui dari konsentrasinya, kondisi gas etilen dapat dikatakan sangat mengkhawatirkan. Namun diketahui dari Gambar 4.1, tidak bisa segera diambil kesimpulan bahwa transformator dalam kondisi rusak. Walaupun data yang diperoleh fluktuatif, namun kecenderungan naiknya konsentrasi gas etilen tidak terlalu curam. Hal ini bisa diketahui dari garis tren linier-nya (garis merah). Selain itu jumlah rata-rata TDCG di bawah 720 ppm menyebabkan proses analisis tidak bisa dilanjutkan ke tahap *key gas*, *roger's ratio*, dan *duval's triangle*. Sesuai dengan teori pada bagian 2.2, konsentrasi gas etilen yang tinggi dapat dijadikan indikator adanya pemanasan lebih (*overheating*) yang diakibatkan oleh gas panas pada unit transformator. Oleh karena itu dibutuhkan pengamatan

dan pengambilan data lebih lanjut untuk mengetahui kondisi transformator lebih lanjut, sebelum diambil kesimpulan akhir.

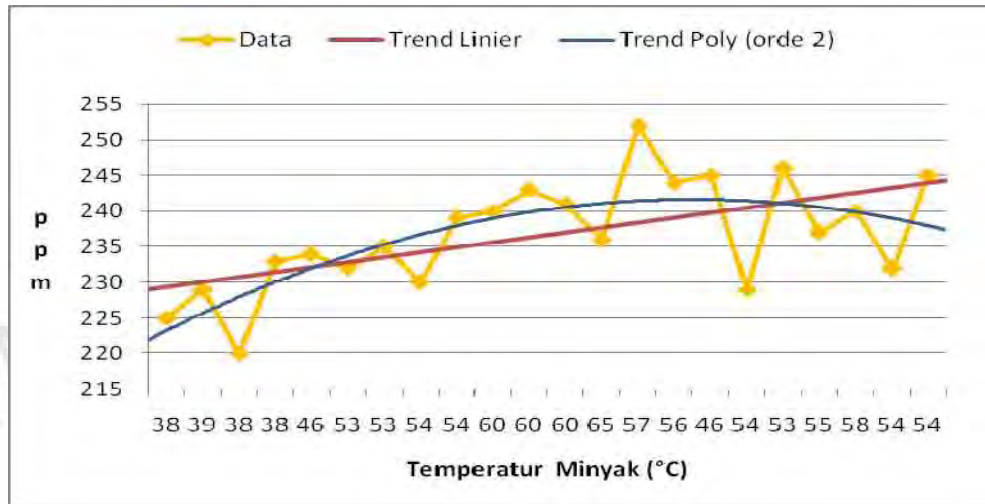
4.3.2 Periode Kedua

Proses pengambilan data periode kedua dilakukan ketika unit transformator berada dalam kondisi aktif dan diberikan beban (*on load*). Pengambilan data dilakukan baik pada sampel puncak dan sampel dasar, dengan jumlah sampel sebanyak 22 buah. Pengambilan data dilakukan pada tanggal 13, 14, 16, 17, 18, 24, 25, 26, 27 dan 28 Januari 2008. Data hasil uji DGA periode kedua dapat dilihat pada Lampiran 1 Tabel 2.

Temperatur minyak akan naik secara berkala, Ketika transformator dioperasikan dalam keadaan berbeban. Berdasarkan Tabel 2, dapat dilihat bahwa minyak transformator berada pada kisaran temperatur di antara 53°C – 58°C dan rata-rata temperatur minyak 52°C. Kenaikan temperatur pada minyak berpengaruh pada kondisi keseluruhan dari *fault gas*, dimana naiknya temperatur minyak diikuti oleh kecenderungan naiknya nilai konsentrasi sebagian besar *fault gas*.

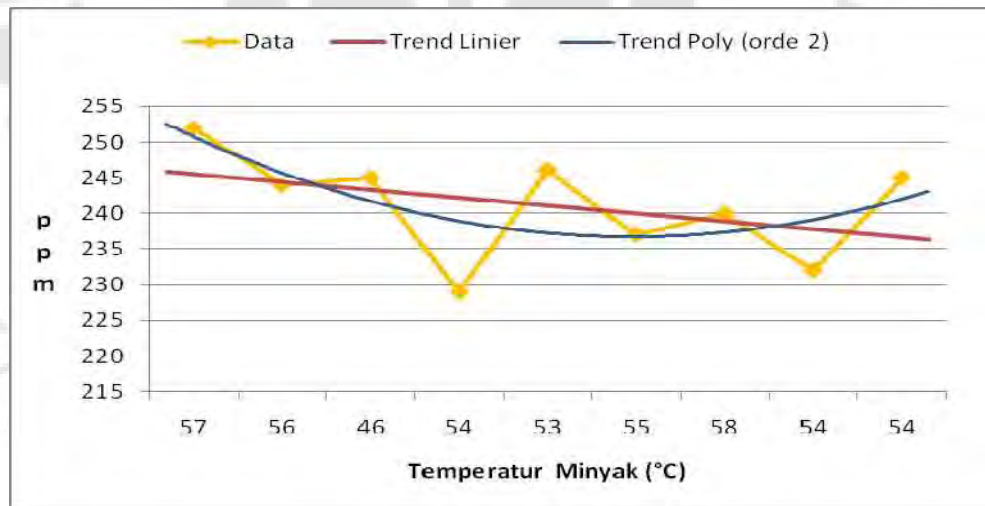
Gas H₂ nilainya naik dari 41 ppm s.d 91 ppm dengan rata-rata 65.9 ppm. Gas CH₄ nilainya naik antara 60 ppm s.d 72 ppm dengan rata-rata 68 ppm. Gas C₂H₆ nilainya naik dari 51 ppm s.d 59 ppm dengan rata-rata 55.3 ppm. Gas C₂H₄ nilainya naik dari 220 ppm s.d 252 ppm dengan rata-rata 237 ppm. Gas C₂H₂ nilainya cenderung stabil dengan rata-rata 1.43 ppm. Gas CO nilainya naik dari 122 ppm s.d 303 ppm dengan rata-rata 211 ppm. Gas CO₂ nilainya naik dari 1686 ppm s.d 3464 ppm dengan rata-rata 2624 ppm. TDCG nilainya naik dari 508 ppm s.d 754 ppm dengan rata-rata 638.5 ppm. Jika dibandingkan dengan data pada periode pertama, maka dapat disimpulkan bahwa hampir semua *fault gas* nilai konsentrasinya naik kecuali gas C₂H₂ yang nilainya cenderung stabil.

