ANALISIS KEGAGALAN MINYAK ISOLASI PADA TRANSFORMATOR DAYA BERBASIS KANDUNGAN GAS TERLARUT

Adib Chumaidy

Program Studi Teknik Elektro FTI-ISTN
Jl. Moh.Kahfi II Jagakarsa-Jakarta Selatan
Email : adib@istn.ac.id

Abstract

Common problem in power transformers is the emergence of operational failure, whether the failure of both thermal and electrical failures. Thermal and electrical failures generally produce hazardous gases, known as fault gas. Most power transformers that use insulating oil as a coolant also serves other than to dissolve the harmful gases in order not to circulate freely. Identify the type and amount of dissolved gas concentration in the oil, to provide information to the indication of failure that occurs in the transformer. Methods for identifying and analyzing the gases dissolved in the oil referred to as DGA (Dissolved Gas in Oil Analysis). IEEE std. C57.104 - 1991 set a Total Dissolved Combustible Gas (TDCG) of ≤ 720 part per million (ppm) as a normal condition.

Having analyzed both through tools or through manual calculation, transformer PT. Metrpolitan Kentjana Mall 1 Pondok Indah in South Jakarta on Transformers Wärtsilä acquired the No. 2 capacity of 2000 kVA, 20 kV / 0.4 kV; Dyn5; 3 phase, 50 Hz; brand Starlite and Transformers PLN no 5 B, capacity of 2000 kVA, 20 kV / 0.4 kV; Dyn5; 3 phase, 50 Hz; Unindo brand, has exceeded a predetermined limit the IEEE std. C57.104 - 1991, with a tool TDCG 4055 ppm for transformer Wärtsilä No. 2 and 6766 ppm for transformer PLN no 5 B. While manually TDCG 3781 ppm for transformer Wärtsilä No. 2 and 6313 ppm for transformer PLN no 5 B. From analysis through tools or manual calculation obtained the same results by IEEE std. C57.104 - 1991 and confirmed on condition of Wärtsilä No. 3 for Transformers 2 and Transformers PLN condition no. 4 to 5B

Keyword : *Transformator,Minyak Transformator, DGA,Gas Chromatografi*

PENDAHULUAN

Dalam teknik tegangan tinggi, hal yang paling vital dalam sebuah peralatan adalah sistem isolasi. Apabila sistem isolasi sebuah peralatan buruk maka akan berdampak buruk juga pada operasi peralatan tersebut. Di dalam trafo, sistem isolasi utama dibentuk dari dua bagian penting, yaitu minyak isolasi dan kertas selulosa.

Ada 4 fungsi utama minyak isolasi trafo yaitu sebagai insulator, pendingin, pelindung dan pelarut gas. Sebagai insulator yang dimaksud adalah mengisolasikan komponen di dalam trafo agar tidak terjadi loncatan bunga api (*arcing*) atau hubungan pendek akibat tegangan tinggi. Minyak sebagai pendingin adalah mengambil panas yang ditimbulkan sewaktu trafo berbeban lalu melepaskannya. Minyak sebagai pelindung adalah melindungi komponen–komponen dalam trafo dari korosi dan oksi-dasi. Dan minyak juga melarutkan gas-gas hasil dari proses pemburukan minyak dan isolasi kertas.

Di dalam pengoperasiannya transforma-tor minyak (*oil immersed*), menghasilkan senyawa–senyawa gas sebagai hasil dari proses penuaan dan dampak dari gangguan dan ketidaknormalan operasi trafo. Sangatlah penting untuk mendeteksi dan mengenali senyawa–senyawa gas tersebut sebagai dasar untuk mengetahui dampaknya terhadap operasi suatu Trafo. Minyak isolasi mineral dibentuk dari beberapa molekul hidrokarbon yang mengadung gugus kimia CH_3, CH_2 dan CH yang dihubungkan oleh ikatan molekul karbon. Pemutusan beberapa ikatan C-H dan C-C dapat terjadi sebagai akibat gangguan elektrik dan thermal, dengan bentuk pecahan kecil yang tidak stabil, dalam bentuk radikal atau ion seperti H*, CH_3*, CH_2*, CH* atau C* yang terkombinasi dengan cepat melalui reaksi kompleks menjadi molekul gas seperti Hidrogen (H-H), Methane (CH_3-H), Ethane (CH_3-CH_3),

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

Ethylene ($CH_2=CH_2$) atau Acethylene ($CH_3\equiv CH_3$). Data hasil perhi-tungan dengan data hasil uji DGA yang menggunakan gas chromatography dan melakukan tindakan yang diambil berdasarkan IEEE std. C57.104–1991.

Studi diambil dari trafo Wartsila no 2, kapasitas 2000 kVA, 11/0.4 kV, Dyn5, 3 phasa, 50 Hz, 91611-3, merk STARLITE dan trafo PLN no 5B, kapasitas 2000 kVA, 20/0.4 kV, Dyn5, 3 phasa, 50 Hz, merk UNINDO di PT. Metropolitan Kentjana Tbk, Pondok Indah Mal 1 Jakarta Selatan

TINJAUAN PUSTAKA

Transformator adalah alat yang diguna-kan untuk memindahkan energi listrik arus bolak balik dari satu rangkaian ke rangkaian yang lain dengan prinsip kopel magnetik. Tegangan yang dihasilkan dapat lebih besar atau lebih kecil dengan frekuensi yang sama.

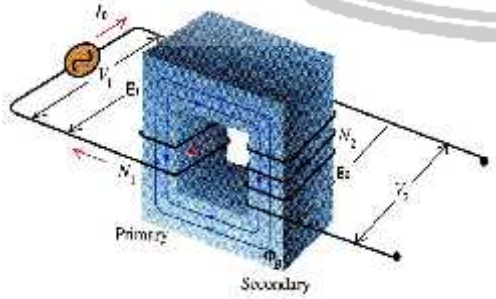
Prinsip kerja transformator adalah berdasarkan induksi elektromagnit. Jika kum-paran primer dihubungkan dengan sumber tegangan bolak-balik, sementara kumparan sekunder dalam keadaan tak berbeban, maka pada kumparan tersebut mengalir arus yang disebut arus beban nol (Io). Arus ini akan membangkitkan fluk bolak-balik pada inti. Fluk bolak-balik ini dilingkupi oleh kumparan primer dan sekunder, sehingga pada kedua kumparan timbul gaya gerak listrik yang besarnya :

$E_1 = 4{,}44 \times f \times N_1 \times \Phi m$.....(1)

$E_2 = 4{,}44 \times f \times N_2 \times \Phi m$.....(2)

dengan :

E_1 = gaya gerak listrik kumparan primer
E_2 = gaya gerak listrik kumparan sekunder
N_1 = jumlah lilitan primer
N_2 = jumlah lilitan sekunder
f = frekuensi tegangan sumber
Φm = fluk magnet pada inti



Gambar 1. Rangkaian trafo satu phasa

Jika kumparan sekunder dibebani, maka pada kumparan tersebut mengalir arus sekun-der yang besarnya (I_2). Arus sekunder yang akan menimbulkan fluk pada inti trafo yang berlawanan dengan fluk yang ditimbulkan arus Io, dengan kata lain menimbulkan demagnetisasi pada inti trafo. Untuk mengimbanginya, maka arus dikumparan primer harus bertambah menjadi I_1, hingga dipenuhi persamaan :

$N_1I_0 = N_1I_1 - N_2I_2$…….(3)

Gaya gerak listrik pada kumparan akan menimbulkan medan elektrik yang kuat, teristimewa di sekitar belitan kumparan tegangan tinggi. Arus yang mengalir pada kumparan akan menimbulkan rugi-rugi tembaga (i^2r), sedangkan fluks pada inti menimbulkan rugi-rugi arus eddy dan rugi-rugi histerisis. Kedua rugi-rugi ini disebut rugi-rugi inti. Semua rugi-rugi tersebut akan menimbulkan panas pada isolasi trafo. Selain itu arus pada kumparan akan menimbulkan gaya mekanik, yang dalam keadaan hubung singkat gaya tersebut akan menimbulkan tekanan yang berat pada isolasi.