Perbandingan data periode kedua dengan data pada periode pertama menunjukkan bahwa nilai rata-rata gas etilen mengalami kenaikan dari 224 ppm menjadi 237 ppm. Standar IEEE pada Tabel 3.3, menuliskan bahwa kondisi gas etilen dapat dikategorikan sebagai kondisi 4/kondisi kritis dimana konsentrasi etilen lebih besar dari 200 ppm. Berdasarkan Tabel tersebut dapat diambil kesimpulan bahwa berdasarkan kondisi gas etilen, maka transformator berada dalam kondisi kritis.



Gambar 4.2 Grafik Data Etilen Periode Kedua

Gambar 4.2 menunjukkan nilai konsentrasi etilen pada berbagai sampel pada periode dua. Garis tren linier menunjukkan kecenderungan naiknya nilai konsentrasi gas etilen. Konsentrasi gas etilen naik seiring naiknya temperatur minyak isolator, namun ketika temperatur tidak setinggi sebelumnya nilai konsentrasi gas etilen tidak lagi naik, walaupun masih dalam kisaran yang masih tinggi. Garis tren polinomial orde dua menunjukkan bahwa ada trend penurunan nilai konsentrasi gas etilen. Hal ini ditunjukkan lebih jelas pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Grafik Data Etilen Periode Kedua (data 14 – 22)

Berbeda dengan periode pertama, kondisi gas lain yang juga harus diperhatikan secara seksama adalah gas karbon monoksida (CO) dan gas karbon dioksida (CO₂). Pada periode pertama kondisi kedua gas tersebut kondisinya

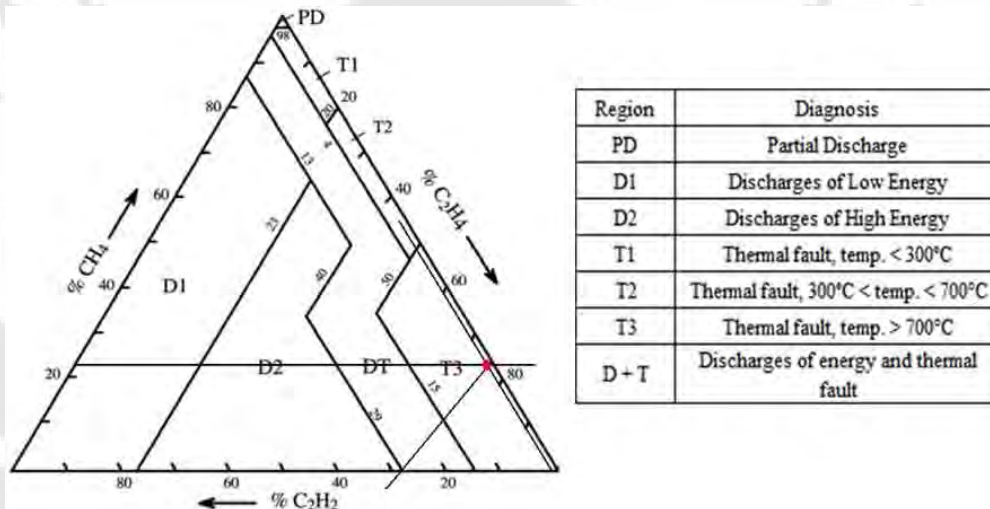
normal, namun pada periode kedua kedua gas tersebut dapat dikategorikan dalam kondisi waspada. Pada data pertama, ketika temperatur minyak 38°C, konsentrasi gas CO adalah 122 ppm dan konsentrasi gas CO₂ adalah 1686 ppm. Namun pada data ke-12, ketika temperatur minyak naik mencapai 60°C, konsentrasi gas CO naik menjadi 265 ppm dan konsentrasi gas CO₂ naik menjadi 3239 ppm. Rata-rata konsentrasi gas CO adalah 211 ppm dan rata-rata konsentrasi gas CO₂ adalah 2624 ppm. Standar IEEE menuliskan bahwa ambang batas kondisi normal untuk gas CO adalah 350 ppm, sedangkan untuk gas CO₂ adalah 2500 ppm. Gas CO masih berada pada kondisi 1/kondisi normal, namun gas CO₂ dapat dikategorikan sebagai kondisi 2/kondisi waspada. Walaupun gas CO masih dalam kondisi normal namun perkembangan kedua gas ini harus diwaspadai dengan sangat karena nilai konsentrasi gas CO dan CO₂ naik sampai dua kali lipat dari jumlah semula hanya dalam waktu sepuluh hari. Bahkan setelah data ke-12, nilai gas CO terus naik hingga mencapai 303 ppm, dan gas CO₂ nilainya terus berada di kisaran 3200 – 3400 ppm. Kondisi gas CO dan CO₂ ini dapat dijadikan indikator adanya dekomposisi minyak dan karbonisasi isolator kertas yang cukup besar dan luas.

Berdasarkan data dan standar IEEE, kondisi transformator yang dapat dikategorikan sebagai kritis, maka perlu dilakukan proses analisis lebih lanjut. Berdasarkan metode *key gas* diperoleh kesimpulan bahwa terjadi pemanasan lebih pada minyak dan pada isolator kertas. Indikatornya adalah nilai gas etilen dan gas karbon monoksida yang jumlahnya cukup signifikan dibandingkan *fault gas* lainnya. Rata-rata gas etilen adalah 237 ppm atau 37% dari TDCG, dan rata-rata gas karbon monoksida adalah 211 ppm atau 33% dari TDCG.