Struktur Minyak Transformator

Minyak transformator adalah cairan yang dihasilkan dari proses pemurnian minyak mentah. Selain itu minyak ini juga berasal dari bahan organik, misalnya minyak piranol dan silicon, beberapa jenis minyak transfor-mator yang sering dijumpai di lapangan adalah minyak transformator jenis Diala A, Diala B dan Mectrans.

Minyak transformator mempunyai unsur atau senyawa hidrokarbon. Yang terkandung dalam minyak transformator ini adalah senya-wa hidrokarbon parafinik, senyawa hidrokar-bon naftenik dan senyawa hidrokarbon aro-matik. Selain ketiga senyawa di atas, minyak transformator masih mengandung senyawa yang disebut aditif, meskipun sangat kecil. Senyawa hidrokarbon merupakan senyawa yang hanya mengandung unsur karbon dan hydrogen (C dan H). Senyawa hidrokarbon ini merupakan bagian terbesar dari minyak transformator.

Senyawa hidrokarbon alifatik adalah senyawa hidrokarbon dengan struktur rantai karbon terbuka. Senyawa yang terma- suk hidrokarbon alifatik, yaitu: 1). Alkana (C_nH_{2n+2}), 2). Alkena (C_nH_{2n}), 3). Alkuna (C_nH_{2n-2})

Senyawa hidrokarbon alisiklik menyata-kan adanya rantai lingkar (siklik), yang me-miliki struktur rantai karbon tertutup atau struktur berbentuk cincin.

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

Senyawa hidrokarbon aromatik merupa-kan senyawa yang memiliki rantai karbon tertutup, dan mengandung dua atau lebih ikatan rangkap yang letaknya berselang–seling. Beberapa senyawa aromatik berfungsi sebagai penghambat oksidasi (*inhibitor*) dan penjaga kestabilan. Jika jumlahnya terlalu banyak akan bersifat merugikan yang berkurangnya kekurangan dielektrik dan ber-kurangnya sifat pelarutan minyak terhadap isolasi padat di dalamnya.

Karakteristik Minyak Transformator

Adapun persyaratan yang harus dipenuhi oleh minyak transformator adalah sebagai berikut: 1). Kejernihan (*appaearance*) Minyak transformator tidak boleh ada suspense atau endapan (sedimen), 2). Massa jenis (*density*);Massa jenis adalah perbandingan massa suatu volume cairan pada 15,56°C dengan massa air pada volume dan suhu yg sama. Massa jenis minyak transformator lebih kecil dibanding air, oleh karena itu adanya air dalam minyak transformator akan mudah dipisahkan, karena air akan turun ke bawah, sehingga akan lebih mudah dike-luarkan dari tanki minyak transformator, 3). Viskositas kinematik (*Kinematic viscosity*); Viskositas merupakan tahanan dari cairan untuk mengalir kontinyu dan merata tanpa adanya turbulensi dan gaya–gaya lain. Viskositas minyak biasanya diukur dari waktu alir minyak dengan volume tertentu dan pada kondisi yang diatur. Sebagai media pendingin maka viskositas minyak transfor-mator merupakan faktor penting dalam aliran konveksi memindahkan panas. Berdasarkan ASTM D-445 dan IEC 296 A besar keken-talan minyak atau viskositas kinematik yang dianjurkan adalah 16 eSt pada suhu 400 C. Viskositas kinematik minyak trafo 10/85933 eSt, 4). Titik Nyala (*Flash point*); Ini menujukkan bahwa minyak dapat dipanaskan sampai suhu tertentu sebelum uap yang timbul menjadi api yang berbahaya. Titik nyala yang rendah juga menunjukkan bahwa minyak mengandung zat yang berba-haya, seperti zat yang mudah menguap dan terbakar, 5). Titik tuang (*pour point*); Titik tuang dipakai untuk mengidenti-fikasi dan menentukan jenis peralatan yang akan menggunakan minyak isolasi, 6) Angka Kenetralan (*neutralization number*); Angka kenetralan dinyatakan dalam mg KOH yang dibutuhkan pada titrasi 1 gram minyak. Angka kenetralan merupakan angka yang menunjukkan penyusun asam dan dapat mendeteksi adanya kontaminasi dalam mi-nyak, kecenderungan perubahan kimia atau cacat/indikasi perubahan kimia tambahan. Selain itu angka kenetralan merupakan petunjuk umum untuk menentukan apakah minyak yang sedang dipakai harus diganti atau diolah kembali dengan melakukan penyaringan, 7). Korosi Belerang (*corrosive sulphur*); Minyak transformator dalam pemakaiannya, secara kontinyu atau terus menerus kontak / terhubung langsung dengan bahan–bahan logam seperti tembaga, besi yang dapat mengalami korosi, 8). Tegangan tembus (Breakdown voltage); Tegangan tembus minyak transformator perlu diukur karena menyangkut kesanggup-an minyak menahan *electris strees*, tanpa kerusakan. Tegangan tembus dapat diukur dengan cara memasukan 2 buah elektroda bola (setengah bola) ke dalam minyak yang akan diukur. Kalau didapat tegangan tembus yang rendah, maka dapat dikatakan minyak transformator telah terkontaminasi, 9). Faktor kebocoran dielektrik (*dielectric dissipation factor*); Nilai yang tinggi dari faktor ini me-nunjukan adanya kontaminasi atau hasil keru-sakan (*deterioration product*) misalnya air, hasil oksidasi, logam alkali koloid bermuatan dan sebagainya, 10). Stabilitas / kemantapan oksidasi (*Oxydation stability*); Kestabilan ini penting terutama terha-dap oksidasi, sehingga dapat dievaluasi kecenderungan minyak membentuk asam dan kotoran zat padat. Asam dan kotoran zat padat yang terbentuk akibat oksidasi dan akan menurunkan tegangan tembus. Selain itu air dan asam menyebabkan korosi terhadap logam yang ada di dalam transformator, sedang kotoran zat padat akan menyebabkan perpindahan (*heat transfer*) dalam proses pendinginan transformator terganggu, 11). Kandungan air *(water content*); Adanya air dalam minyak menyebab-kan turunnya tegangan tembus minyak dan tahanan jenis minyak isolasi dan juga adanya air akan mempercepat kerusakan kertas pengisolasi (*isolasi paper*), 12). Resistans jenis (*resistivity*); Resistans jenis yang rendah menun-jukkan adanya kontaminasi yang bersifat konduktif (*conductive contaminants*), 13). Tegangan permukaan (*interfacial tension*);Adanya kontaminasi dengan zat yang terlarut (*soluble contamination*) atau hasil hasil kerusakan minyak, umumnya menurun-kan nilai tegangan permukaan. Penurunan tegangan permukaan juga menurunkan indi-kator yg peka bagi awal kerusakan minyak, 14)

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

Kandungan gas (*gas content*); (a). Adanya gas terlarut dan gas bebas dalam minyak isolasi dapat digunakan untuk mengetahui kondisi transformator dalam operasi, (b). Adanya gas H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2 menunjukkan terjadinya dekomposisi minyak isolasi pada kondisi operasi, sedang-kan adanya CO_2 dan CO menunjukkan ada-nya kerusakan pada bahan isolasi.