Berdasarkan metode *roger's ratio* maka dilakukan perbandingan dari beberapa jenis *fault gas*. Rasio gas C₂H₂/C₂H₄ adalah $1.43/237 = 0.006 = \text{kode } 0$. Rasio gas CH₄/H₂ adalah $68/65.9 = 1.032 = \text{kode } 2$. Rasio gas C₂H₄/C₂H₆ adalah $237/55.3 = 4.28 = \text{kode } 2$. Berdasarkan Tabel 3.5, kode 0 2 2 menunjukkan adanya indikasi kegagalan termal dengan temperatur lebih 700°C. Kegagalan ini ditimbulkan oleh pemanasan lebih pada konduktor berisolasi. Jenis kegagalan ini juga menghasilkan gas CO dan CO₂.

Berdasarkan metode *duval's triangle*, maka kondisi yang harus diperhatikan adalah nilai konsentrasi gas CH₄, C₂H₄, dan C₂H₂. Total ketiga gas

ini adalah $(68 + 237 + 1.43) \text{ ppm} = 306.43 \text{ ppm}$. Konsentrasi gas CH_4 adalah sebesar 22%, konsentrasi gas C_2H_4 adalah 77% dan konsentrasi gas C_2H_2 adalah 1%, sehingga diperoleh hasil seperti Gambar 4.4. Berdasarkan Gambar 4.4 dapat diambil kesimpulan bahwa ada indikasi kegagalan termal dengan temperatur lebih besar dari 700°C , hal ini ditunjukkan bahwa titik temu ketiga jenis gas ini berada di daerah T3.



Gambar 4.4 Hasil Analisis Metode Duval's Triangle Data Periode Kedua

Setelah dilakukan dua kali periode pengambilan data dapat diambil kesimpulan sementara bahwa dari unit transformator yang diujikan diperoleh nilai konsentrasi gas etilen yang mencapai 237 ppm. Berdasarkan standar IEEE, transformator dengan konsentrasi gas etilen di atas 200 ppm dapat dikategorikan sebagai keadaan kritis. Sesuai dengan Gambar 2.6, unit mengalami kegagalan thermal dengan kisaran temperatur $> 700^\circ\text{C}$. Hal ini ditandai dengan adanya tingginya konsentrasi gas etilen dan sejumlah gas etana, serta gas asetilen yang jumlahnya sangat sedikit. Kegagalan ini muncul akibat pemanasan lebih pada inti besi yang diakibatkan oleh hubung singkat pada laminasi inti besi, pemanasan akibat arus *eddy*, hubungan yang jelek pada belitan, atau arus lebih yang berputar pada inti besi. Kegagalan ini biasanya akan diikuti oleh karbonisasi isolasi kertas pada tingkat yang cukup tinggi karena terjadi pada konduktor yang dibungkus isolator kertas. Hal ini ditunjukkan dengan naiknya jumlah gas karbon dioksida dan gas karbon monoksida pada data sampai dua kali lipat dari jumlahnya semula dalam kurun waktu yang singkat.

Kondisi kegagalan ini harus segera dicegah agar proses kegagalan lebih meluas, maka transformator harus diperbaiki (*de-energize*) dan minyak transformator harus dibersihkan dan dimurnikan kembali.

4.3.3 Periode Ketiga

Proses pengambilan data periode ketiga dilakukan ketika unit transformator berada dalam kondisi aktif tanpa beban lalu aktif dengan pembebanan. Perbedaanannya dengan periode kedua adalah proses pengambilan data dilakukan sebelum dan sesudah minyak transformator dibersihkan. Selain itu pengambilan data juga memperhatikan proses sirkulasi minyak. Pengambilan data dilakukan baik pada sampel puncak dan sampel dasar, dengan jumlah sampel sebanyak 16 buah. Pengambilan data dilakukan pada tanggal 29, 30, 31 Januari 2008 dan 1 Februari 2008. Data hasil uji DGA periode ketiga dapat dilihat pada Lampiran 1 Tabel 3.

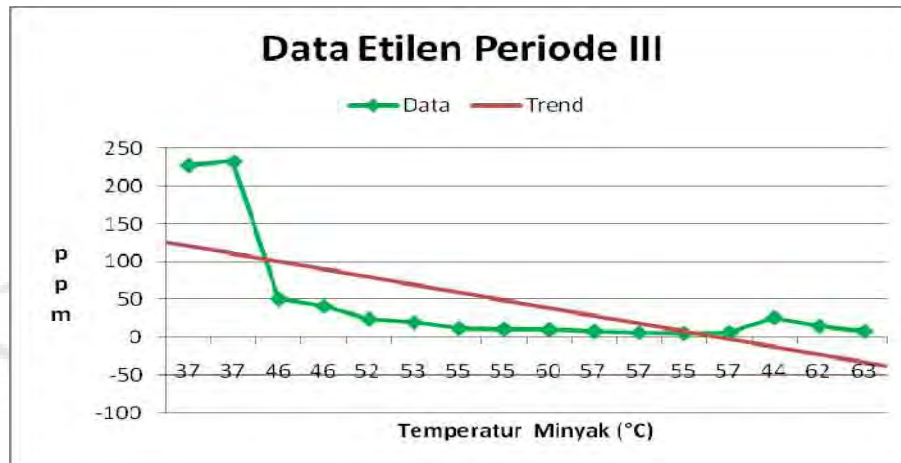
Proses *de-energized* pada transformator belum dilakukan pada periode ini. Proses perbaikan yang dilakukan adalah pembersihan minyak isolator. Pembersihan minyak dilakukan melalui proses penyaringan dan purifikasi, dengan cara mensirkulasikan minyak ke dalam sistem peralatan tertentu. Proses sirkulasi minyak dilakukan dengan kecepatan ± 2500 liter per jam, sehingga setiap sirkulasi memakan waktu ± 6 jam. Melalui kedua proses ini maka partikel-partikel pengotor, endapan, gelembung air, dan *fault gas* terlarut dapat dibersihkan dan dikurangi jumlahnya secara signifikan. Jika transformator memang mengalami kerusakan atau kegagalan dalam tingkatan yang parah, maka setelah beberapa periode waktu nilai-nilai konsentrasi *fault gas* tersebut akan kembali seperti semula karena proses kegagalan pada transformator tetap berlangsung. Nilai-nilai konsentrasi *fault gas* akan tetap kembali seperti semula walaupun minyak dibersihkan terus-menerus,.

Data pertama dan kedua pada Tabel 3 diambil ketika minyak transformator belum dibersihkan. Kedua data tersebut tidak jauh berbeda dengan data-data periode kedua. Walaupun temperatur minyak hanya 37°C, namun rata-rata nilai konsentrasi gas berada dalam tingkatan yang masih tinggi, bahkan nilai TDCG sudah melewati angka 4000 ppm. Sesuai standar IEEE pada Tabel 3.3, kondisi ini dapat dikategorikan sebagai kondisi 3/kondisi peringatan. Kondisi ini sesuai

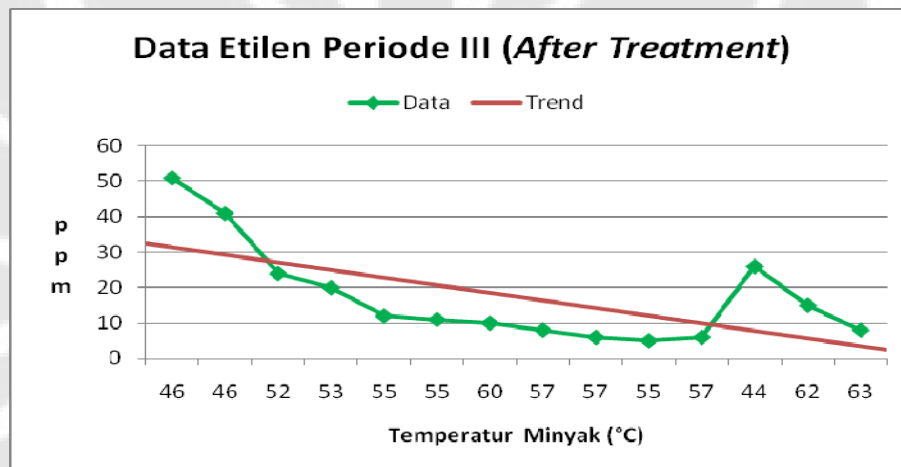
dengan Tabel 3.1 dimana ketika terjadi pertambahan gas terlarut pada minyak akibat pengaruh temperatur lalu minyak didinginkan, maka nilai konsentrasi gas terlarut tidaklah berubah.

Data ketiga s.d data ke-16 diambil setelah dilakukan ketika proses pembersihan minyak masih dilakukan. Data ketiga dan keempat diambil pada hari yang sama pada sore harinya. Kedua data tersebut menunjukkan penurunan yang drastis dari nilai-nilai konsentrasi *fault gas*. Penurunan nilai-nilai tersebut jumlahnya mencapai 4 – 6 kali jumlahnya semula, baik pada sampel puncak maupun pada sampel dasar. Data kelima s.d data ke-13 masih menunjukkan penurunan nilai-nilai konsentrasi setiap jenis *fault gas*. Nilai gas etilen turun sampai 6 ppm. Nilai gas karbon monoksida turun sampai 6 ppm, nilai gas karbon dioksida turun sampai 141 ppm dan nilai TDCG turun sampai 26 ppm. Data-data tersebut berlawanan kondisinya dengan data-data pada periode kedua, dimana ketika terjadi pertambahan temperatur minyak maka diikuti oleh kecenderungan bertambahnya nilai konsentrasi *fault gas*. Hal ini diakibatkan karena proses sirkulasi purifikasi minyak secara terus-menerus sehingga nilai konsentrasi *fault gas* menjadi terus menurun. Kondisi ini terGambarkan jelas pada Gambar 4.5 dan 4.6, dimana terjadi tren penurunan nilai konsentrasi gas etilen secara tajam.

Data ke-14 menunjukkan adanya kenaikan nilai-nilai konsentrasi *fault gas* secara signifikan. Hal ini disebabkan oleh pembukaan katup (*valve*) pada bagian radiator dan konservator sehingga minyak yang berada pada bagian radiator dan konservator akan tersirkulasi secara penuh. Pembukaan katup radiator dilakukan agar temperatur minyak yang terbaca pada unit transformator dapat dinaikkan sehingga kandungan air dan pengotor lain yang masih berada pada bagian dasar dapat tersirkulasi dan tersalurkan menuju pipa penyedot mesin purifikasi, sehingga minyak hasil purifikasi yang dialirkan kembali menjadi lebih murni dan nilai *fault gas* dan air yang terlarut jumlahnya menurun secara signifikan. Ketika pembukaan katup dilakukan, minyak akan bercampur dengan sedikit pengotor yang belum dipurifikasi, sehingga menaikkan nilai-nilai konsentrasi *fault gas*. Setelah pembukaan katup radiator dan konservator dilakukan, minyak terus disirkulasikan selama proses purifikasi sehingga nilai konsentrasi *fault gas* kembali menurun.



Gambar 4.5 Grafik Data Etilen Periode III Pengambilan Data



Gambar 4.6 Grafik Data Etilen Periode III Pengambilan Data (Data ke-3 – ke-16)

4.3.4 Periode Keempat

Proses pengambilan data pada periode ketiga dilakukan ketika unit transformator berada dalam kondisi aktif tanpa beban lalu aktif dengan pembebanan penuh (*full load*) dan sudah mengalami proses *de-energize*. Pengambilan data dilakukan baik pada sampel puncak dan sampel dasar dengan jumlah sampel sebanyak 4 buah. Pengambilan data dilakukan pada tanggal 12, 13, 14 Februari 2008. Data hasil uji DGA periode keempat dapat dilihat pada Lampiran 1 Tabel 4.