Kegagalan Minyak Transformator

Kegagalan isolasi disebabkan beberapa sebab, antara lain isolasi tersebut sudah lama terpakai, berkurangnya kekuatan dielektrik dan karena isolasi tersebut dikenakan tegangan lebih. Pada dasarnya tegangan pada isolasi merupakan suatu tarikan atau tekanan (*strees*) yang harus dilawan oleh gaya dalam isolasi itu sendiri agar isolasi tidak gagal. Berikut ini akan diuraikan beberapa faktor yang mempengaruhi mekanisme kegagalan pada minyak transformator, yaitu :
1). Partikel padat; Partikel debu atau serat selulosa yang ada di sekeliling isolasi padat (kertas) sering ikut tercampur dalam minyak. Selain itu partikel padat ini pun bisa terbentuk ketika terjadi pemanasan (*thermal strees*) dan tegangan lebih. Pada saat terjadi medan listrik, partikel–partikel ini akan terpolarisasi dan membentuk jembatan. Arus akan menga-lir melalui jembatan dan menghasilkan pema-nasan lokal serta menyebabkan terjadinya kegagalan pada minyak transformator, 2). Uap Air**;** Air dan uap air terdapat pada minyak, terutama pada minyak yang telah lama digunakan. Jika terdapat medan listrik, maka molekul uap air yang terlarut memisah dari minyak dan terpolarisasi. Jika jumlah molekul–molekul uap air ini banyak, maka akan tersusun semacam jembatan yang menghubungkan kedua elektroda sehingga terbentuk suatu kanal. Kanal ini akan merambat dan memanjang sehingga terjadi kegagalan minyak transformator, 3). Kegagalan gelembung **;**Merupakan bentuk kegagalan isolasi cair yang disebabkan oleh gelembung–gelembung gas di dalamnya. Pembentukan gas karena terjadi dekomposisi pada minyak transforma-tor dapat mengakibatkan kegagalan. Adanya pengaruh medan yang kuat antara elektroda, maka gelembung–gelembung gas dalam cair-an tersebut akan saling sambung menyam-bung dan membentuk jembatan yang menga-wali terjadinya kegagalan pada minyak transformator.

Akibat dari beberapa faktor yang mempengaruhi mekanisme kegagalan pada minyak transformator dapat mengakibatkan *partial discharge*. *Partial discharge* adalah peristiwa pelepasan/loncatan bunga api listrik yang terjadi pada suatu bagian isolasi (pada rongga dalam atau pada permukaan) sebagai akibat adanya beda potensial yang tinggi dalam isolasi tersebut. *Partial discharge* dapat terjadi pada bahan isolasi padat, bahan isolasi cair maupun bahan isolasi gas. Standart IEC 156 telah menetapkan besarnya tegangan tembus berdasarkan tegangan yang melewatinya saat dilakukan pengujian *dielectric strength*. Tabel 1 menunjukkan besar tegangan tembus berdasarkan IEC 156.

Tabel 1. TeganganTembus minyak transformator

Tegangan Operasi (kV)	Untuk minyak baru	Untuk minyak sudah dipakai
	IEC 156 kV/2,5 mm	IEC 156 kV/2,5 mm
> 170	≥ 50	≥50
70 - 170	≥50	≥ 40
< 70	≥50	≥30

Bilamana batasan tersebut dilewati agar difilter ulang, bilamana *breakdown voltage* sudah tidak bisa dinaikkan lagi (< 0,5 ppm, moisture < 150 ppm, *dielectric strength* <30 kV) sebaiknya minyak diganti.

Pada Gambar 2 menunjukkan suatu pengetesan tegangan tembus suatu minyak transformator.

Gambar 2. Alat uji *dielectric strenght*

Klasifikasi peningkatan konsentrasi gas dan TDCG (IEEE C57. 104-1991).

Kriteria 4 level kondisi telah dikembangkan untuk mengklasifikasikan kondisi trafo pada hasil pengujian minyak isolasi. Tabel 2 dan 3 adalah daftar konsentrasi gas untuk individual gas dan TDCG (*Total Dissolved*

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

Combustible Gas) untuk kondisi 1 sampai dengan 4. Tabel ini digunakan untuk membuat penilaian tentang kondisi gas pada trafo baru atau trafo yang tidak memiliki data DGA sebelumya. Nilai–nilai yang terdapat pada tabel ini adalah hasil *consensus* ber-dasar pd pengalaman dr banyak perusahaan.

Tabel 2 Batas konsentrasi gas individual dan TDCG standart IEEE C57.104-1991

Kondisi gas terlarut				
Jenis gas	Kondisi 1	Kondisi 2	Kondisi 3	Kondisi 4
H_2	100	100 - 700	701 - 1800	> 1800
CH_4	120	121 - 400	401 - 1000	> 1000
C_2H_2	35	36 -50	51 - 80	> 80
C_2H_4	50	51 - 100	101- 200	> 200
C_2H_6	65	66 -100	101 - 150	> 150
CO	350	351 - 570	571 - 1400	> 1400
$CO_2^{(*)}$	2500	2500 - 4000	4001 - 10000	> 10000
TDCG	720	721 - 1921	1921 - 4630	> 4630

Tabel 3 Kondisi Transformator berdasarkan standart IEEE C57.104-1991

Kondisi 1	TDCG pada kondisi ini mengindikasikan bahwa operasi trafo normal.
Kondisi 2	TDCG pada kondisi ini menandakan komposisi gas sudah melebihi batas normal. Bila salah satu gas sudah melebihi batas level, harus diinvestigasi secara cepat.
Kondisi 3	TDCG pada level ini mengindikasikan pemburukan tingkat tinggi. Bila salah satu gas melebihi batasan level, harus diinvestigasi dengan cepat. Lakukan tindakan untuk mendapatkan trend gangguan.
Kondisi 4	TDCG pada level ini mengindikasikan pemburukan yang sangat tinggi. Melanjutkan operasi trafo akan mengarah pada kerusakan trafo.

Catatan : (*) uncombustible gas = tidak termasuk dalam TDCG

Pengujian Minyak Transformator

1). DGA (*Dissolved Gas in Oil Analysis*), DGA adalah salah satu metoda diagnosa kondisi suatu transformator yang dapat dila-kukan dalam kondisi *online* (transformator beroperasi). Pengujian DGA telah digu-nakan selama bertahun–tahun sebagai meto-da untuk membantu memprediksi kondisi transformator dan menjadi sumber data untuk menentukan kondisi transformator, sehingga dapat diketahui secara dini gejala–gejala kerusakan pada transformator, dan dapat ditindak lanjuti untuk mencegah kerusakan yang lebih parah pada transformator, 2). Tata Cara dan Instruksi Kerja Peng-ambilan Sampel Minyak; Ada beberapa hal yang harus diperhatikan dalam pengambilan sampel minyak DGA, yaitu : (a). Alat yang dipergunakan untuk pengambilan sampel, (b). Cara pengambilan sampel, (c).Durasi antara pengambilan sampel dan pengujian

Alat pengambil sampel minyak DGA

Syringe adalah suntikan dengan wadah berbahan kaca untuk pengambilan sampel minyak DGA. Maksud penggunaan *Syringe* adalah agar minyak tidak terkontaminasi dengan udara luar, dan menghindari hilangnya gas-gas ringan yang mudah lepas seperti H_2.

Gambar 3. Syringe

Oil flushing unit : Unit yang terdiri dari selang silicon, flange, seal dan stop kran yang berfungsi sebagai sarana/fasilitas untuk membuang minyak trafo yang kotor sekaligus mengambil sampel minyak.

Gambar 4. Oil Flushing Unit

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

Cara Pengambilan Sampel

Berikut ini adalah instruksi kerja pengambilan sampel minyak DGA : 1). Persiapan :(a) Siapkan ember atau sejenisnya untuk menampung minyak trafo, (b) Pasang *oil flushing* unit pada *drain valve* main tank trafo, (c) Atur stop kran pada posisi menutup, (d) Persiapkan *syringe* untuk pengambilan sampel minyak.

Pelaksanaan :

1) Buka *drain valve* main tank trafo, 2) Lakukan proses pembersihan/flushing terlebih dahulu, 3). Tutup stop kran, 4). Pasang jarum pada *syringe*, 5). Buka katup pada *syringe* dan suntikan *syringe* pada selang silicon, 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 botol/vial dengan cara menyuntikkan mi- nyak ke dalam botol/vial tanpa membuka tutupnya, 10). Ambil sampel minyak sebanyak ± 10 ml untuk uji DGA.