Berdasarkan Tabel 4 dapat dilihat bahwa sebelas hari setelah proses purifikasi dilakukan, nilai-nilai konsentrasi *fault gas* masih tetap rendah. Data pertama diambil ketika transformator telah mengalami proses *de-energized* dan

semua katup radiator dibuka. Nilai gas etilen adalah 8 ppm, sedangkan nilai TDCG adalah 26 ppm. Nilai-nilai ini menunjukkan bahwa transformator berada pada kondisi normal.

Data kedua, ketiga dan keempat diambil ketika transformator berada dalam kondisi aktif berbeban penuh. Data ketiga dan keempat menunjukkan adanya kenaikan nilai-nilai konsentrasi *fault gas*. Sesuai standar IEEE pada Tabel 3.4, kondisi ini masih dalam batas yang diizinkan.

4.3.5 Analisis Akhir

Berdasarkan data-data yang sudah diperoleh, maka dapat diambil kesimpulan bahwa transformator yang diujikan sebenarnya tidak mengalami kerusakan ataupun kegagalan dalam tingkat yang parah. Transformator dan minyak isolator yang diujikan sebenarnya masih dalam kondisi baru, sehingga seharusnya tidak terdapat nilai konsentrasi *fault gas* yang sangat tinggi dan bahkan dapat diklasifikasikan sebagai kondisi kritis. Setelah dilakukan proses *de-energize* pada transformator, penyaringan dan purifikasi pada minyak isolator maka nilai konsentrasi *fault gas* menurun dengan drastis. Beberapa hari setelah dilakukan proses purifikasi kondisi ini tetap berlanjut, dimana nilai konsentrasi *fault gas* masih tetap rendah.

Berdasarkan data yang diperoleh dan analisis yang dilakukan dapat diambil kesimpulan bahwa nilai konsentrasi gas etilen, karbon monoksida dan karbon dioksida yang tinggi dapat saja diakibatkan oleh proses perangkaian dan pemvakuman transformator serta proses pengisian minyak yang tidak sesuai dengan prosedur, sehingga menyebabkan banyak partikel pengotor masih berada di dalam tangki transformator. Partikel-partikel pengotor terlarut pada minyak isolator dan tersirkulasi di dalam tangki transformator. Partikel-partikel pengotor ini selanjutnya memacu produksi gas-gas etilen, karbon monoksida, dan karbon dioksida.

BAB V

KESIMPULAN

1. Kenaikan nilai konsentrasi *fault gas* sebanding dengan kenaikan temperatur minyak. Jika kenaikan temperatur minyak dilanjutkan dengan penurunan temperatur, maka nilai konsentrasi *fault gas* cenderung tetap.
2. Analisis data uji DGA tidak dipengaruhi oleh proses pembersihan minyak.
3. Data sampel puncak umumnya memiliki nilai yang lebih tinggi dibandingkan dengan data sampel dasar. Hal ini disebabkan karena gas merupakan zat yang ringan yang cenderung terkonsentrasi di bagian atas minyak isolator.
4. Analisis data uji DGA sangat tergantung pada kemurnian sampel minyak yang diambil.
5. Data periode satu dan dua menunjukkan rata-rata nilai konsentrasi gas etilen > 200 ppm. Standar IEEE menetapkan ketika nilai konsentrasi gas etilen > 200 ppm, maka transformator digolongkan berada dalam kondisi kritis.
6. Metode *roger's ratio* dan *duval's triangle* menunjukkan transformator mengalami kegagalan thermal dengan suhu > 700°C. Hal ini ditunjukkan oleh kode rasio 0 2 2 dan titik temu pada daerah T3.
7. Data periode tiga dan empat menunjukkan bahwa transformator berada dalam kondisi normal. Nilai konsentrasi gas etilen < 50 ppm, gas karbon monoksida < 350 ppm, dan gas karbon dioksida < 2500 ppm.
8. Tingginya konsentrasi gas etilen, karbon monoksida dan karbon dioksida disebabkan adanya proses perangkaian, pemvakuman transformator serta pengisian minyak isolator yang tidak sesuai dengan prosedur. Pelanggaran prosedur menyebabkan adanya partikel pengotor yang terlarut pada minyak, sehingga data yang diperoleh menunjukkan bahwa transformator berada dalam kondisi kritis. Hal ini seharusnya tidak terjadi pada transformator dan minyak isolator yang kondisinya masih baru.

DAFTAR ACUAN

- [1] Rudy Setiabudy, *Transformator pada Sistem Transmisi Listrik*. Materi kuliah Transmisi dan Distribusi Daya Listrik, Depok, 11 Maret 2008.
- [2] IEEE Std. C57.12.80-1978, *IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers*. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1978, hal 8.
- [3] ___, *Transformer Maintenance: Facilities Instructions, Standards and Techniques*. Colorado : United States Department of The Interior Bureau of Reclamation, 2000, hal 40 – 42.
- [4] Paul Gill, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*. New York : Marcel Dekker, Inc., 1998, hal 205.
- [5] S. Donal, *Gas Production in Oil Sample Due to Exposure to Strong Sunlight*. Diakses 18 Desember 2007. www.kelman.co.uk.
- [6] ___, *Gas chromatography*. Diakses 24 Maret 2008. www.chemistry.nmsu.edu/Instrumentation/GC.html.
- [7] ___, *Serveron White Paper : DGA Diagnostic Methods*. Diakses 22 April 2008, Oregon : Serveron Corporate. www.serveron.com/downloads/dl_files/Serveron%20White%20Paper-%20DGA%20Diagnostic%20Methods.pdf.
- [8] Michel Duval, *Dissolved Gas Analysis and The Duval Triangle*. Diakses 4 April 2008. www.avo.co.nz/techpapers/2006-conference/2006-Conference_Duval.pdf