Penyelesaian

1) Beri label pada sampel minyak

Gambar 5. Sampel minyak yang telah diberi label

2). Simpan sampel minyak dan lindungi dari panas maupun sinar matahari langsung, 3). Lepaskan jarum suntik dari *syringe*, 4). Tutup kembali *drain valve* main tank trafo, 5). Buka stop kran untuk mengeluarkan sisa minyak pada *oil flushing* unit (tampung dalam ember), 6). Lepaskan *oil flushing* unit dari *drain valve* main tank trafo, 7). Pastikan *drain valve* telah terpasang dengan benar.

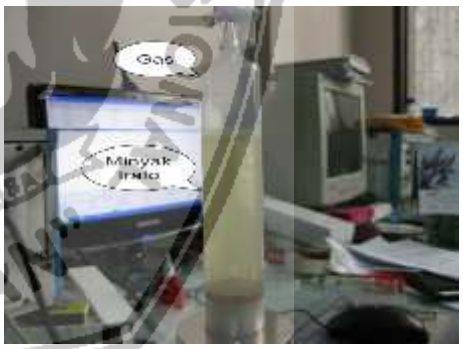
Metoda Pengujian DGA

1). Metoda Ekstraksi, Sampel diekstraksi sehingga gas–gas yang terkandung dapat dipisahkan dari minyak dengan beberapa cara sampling vakum: (a) Sampel diambil ke dalam alat akstraktor dengan tanpa gelembung.

Gambar 6. Pengambilan sampel minyak ke dalam alat ekstrator

(b) Sampel dikocok sehingga gas akan terpisah dari minyak.

Gambar 7. Sampel minyak yang dikocok.



Gambar 8. Gas yang terpisah dengan minyak

Gambar 9. Gas yang sudah terpisah diambil dan dikumpulkan ke dalam *syringe*

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

Sampel minyak transformator yang telah diekstrak dan sudah terkumpul berupa gas pada s*yringe* (Gambar 9), dimasukkan ke dalam kolom melalui *septum*. Sampel dapat diambil ± 0,1 – 10 µl.

Gambar 10. Tempat penyuntikan

Metoda Gas Chromatography

Secara umum, *chromatography* merupa- kan suatu istilah yang menggambarkan tek-nik yang digunakan untuk memisahkan komponen-komponen dari suatu campuran / sampel. *Gas chromatography* (*GC*), adalah suatu alat yang digunakan untuk memisahkan dan mendeteksi jenis–jenis gas yang telah diekstrak dari minyak sampel. Dalam minyak transformator terdapat berbagai macam gas, yang terdiri dari gas–gas yang mudah terbakar (*combustible gas*) dan gas–gas yang tidak mudah terbakar (*uncombustible gas*). Adapun jenis gas yang dapat mempengaruhi kinerja transformator ada 9 jenis seperti yang terdapat pada Tabel 4, dan Tabel 5 adalah interpretasi gangguan berdasarkan pada gas–gas yang terdeteksi.

Tabel 4. Jenis gas yang terlarut dalam minyak transformator

Jenis gas	Simbol	Sifat
Hidrogen	H_2	Uncombustible
Oksigen	O_2	Uncombustible
Nitrogen	N_2	Uncombustible
Metana	CH_4	Combustible
Karbon Monoksida	CO	Uncombustible
Karbon dioksida	CO_2	Uncombustible
Etana	C_2H_6	Combustible
Etena	C_2H_4	Combustible
Etuna	C_2H_2	Combustible

Tabel 5. Interpretasi gas-gas yang terdeteksi

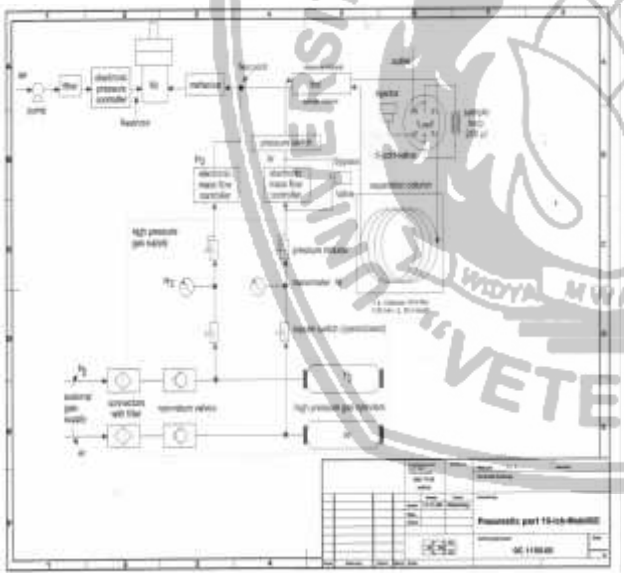
Gas terdeteksi	Interpretasi
Nitrogen dan Karbon dioksida, atau karbon monoksida atau keduanya	Transformator beroperasi dengan beban lebih atau beroperasi dengan suhu tinggi, yang mengakibatkan isolasi kertas mengalami kerusakan.
Nitrogen dan hidrogen	Terjadi korona, elektrolisis air dan hydrogen atau terdapat karat (*rusting*).
Nitrogen, hydrogen, metana dan sedikit etana dan etuna	Terjadi loncatan bunga api kecil (*sparking*) atau ada sebagian kecil minyak isolasi yang breakdown.
Nitrogen, hydrogen, metana dan karbon dioksida, dan sedikit hidrokarbon (sedikit etuna tidak terdeteksi).	Terjadi loncatan bunga api kecil (*sparking*) atau ada sebagian kecil minyak isolasi kertas yang rusak
Nitrogen dengan hydrogen yang tinggi, dan sejumlah hidrokarbon termasuk etuna.	Terjadi loncatan bunga api kecil yang panjang *(arcing*) akibat detorasi minyak isolasi.
Sama dengan di atas ditambah dengan karbon dioksida dan karbon monoksida.	Sama dengan di atas, *arcing* juga terjadi pada isolasi kertas.

Prinsip Kerja Gas Chromatography

Prinsip kerja dari sistem Gas Chromatography adalah gas pembawa dan gas bakar dialirkan secara terus menerus dari sebuah tabung silinder yang bertekanan tinggi 120 Bar dengan melewat sebuah pengatur tekanan menjadi 3 Bar. Gas pembawa akan melewati *pressure switch* yang berfungsi untuk mendorong gas pembawa yang menuju ke *Thermal Conductivity Detector filaments* jika gas pembawa terhenti. *Electronic mass flow controller* berfungsi sebagai pengatur jumlah aliran gas yang diperlukan, ini sangat penting karena jumlah aliran gas akan berpengaruh pada waktu retensi pada saat dianalisa. *By pass valve* berfungsi untuk membuang gas

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

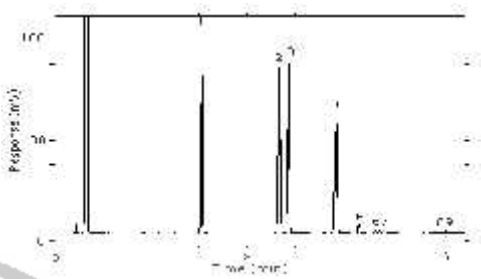
pembawa maupun gas sampel, jika terjadi penghentian analisis secara mendadak. Sebagai contoh apabila terjadi pemadaman listrik mendadak, maka *by pass valve* akan terbuka dan membiarkan gas pembawa serta gas sampel keluar dari kolom dan *Methanizer*, agar tidak terjadi kerusakan. Gas pembawa akan mengalir menuju TCD, *injector* atau *dosing valve* selanjutnya menuju kolom. Sampel gas dimasukkan ke dalam *dosing valve* dengan memutar saklar posisi *injector*. Apabila sampel gas sudah dimasukkan pada loop, saklar diputar pada posisi *load*, maka gas pembawa akan membawa gas sampel ke dalam kolom. Di dalam kolom ini akan terjadi pemisahan senyawa–senyawa gas. Segera senyawa–senyawa gas keluar dari kolom dengan waktu yang berbeda – beda, menuju ke TCD, selanjutnya akan mengalir ke *Methanizer* dan FID yang telah dialiri oleh hidrogen. Di FID inilah senyawa-senyawa gas tersebut akan dibakar. FID memerlukan udara bersih dari luar saat terjadi pemrosesan, yang telah disiapkan melalui *filter hidrokarbon*. Filter yang kotor akan mempengaruhi tinggi puncak dan garis dasar kurva yang dihasilkan oleh FID.



Gambar 11. Skematik Gas Chromatography

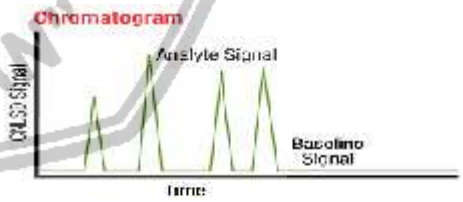
Electronic mass controller juga dipasang untuk mengatur aliran udara yang menuju ke FID. Perekam akan mencatat isyarat yang diberikan oleh detektor sebagai fungsi waktu, dan sebuah *chromatogram* yang akan diproses oleh data lalu hasil *chromatogram* dapat di*print out.* Untuk mengetahui prinsip kerja *gas chromatography* dapat dilihat pada Gambar 11.

1). Waktu Retensi; Yaitu waktu yang diperlukan oleh sampel mulai dari saat injeksi sampai timbulnya peak maksimum. Waktu retensi masing–masing senyawa memiliki waktu yang berbeda. Untuk senyawa tertentu, waktu retensi sangat bervariasi dan tergantung pada titik didih senyawa dan temperatur kolom.



Gambar 12. Waktu retensi

2). Perekam dan Chromatogram**;** Hasil rekaman berupa kurva sinyal terhadap waktu. Hasil akan direkam sebagai urutan puncak–puncak, setiap puncak mewa-kili satu senyawa dalam campuran yang me-lalui detektor. Sepanjang kondisi dalam kolom terkontrol, maka dapat menggunakan waktu retensi untuk membantu mengidentifi-kasi senyawa yang hadir. Area di bawah puncak sebanding dengan jumlah setiap senyawa yang telah melewati detektor dan area ini dapat dihitung secara otomatis melalui komputer yang dihubungkan dengan sistem data.



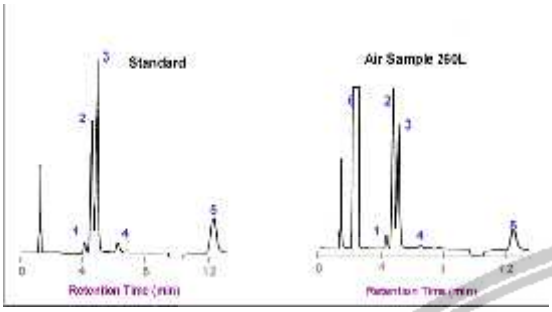
Gambar 13. Hasil Chromatogram

Analisa Kualitatif

Analisa kualitatif pada *gas chromatography* adalah identifikasi komponen dari suatu *chromatogram*. Hal ini terutama dilakukan dengan membandingkan senyawa–senyawa *referensi standart*. Umumnya data kromato-grafi disajikan sebagai grafik respon detektor (sumbu y) terhadap waktu retensi (sumbu x), yang disebut *Chromatogram*. Hal ini mem-

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

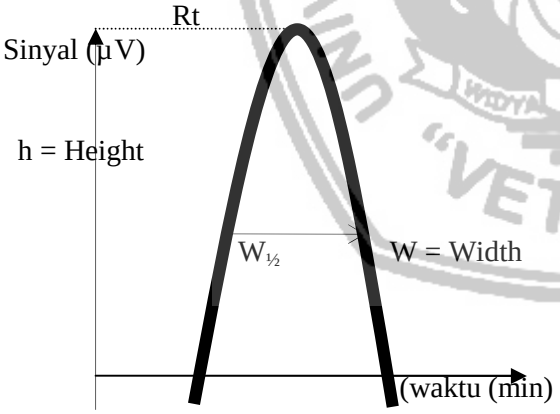
berikan puncak spektrum untuk sampel yang mewakili *analytes* hadir dalam sampel eluting dari kolom pada waktu yang berbeda. Suatu senyawa dikatakan berbeda jika salah satu senyawa dengan senyawa lainnya memiliki waktu retensi yang berbeda. Tetapi jika senyawa tersebut memiliki waktu retensi yang sama dengan alat uji yang berbeda, maka dapat disimpulkan bahwa senyawa tersebut adalah sama.



Gambar 14. Perbandingan hasil *chromate-gram* standart dengan sampel.

Analisa Kuantitatif

Analisa kuantitatif dalam *gas chromate-graphy* berarti menentukan nilai konsentrasi senyawa tersebut (ppm) dari komponen–komponen yang terpisah pada *chromate-gram.* Analisa kuantitatif dari komponen–komponen yang terpisah dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu pengukuran tinggi puncak kurva dan luas daerah puncak kurva (area).



Gambar 15. Lebar dan Tinggi puncak kurva *chromatogram*

Langkah–langkah dalam perhitungan mencari nilai luas daerah (area) secara manual adalah sebagai berikut : 1). Pencarian nilai lebar puncak kurva, pada setengah tinggi puncak kurva, 2). Pencarian nilai tinggi puncak kurva.

Lebar puncak kurva pada setengah tinggi puncak (*peak width*)

1). Pengukuran skala *Retention Time* (R_t) pada *chromatogram* dari satuan menit ke dalam satuan sentimeter, (X). 2). Penentuan titik tengah yang membagi tinggi puncak menjadi dua bagian yang sama guna pengukuran lebar pada sete-ngah tinggi puncak, 3). Pengkuran lebar puncak secara mendatar pada titik tengah tersebut, masukkan ke dalam satuan sentimeter, (Z), 4). Perubahan Z dari satuan cm ke dalam satuan menit ($W_{1/2}$) dengan persamaan :

$$\frac{W\,½}{Z} = \frac{R_t}{X}$$

$$W\,½ = \frac{R_t \,.\, Z}{X} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(4)$$

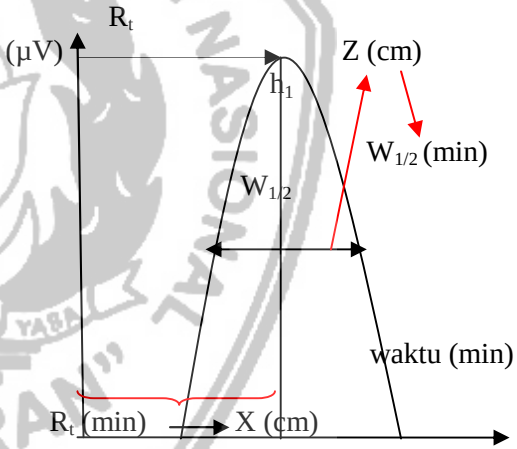
dengan :

$W_{1/2}$ = waktu lebar puncak pada setengah tinggi puncak (menit)

R_t = waktu retensi (menit)

Z = lebar puncak pada setengah tinggi puncak (cm)

X = panjang waktu retensi (cm)



Gambar 16. Lebar puncak pada setengah tinggi puncak kurva ($W_{½}$)

Tinggi puncak kurva (*peak height*)

1). Pengukuran tinggi puncak kurva dari garis dasar sampai puncak, dalam satuan sentimeter, (h_1), 2). Pengukuran skala *chromatogram* dari garis dasar sampai dengan puncak maksimum (*maximum peak*) dalam satuan sentimeter, (h_2), 3). Perubahan tinggi puncak, h_2 dari satuan cm ke dalam satuan µV (h_3), lihat hasil *chromatogram*, µV paling atas dikurangi nilai µV paling bawah, 4). Perubahan h_1 dari satuan cm ke dalam satuan µV (h_4), dengan menggunakan persamaan:

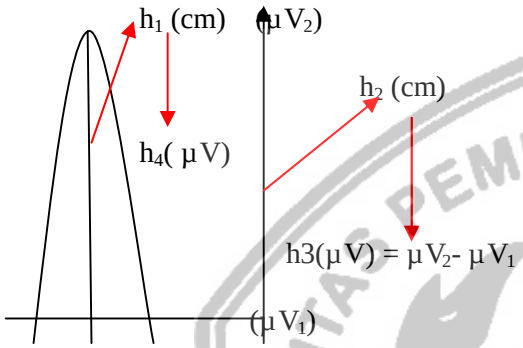
Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{h_3}{h_4}$$

$$h_4 = \frac{h_1.h_3}{h_2} \text{.....(5)}$$

dengan :
h_1 = Tinggi puncak kurva (cm)
h_2 = Skala panjang chromatogram (cm)
h_3 = Skala chromatogram (µV)
h_4 = Tinggi puncak kurva (µV).
Dari persamaan (4) dan (5) digunakan untuk menghitung luas area (A)

$$A = W_{½} \, x \, h_4 \, (min*\mu V) \text{.....(6)}$$



Gambar 17. Tinggi puncak kurva

Sebelum menganalisa kandungan gas yang terlarut pada minyak trafo, ada beberapa parameter yang dibutuhkan sebagai acuan atau standart pengukuran. Adapun nilai standart pada masing – masing gas dapat dilihat pada Tabel 6.

Tabel 6. Nilai Standart pengukuran

a). FID Channel

No	Ret (min)	Height (µV)	Area (min * µV)	Name	Consc (ppm)
1	2,2	9840	798	CO	1980
2	4,2	6957	804	CH_4	1950
3	7,2	5967	610	CO_2	2050
4	9,2	12519	1268	C_2H_2	1920
5	10	12920	1447	C_2H_4	1950
6	11	10968	1400	C_2H_6	1910

b. TCD Channel

No	Ret (min)	Height (µV)	Area (min *µV)	Name	Conc (ppm)
1	0,7	368	17,3	H_2	1990

Konsentrasi gas terlarut dalam Minyak Trafo

Setelah data–data terlengkapi maka perhitungan konsentrasi dapat dihitung. Langkah–langkah perhitungan adalah sebagai berikut :
a) Penentuan faktor referensi (*Reference factor*) dengan persamaan :

$$R_f = \frac{C_1}{A_1} \text{.....(7)}$$

dengan :
C_1 = konsentrasi gas standart (ppm)
A_1 = area standart (min*µV) .
b). Penentuan volume gas sampel, dalam hal ini diperoleh dari sampel sebesar :
Sampel 1(S1) = 2,1 ml
Sampel 2 (S2) = 3,1 ml
Sampel 3 (S3) = 1,6 ml
Sampel 4 (S4) = 2,1 ml
c). Penentuan volume minyak sampel, dari data volume oli sampel 40,0 ml, d). Penentuan koefisien kelarutan setiap senyawa

Rumus perhitungan konsentrasi gas adalah :

$$C_2 = A_2 . R_f . S_C (\frac{Vg}{Vo}) \text{ (ppm).....(8)}$$

dengan :
C_2 : Konsentrasi gas sample (ppm)
A_2 : Area sampel (min*µV)
R_f : Faktor referensi
S_C : Koefisien Kelarutan
V_g : Volume gas sampel (ml)
V_o : Volume oli sampel (ml)

HASIL dan BAHASAN

Data transformator

Adapun Transformator yang diuji adalah sebagai berikut : a). Trafo Wartsila no 2, kapasitas 2000 kVA, 11/0.4 kV, Dyn5, 3 phasa, 50 Hz, 91611-3, merk Starlite, 40 C, b). Trafo Wartsila no 6, kapasitas 2000 kVA, 11/0.4 kV, Dyn5, 3 phasa, 50 Hz, 91611-1, merk Starlite, 40 C, c). Trafo PLN no 5B, kapasitas 2000 kVA, 20/0.4 kV, Dyn5, 3 phasa, 50 Hz, 47688, merk Unindo, 75 C, d). Trafo PLN no 7B, kapasitas 2000 kVA, 20/0.4 kV, Dyn5, 3 phasa, 50 Hz, 83687, merk Unindo,68 C
Untuk Trafo Wartsila no 2 dan Trafo Wartsila no 6 adalah transformator *step down*

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

3 phasa yang sumber tegangannya dipasok dari Generator dengan tegangan masukan 11 kV, dengan tegangan keluaran 400 V, dioperasikan apabila pasokan listrik dari PLN mengalami gangguan. Sedangkan Trafo PLN no 5B dan Trafo PLN no 7B adalah transformator *step down* yang sumber tegangannya dipasok dari PLN, dengan tegangan masukan 20 kV dengan tegangan keluaran 400 V.
Untuk menganalisa lebih lanjut, Hasil Tes Pengujian dilampirkan di bawah ini :

Tabel 7. Hasil tes uji trafo Wartsila no 2

DISSOLVED GAS ANALYSIS OF TRANSFORMER OILS BY GAS CHROMATOGRAPHY (GC)

Location	PT. Metropolitan Kentjana Tbk.	Destination	TR. TW-2
Manufacturer/Year	Starlite	KVA Rating	2000 KVA
Serial Number	91611-3	Volume of oil	
Tegangan	11/0.4 KV		

GC DATA-VALUES OF GASES ARE EXPRESSED IN PPM (PARTS PER MILLION)

DATE	CO	CH4	CO2	C2H2	C2H4	C2H6	H2	Combustible Gas Content	Remarks
	350 ppm	120 ppm	2500 ppm	35 ppm	50 ppm	65 ppm	100 ppm	720 ppm	Standard Condition using IEEE Standard C57.104-1991
2-Jul-02	304	0.84	1,220	0.079	6.5	9.21	5.4	726	
23-Sep-08	190	766	775	5.0	1,911	2,522	41.0	7,221	Fibrasol 11-12-2008
27-Aug-09	240	196	1,072	0.52	1,854	1,736	28.5	4,035	

Tabel 8. Hasil Tes uji trafo Wartsila no 6.

DISSOLVED GAS ANALYSIS OF TRANSFORMER OILS BY GAS CHROMATOGRAPHY (GC)

Location	PT. Metropolitan Kentjana Tbk.	Destination	TR. TW-6
Manufacturer/Year	Starlite	KVA Rating	2000 KVA
Serial Number	91503-1	Volume of oil	1950 kg
Tegangan	11/0.4 KV		

GC DATA-VALUES OF GASES ARE EXPRESSED IN PPM (PARTS PER MILLION)

DATE	CO	CH4	CO2	C2H2	C2H4	C2H6	H2	Combustible Gas Content	Remarks
	350 ppm	120 ppm	2500 ppm	35 ppm	50 ppm	65 ppm	100 ppm	720 ppm	Standard Condition using IEEE Standard C57.104-1991
2-Jul-02	148	0.056	968	0.072	3.8	0.06	2.6	156	
23-Sep-08	150	2.5	803	0.45	4.7	5.4	13.4	179	
27-Aug-09	199	1.5	1,456	0.059	58.3	134	14.0	458	

Tabel 9 Hasil tes ujian trafo PLN no 5B.

DISSOLVED GAS ANALYSIS OF TRANSFORMER OILS BY GAS CHROMATOGRAPHY (GC)

Location	PT. Metropolitan Kentjana Tbk.	Destination	TR. TW-5B (PLN)
Manufacturer/Year	Unindo	KVA Rating	2000 KVA
Serial Number	47668	Volume of oil	1700 kg
Tegangan	20/0.4 KV		

GC DATA-VALUES OF GASES ARE EXPRESSED IN PPM (PARTS PER MILLION)

DATE	CO	CH4	CO2	C2H2	C2H4	C2H6	H2	Combustible Gas Content	Remarks
	350 ppm	120 ppm	2500 ppm	35 ppm	50 ppm	65 ppm	100 ppm	720 ppm	Standard Condition using IEEE Standard C57.104-1991
2-Jul-02	37.3	8.8	1,481	0.064	12.1	11.7	11.7	82	
23-Sep-08	93.2	98.4	824	0.91	5.8	132	1,737	2,033	
27-Aug-09	53.7	164	917	0.060	4.9	211	6,332	6,766	

Tabel 10. Hasil tes uji trafo PLN no 7B.