DAFTAR PUSTAKA

- _____, *IK Pengambilan Sampel Minyak Uji DGA*. P3B Jawa Bali, P3BJBTEK/ IKA / 05-007.
- DiGiorgio, Joseph B (2001), *Dissolved Gas Analysis of Mineral Oil Insulating Fluids*. Diakses 5 November 2007, nttworld.
<http://www.nttworldwide.com/tech2102.htm>.
- Duval, Michel, *Dissolved Gas Analysis & Duval Triangle*. Diakses 4 April 2008.
www.avo.co.nz/techpapers/2006-conference/2006-Conference_Duval.pdf
- Forney, Elijah F., *KCP&L Brings DGA Testing In-house*. Kansas City Power & Light, 2005. Diakses 4 Desember 2007.
http://www.kelman.co.uk/images/articles/KCPL_Article2.pdf.
- Gill, Paul, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*. New York : Marcel Dekker, Inc., 1998.
- IEC 60422, *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment – Supervision & Maintenance Guidance*, 2005.
- IEEE Std. C57.12.80-1978, *IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers*. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1978.
- Mampe, Dean Ruf, *Analisis Tegangan Tembus Minyak Trafo Berdasarkan Gelombang Tegangan Dengan Variasi Kadar Air & Temperatur*, Skripsi, Depok, 2006.
- Mulfriadi, R., *Analisis Pengujian Tegangan Tembus pada Minyak Isolasi Transformator untuk Perkiraan Umur Isolasi*, Skripsi, Depok, Desember 1998.
- Purnomo, Adi P., dkk, *Tata Cara dan Instruksi Kerja Pengambilan Sampel Minyak*. Diakses 5 Februari 2008, PT.PLN (Persero) P3B JB RJBR.
<http://switchyard.pln-jawa-bali.co.id/~humas/foto/2007/0418/paper-dga-rjbr.pdf>
- Rao, S., *Power Transformers and Special Transformers (Principles and Practice)*. New Delhi : Khanna Publishers, 1996.
- Sim, Jin H., *ANSI/IEEE Standards Power Transformers Updates*. Wiedmann-ACTI Inc. Technical Conference, 2005. Diakses 10 April 2008.
www.weidmann-acti.com/u/library/2005simpresentation.pdf.

LAMPIRAN

Lampiran 1. Data Hasil Pengujian DGA

Tabel 1. Data Periode Pertama

No	Date	Time	Keterangan	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	H ₂ O	TDCG (ppm)	Total Gas Content	T oil (°C)	Conditions
1	04/01/08	04.34	bottom sampling valve	35	56	50	212	1.0	108	1612	26	462	2100	20	no load
2		05.40	bottom sampling valve	35	55	43	198	1.5	111	1662	24	444	2106	20	no load
3	10/01/08	21.47	bottom sampling valve	53	65	54	243	1.5	130	1727	17	546	2274	25	no load
4		22.55	bottom sampling valve	52	66	54	235	1.5	127	1702	14	536	2238	25	no load
5		23.36	top sampling valve	50	66	53	232	1.0	128	1718	13	530	2261	25	no load
6		00.22	top sampling valve	51	72	48	235	1.5	132	1733	11	539	2273	25	no load
7	11/01/08	01.14	conservator sampling	40	49	45	202	1.0	66	1319	23	402	1745	25	no load
8		02.10	conservator sampling	39	49	43	201	1.5	68	1366	19	401	1768	25	no load
9	12/01/08	19.43	bottom sampling valve	55	69	60	246	2.0	135	1770	13	568	2350	38	no load
10		21.23	bottom sampling valve	50	61	55	233	2.0	126	1742	22	527	2291	38	no load
Rata-rata				46	60.8	50.5	224	1.45	113	1635	18.2	495.5	2140.6	26.6	

Tabel 2. Data Periode Kedua

No	Date	Time	Keterangan	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	H ₂ O	TDCG (ppm)	Total Gas Content	T oil (°C)	Conditions
1	13/01/08	04:01	bottom sampling valve	42	65	53	225	1.5	122	1686	21	508	2195	38	on load
2		08:19	bottom sampling valve	41	67	53	229	1.5	125	1689	14	515	2206	39	on load
3		05:05	top sampling valve	44	60	70	220	1.0	86	1440	19	481	1940	38	on load
4		09:46	top sampling valve	48	69	51	233	1.5	128	1735	15	530	2266	38	on load
5	14/01/08	16:38	bottom sampling valve	50	70	51	234	1.5	126	1683	15	532	2216	46	on load
6		08:21	bottom sampling valve	48	67	54	232	1.5	128	1809	31	531	2340	53	on load
7		18:53	bottom sampling valve	54	66	57	235	1.5	130	1900	30	545	2444	53	on load
8		08:38	bottom sampling valve	58	66	52	230	1.5	144	2082	33	552	2636	54	on load
9	16/01/08	09:51	top sampling valve	62	68	55	239	1.0	151	2104	35	576	2715	54	on load
10	17/01/08	12:28	bottom sampling valve	67	68	54	240	1.5	161	2220	35	591	2812	60	on load
11	18/01/08	13:42	bottom sampling valve	71	67	55	243	1.5	178	2368	35	616	2984	60	on load
12	24/01/08	8:20	bottom sampling valve	78	64	59	241	1.5	265	3239	37	708	3948	60	on load
13		14:23	bottom sampling valve	83	67	55	236	1.5	268	3199	35	710	3910	65	on load
14		15:49	top sampling valve	91	72	57	252	1.5	280	3269	36	753	4023	57	on load
15		13:25	bottom sampling valve	80	70	56	244	1.5	291	3351	38	743	4040	56	on load
16	25/01/08	15:05	top sampling valve	81	71	54	245	1.5	295	3449	33	748	4197	46	on load
17	26/01/08	9:05	bottom sampling valve	66	68	52	229	1.0	284	3354	31	700	4054	54	on load
18		10:56	top sampling valve	78	72	54	246	1.5	292	3390	27	744	4134	53	on load
19		9:14	bottom sampling valve	75	70	54	237	2.0	299	3441	33	735	4178	55	on load
20		10:34	top sampling valve	82	70	58	240	1.0	303	3464	31	754	4218	58	on load
21	28/01/08	12:08	bottom sampling valve	71	69	54	232	1.0	296	3429	30	722	4152	54	on load
22		13:08	top sampling valve	80	71	58	245	2.0	298	3434	31	753	4219	54	on load
Rata-rata				65.9	68	55.3	237	1.43	211	2624	29.3	638.5	3264.86	52.05	