DISSOLVED GAS ANALYSIS OF TRANSFORMER OILS BY GAS CHROMATOGRAPHY (GC)

Location	PT. Metropolitan Kentjana Tbk.	Destination	TR. 7B
Manufacturer/Year	Unindo	KVA Rating	2000 KVA
Serial Number	53667	Volume of oil	
Tegangan	20/0.4 KV		

GC DATA-VALUES OF GASES ARE EXPRESSED IN PPM (PARTS PER MILLION)

DATE	CO	CH4	CO2	C2H2	C2H4	C2H6	H2	Combustible Gas Content	Remarks
	350 ppm	120 ppm	2500 ppm	35 ppm	50 ppm	65 ppm	100 ppm	720 ppm	Standard Condition using IEEE Standard C57.104-1991
27-Aug-09	407	4.5	2,699	0.054	0.82	2.9	24.5	454	

Tabel 11. Hasil analisa Kuantitatif Trafo Wartsila no 2

Peak list - FID channel:

No.	Ret. [min]	Height [µV]	Area [min*µV]	Name	Concentr.
1	2.2	20784	1674	CO	240 ppm
2	4.4	13418	1538	CH4	196 ppm
3	7.2	22017	2251	CO2	1072 ppm
4	9.2	23.4	2.2	C2H2	0.52 ppm
5	10.0	57168	6392	C2H4	1854 ppm
6	11.0	16457	2090	C2H6	1736 ppm

Peak list - TCD channel:

No.	Ret. [min]	Height [µV]	Area [min*µV]	Name	Concentr.
1	0.7	69.0	3.4	H2	28.5 ppm

Assistant: PLN TOK INDAH MALL
File name: PIM2009082702
Sample name: TR.TW 2, 2000 KVA 11/0.4 KV,Dyn-5, 91611-3 STARLITE, 40 C,
Sample volume:
- Total quantity of oil: 40.0 ml
- Total quantity of gas: 2.1 ml

Perhitungan Manual Nilai Area dan Konsentrasi Gas

Nilai Area

Sebagai analisa perhitungan nilai area dari 4 sampel minyak trafo yang diuji, diambil salah satu contoh dari hasil tes pengujian trafo wartsila no 2.

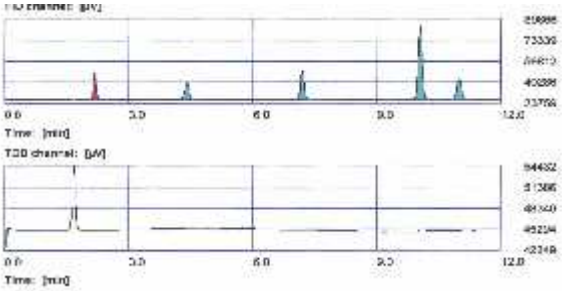
Tabel 12. Hasil uji dgn *gas chromatography*
Peak list – FID channel:

No	Ret (min)	Height (µV)	Area (min*µV)	Name	Conctr (ppm)
1	2,2	20.784	1.674	CO	240
2	4,4	13.419	1.536	CH4	196
3	7,2	22.017	2.251	CO2	1.072
4	9,2	23,4	2,2	C2H2	0,52
5	10,0	57.168	6.392	C2H4	1.854
6	11,0	16.457	2.090	C2H6	1.736

Peak list TCD

No	Ret (min)	Height (µV)	Area (min*µV)	Name	Conctr (ppm)
1	0,7	69,0	3,4	H2	28,5

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta



Gambar 18. Hasil chromatogram trafo Wartsila no 2

Dari data di atas untuk mencari nilai Area adalah sebagai berikut :

Nilai lebar puncak pada setengah tinggi puncak kurva

Diketahui dari hasil *chromatogram* CO :

Waktu retensi (R_t) = 3 menit, ukuran penggaris (X) = 3,75 cm, lebar puncak pada setengah tinggi puncak (Z) = 0,1 cm. Untuk mendapatkan nilai lebar puncak pada setengah tinggi puncak dalam satuan menit ($W_{½}$), masukkan persamaan (4) :

$$W_{½} = \frac{R_t \,.\, Z}{X}$$

$$W_{½} = \frac{3\ menit\ .0{,}1\ cm}{3{,}75\ cm} = 0{,}08\ menit$$

Sehingga diperoleh lebar puncak kurva, pada setengah tinggi puncak kurva ($W_{½}$) pada hasil *chromatogram* CO = 0,08 menit.

Nilai Tinggi puncak kurva

Masih dalam analisa hasil *chromatogram* CO, diketahui tinggi skala *chromatogram* (h_2) = 2,9 cm, h_3 = (89.866 – 23.759) µV, Tinggi puncak kurva (h_1) = 0,95 cm. Untuk mencari nilai tinggi puncak kurva dalam satuan µV (h_4), masukkan persamaan (5) :

$$h_4 = \frac{h_1 . h_3}{h_2}$$

$$h_4 = \frac{0{,}95\ cm\ .66.107 \mu V}{2{,}9\ cm} = 21.655 \mu V$$

Diperoleh tinggi puncak kurva (h_4) pada hasil *chromatogram* CO = 21.655 µV.

Untuk mencari nilai $W_{½}$ dan nilai h_4 berikut-nya, menggunakan persamaan yang sama.

Setelah didapat nilai lebar puncak kurva, pada setengah tinggi puncak kurva dan nilai tinggi puncak kurva, maka nilai Area dapat dihitung menggunakan persamaan (6) :

$A = W_{½} \times h_4\ (min*\mu V)$

$= 0{,}08\ menit \times 21.655\ \mu V$

$= 1.7320\ (min*\mu V)$

Berdasarkan persamaan di atas, hasil dari nilai perhitungan manual dapat dilihat pada Tabel 13 dan Tabel 14.

Tabel 13. Hitungan manual lebar puncak kurva pada setengah tinggi tinggi puncak

Sinyal	Peak	Nama	R_t/X	Z (cm)	$W_{½}$ (cm)
FID	1	CO	0,8	0,1	**0,08**
	2	CH_4	0,8	0,15	**0,12**
	3	CO_2	0,8	0,125	**0,1**
	4	C_2H_2	0,8	0,013	**0,001**
	5	C_2H_4	0,8	0,14	**0,112**
	6	C_2H_6	0,8	0,15	**0,12**
TCD	1	H_2	0,8	0,13	**0,01**

Tabel 14. Perbandingan puncak kurva dengan hasil *chromatogram*.

Sinyal	Peak	Nama	Hasil perhitungan luas Area		Diviasi
			Manual	**Alat**	(%)
FID	1	CO	1.732	1.674	3,34
	2	CH_4	1.641	1.536	6,39
	3	CO_2	2.280	2.251	1,27
	4	C_2H_2	-	2,2	-
	5	C_2H_4	6.383	6.392	0,14
	6	C_2H_6	1.915	2.090	9,13
TCD	1	H_2	1,1	3,4	2,09

Konsentrasi Gas yang Terlarut dalam Minyak Trafo

Hasil tes pengujian trafo Wartsila no 2 sebagai contoh analisa pada bagian ini. Ambil CO sebagai senyawa yang akan dianalisis. Sebagai langkah pertama menentukan faktor referensinya dengan perbandingan konsen-trasi gas standart dengan area standart (Tabel 7), dengan menggunakan persamaan (7) :

$R_{f\ (CO)} = C_1/A_1$

$= 1980 / 798$

$= 2{,}4812$

Untuk nilai R_f senyawa berikutnya menggunakan persamaan yang sama. Karena nilai standart masing–masing senyawa berbeda, maka akan menghasilkan R_f yang berbeda juga. Selanjutnya, untuk mencari nilai konsentrasi gas (CO), menggunakan persamaan (8) :

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

$$C_2 = A_2 . R_f . S_C (\frac{Vg}{Vo}) \, ppm$$

$$C_{2\,(CO)} = 1.732 \times 2{,}4812 \times 1{,}1 (\frac{2{,}1}{40{,}0})$$

$$= 248{,}1771 \, ppm$$

Interpretasi Hasil Pengujian

Dengan menggunakan persamaan di atas, hasil perhitungan manual yang di bandingkan dengan alat dari ke 4 transformator yang dilakukan dapat dilihat pada Tabel 14. Pada perhitungan tersebut dapat mengindikasikan kondisi transformator berdasarkan IEEE Standard C57.104 – 1991.

Tabel 15. Perbandingan hasil TDCG antara perhitungan manual dengan perhitungan alat otomatis (*Gas Chromatography*)

No	Nama Trafo	TDCG		Dev (%)	IEEE Std. 157. 104 - 1991	
		Man	Alat		Man	Alat
1	Trafo wa-rtsila no 2	3.781	4.055	7,24	Kondisi 3	Kondisi 3
2	Trafo wa-rtsila no 6	387	408	5,42	Kondisi 1	Kondisi 1
3	Trafo PL-N no 5B	6.313	6.766	7,17	Kondisi 4	Kondisi 4
4	Trafo PL N no 7B	502	554	10,3	Kondisi 1	Kondisi 1

Untuk nilai hasil perhitungan manual dan nilai hasil perhitungan menggunakan alat otomatis masih terdapat perbedaan, namun perbedaan tersebut tidak terlalu menyimpang (10%). Dari nilai TDCG memberikan suatu kondisi yang sama menurut IEEE standard C57 . 104 – 1991. Dari ke empat transforma-tor tersebut terdapat dua unit yang dinya-takan tidak normal menurut IEEE standard C57 . 104 – 1991, yaitu trafo wartsila no 2 dan trafo PLN no 5B.

Interpretasi Hasil Tes Pengujian Trafo Wartsila no 2

Hasil Tes Pengujian Trafo Wartsila no 2 dapat dilihat dari Tabel 7 dibawah ini :

DISSOLVED GAS ANALYSIS OF TRANSFORMER OILS BY GAS CHROMATOGRAPHY (GC)

Location	PT. Metropolitan Kentjana Tbk.	Description	TR. TW 2
Manufacturer/Year	[illegible]	KVA Rating	2000 KVA
Serial Number	31611-3	Volume of oil	
Tegangan	11/0.4 KV		

GC DATA-VALUES OF GASES ARE EXPRESSED IN PPM (PARTS PER MILLION)

DATE	CO	CH4	CO2	C2H2	C2H4	C2H6	H2	Combustible Gas Content	Remarks
	350 ppm	120 ppm	2500 ppm	35 ppm	50 ppm	65 ppm	100 ppm	720 ppm	Standard Condition using IEEE Standard C57.104-1991
2-11-02	204	3.84	1,220	3.079	6.5	0.21	4.1	316	
23-Sep-08	190	766	775	5.0	3,311	2,527	416	7,223	Filtrasi on 11-12-2008
27-Aug-09	240	196	1,072	0.52	1,854	1,736	28.5	4,055	

Dari tes DGA di atas dapat dilihat bahwa senyawa–senyawa (berwarna kuning), kandungan gas yang terlarut dalam minyak transformator melebihi batas yang telah ditetapkan IEEE std. C57.104 – 1991. Kandungan gas yang terlarut dalam minyak transformator tersebut adalah Methana, Ethylene, Ethana, Hidrogen dan sedikit Acethylene. Berdasarkan Tabel 7 melihat gas yang terdeteksi mengindikasikan pemburuk-an tingkat tinggi karena adanya loncatan bunga api kecil atau ada sebagian kecil minyak isolasi kertas yang rusak.

Interpretasi Hasil Tes Pengujian Trafo PLN no 5B

Dari hasil tes DGA dapat dilihat bahwa senyawa–senyawa (berwarna kuning), kandungan gas yang terlarut dalam minyak transformator melebihi batas yang telah ditetapkan IEEE std. C57.104 – 1991. Kandungan gas yang terlarut dalam minyak transformator tersebut adalah Methana, Ethylene, Ethana, sedikit Acethylene dan Hidrogen yang sangat tinggi. Berdasarkan Tabel 9 melihat gas yang terdeteksi mengin-dikasikan pemburukan sangat tinggi karena adanya loncatan bunga api kecil yang panjang akibat detorasi minyak isolasi.

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta

DISSOLVED GAS ANALYSIS OF TRANSFORMER OILS BY GAS CHROMATOGRAPHY (GC)

Location	PT. Metropolitan Kencana Tbk	Destination	TR [illegible] (PLN)
Manufacturer/Year	Unindo	KVA Rating	2000 KVA
Serial Number	47688	Volume of oil	1200 kg
Tegangan	20KV/.4 KV		

GC DATA-VALUES OF GASES ARE EXPRESSED IN PPM (PARTS PER MILLION)

DATE	CO	CH4	CO2	C2H2	C2H4	C2H6	H2	Combustible Gas Content	Remarks
	350 ppm	120 ppm	2500 ppm	35 ppm	50 ppm	65 ppm	100 ppm	720 ppm	Standard Condition using IEEE Standard C57.104-1991
2-Jul-02	37.3	8.8	1,481	0.064	12.1	11.7	11.7	82	
23-Sep-03	98.2	98.4	604	0.81	5.8	132	1,737	2,033	
27-Aug-05	53.7	164	917	0.060	4.9	211	6,332	6,755	

SIMPULAN

Dari hasil perhitungan dan analisis, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut: 1). Transformator Wartsila no 2 mempunyai TDCG 4.055 ppm dan transformator PLN no 5B mempunyai TDCG 6.766 ppm, 2). Berdasarkan pengukuran dengan alat diketahui bahwa kondisi 3 dan 4 berada pada transformator Wartsila no 2 dan transformator PLN no 5B, karena nilai TDCG mencapai 89 %, 3). Berdasarkan perhitungan manual nilai TDCG hanya mencapai 88,5 %.
Kedua hal tersebut diatas melebihi standart yang telah ditetapkan IEEE standart C57. 104 – 1991.

DAFTAR PUSTAKA

ASTM D 3613 – 87 *Standart Method of sampling Electrical Insulating Oil by Gas Analysis dan Determination Of Water content*.

Braithwaite, A & Smith, F.J. 1999. *Chromatography Methods*. Edisi-5, Kluwer Academic Publisher, Netherlands

D 3612 – 85 *Standart Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insula-ting Oil by Gas Chromatography.*

Grob, Robert L & Barry, Eugene F. 2004. *Modern Practice of Gas Chromatography*, edisi-4, john Wily & Sons, Canada

IEEE standart C57.104 -1991, *Guide for the Interpretetion of Gases Generated in Oil – Immersed Transformers*

Jenning, Walter, dkk.1998. *Basic Gas Chromatography*, Edisi-2, Academis Press, California

Mc Nair, Harold M, dkk. 1998. *Basic Gas Chromatography*. John Wiley & Sons Sons, Canada

Rahmat Hardityo. 2008. Deteksi dan Analisis Indikasi Kegagalan Transformer Dengan Metode Analisis Gas Terlarut, Fakultas Teknik Universitas Indonesia

Rudy Setiabudy. 2007. Material Teknik Listrik. Penerbit Universitas Indonesia

S. Myers, JJ Kelly, M. Horning .1981. *Transformer Maintenance Institute*. Edisi-2, *Guide to Transformer Maintenance*

Skoog, A Douglas, dkk.. 1998. *Principles of instrumental Analysis*. Edisi-5, Saunders College Publising, USA

Tadjuddin.1998. Kegagalan Minyak Transformator. Edisi-12, Elektro Indonesia

Perpustakaan UPN "Veteran" Jakarta