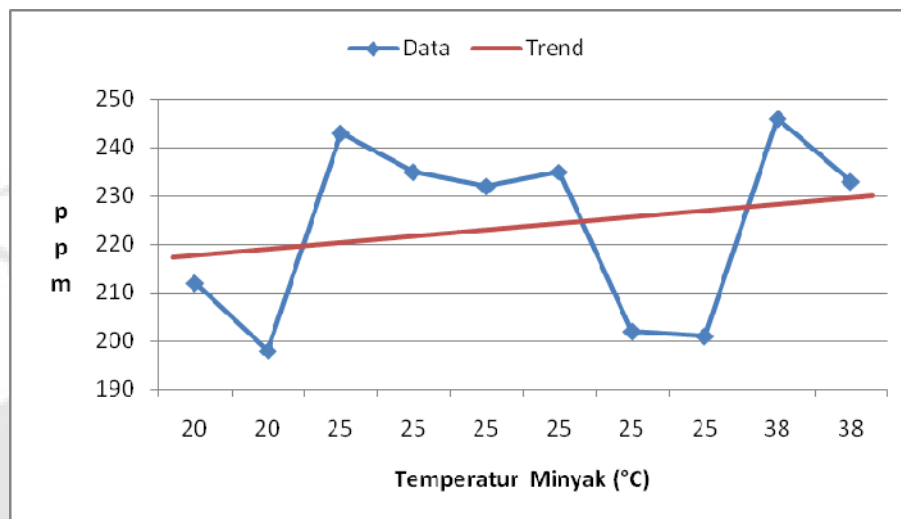
Tabel 3. Data Periode Ketiga

No	Date	Time	Keterangan	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	H ₂ O	TDCG (ppm)	Total Gas Content	T oil (°C)	Conditions
1	29/01/08	8:24	bottom sampling valve	65	70	47	228	0.5	288	3397	23	699	4095	37	before treatment
2		9:28	top sampling valve	76	66	56	233	1	286	3333	27	717	4051	37	before treatment
3		16:54	bottom sampling valve	23	12	14	51	<0.5	32	598	23	133	730	46	1st cycle
4		17:46	top sampling valve	24	11	11	41	<0.5	21	439	24	108	547	46	1st cycle
5		22:41	bottom sampling valve	18	8	6	24	0.5	13	284	27	70	353	52	2nd cycle
6		23:44	top sampling valve	19	5	8	20	<0.5	10	222	24	62	284	53	2nd cycle
7		5:12	bottom sampling valve	13	4	5	12	<0.5	7	147	24	42	188	55	3rd cycle
8	30/01/08	6:16	top sampling valve	15	4	5	11	<0.5	6	128	22	41	169	55	3rd cycle
9		10:46	bottom sampling valve	13	4	4	10	<0.5	10	159	28	41	200	60	4th cycle
10		16:42	bottom sampling valve	12	4	3	8	<0.5	10	152	28	36	189	57	4th cycle
11		1:28	bottom sampling valve	10	4	<1	6	<0.5	8	128	31	29	156	57	5th cycle
12	31/01/08	5:09	bottom sampling valve	10	3	1	5	<0.5	6	86	28	26	111	55	6th cycle
13		11:07	bottom sampling valve	11	3	2	6	<0.5	7	141	33	31	170	57	7th cycle
14	31/01/08	15:11	bottom sampling valve	17	8	7	26	0.5	29	396	26	88	483	44	8th cycle, energized, conservator & radiator opened
15		22:44	bottom sampling valve	12	4	4	15	<0.5	13	224	31	48	272	62	9th cycle, on-load, conservator & radiator opened
16	01/02/08	6:30	bottom sampling valve	10	2	3	8	<0.5	9	158	31	32	190	63	more than 10 cycle
Rata-rata				15	5	6	17	<0.5	13	233	27	56	289	54	

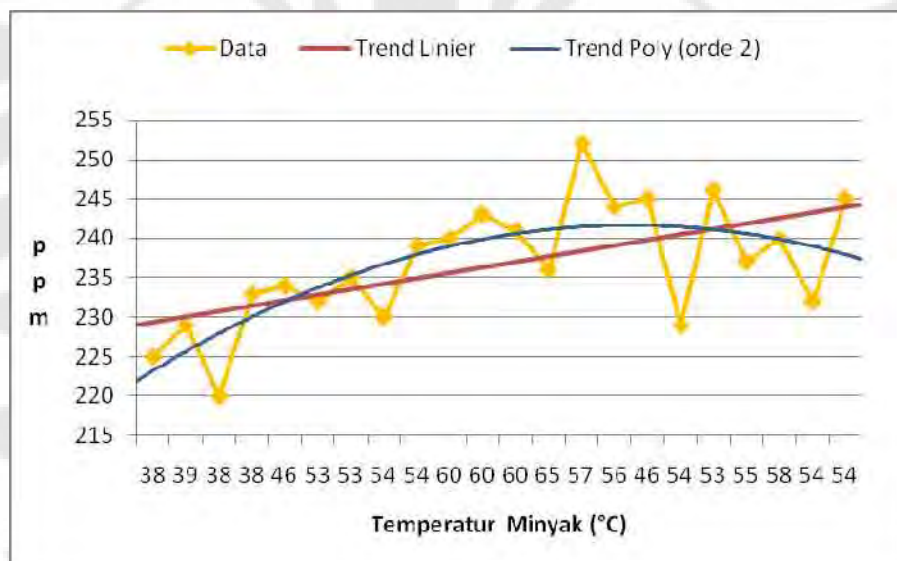
Tabel 4. Data Periode Keempat

No	Date	Time	Keterangan	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	H ₂ O	TDCG (ppm)	Total Gas Content	T oil (°C)	Conditions
1	12/02/08	12:50	bottom sampling valve	6	2	2	8	0.5	7	134	17	26	160	18	energized, all radiator valve opened
2	13/02/08	19:57	bottom sampling valve	6	1	4	7	<0,5	12	207	29	31	237	72	on load 100%, only 3 valve radiator opened, HV side
3	14/02/08	9:50	top sampling valve	8	1	3	8	<0,5	16	334	30	38	370	51	on load 100%, 3 valve radiator closed, HV side
4		10:57	bottom sampling valve	9	2	2	8	<0,5	17	322	28	39	360	55	on load 100%, all radiator valve opened
Rata-rata				7	2	3	8	<0.5	13	249	26	34	282	49	

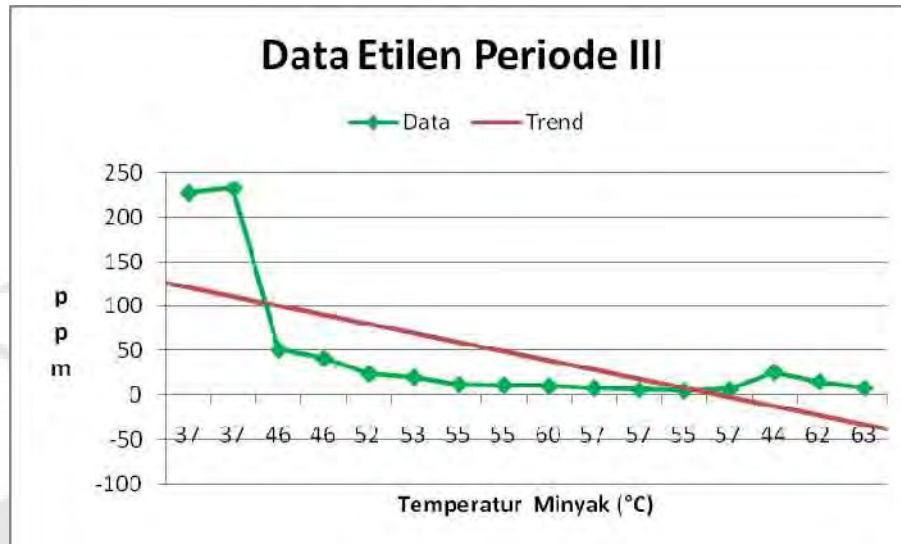
Lampiran 2. Grafik Data Etilen



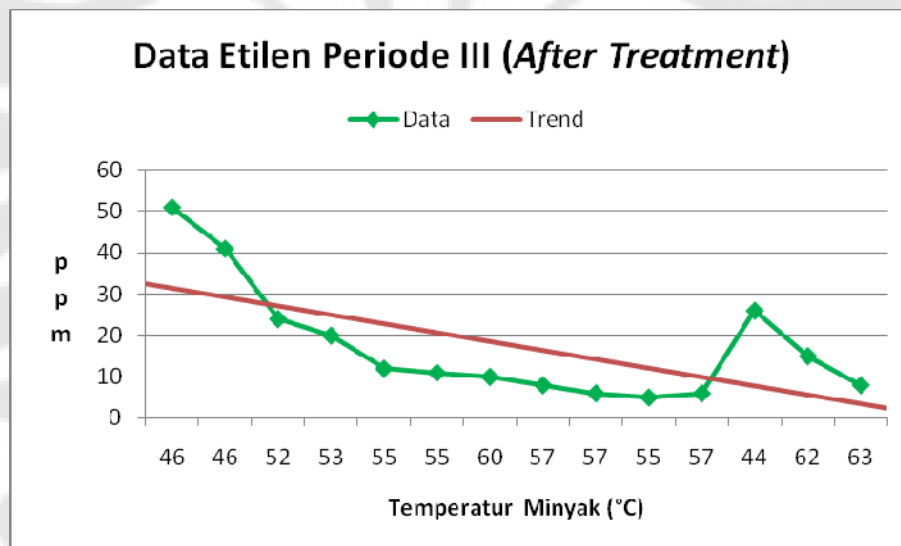
Grafik Data Etilen Periode Pertama



Grafik Data Etilen Periode

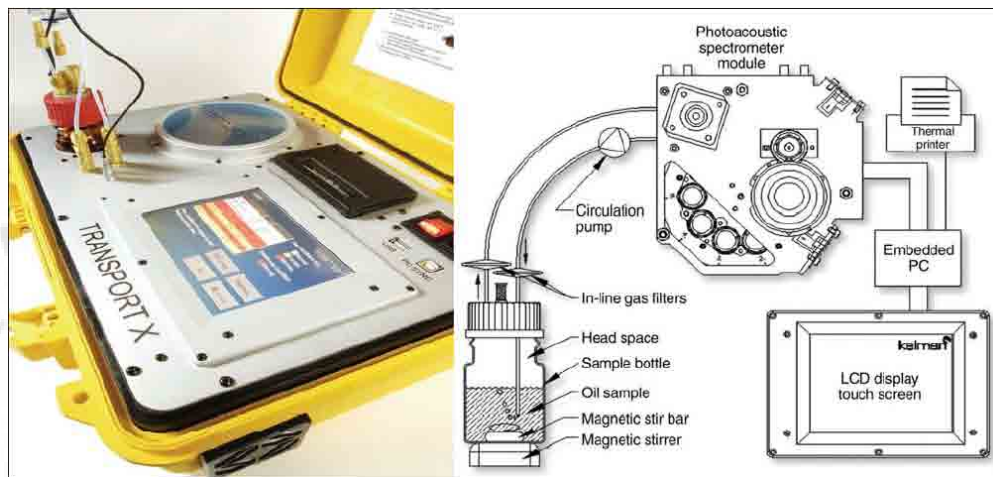


Grafik Data Etilen Periode III Pengambilan Data



Grafik Data Etilen Periode III Pengambilan Data (Data ke-2 – ke-16)

Lampiran 3. Peralatan Uji DGA



Peralatan Uji DGA dan Proses Pengujian DGA