

19/97

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

D.E.R de GÉNIE ELECTRIQUE & INFORMATIQUE

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

PROJET DE FIN D'ETUDES

THEME

PROPRIÉTÉS
DIÉLECTRIQUES DE L'HUILE
DE TRANSFORMATEUR EN
PRÉSENCE DE GAZ DISSOUS

Proposé par :

M^r : A. Boubakeur

Etudié par :

D. Ouakli
H. Brouri

Dirigé par :

M^r : A. Boubakeur
M^r : M. Lebid

PROMOTION JUILLET 1997

E.N.P. 10, Avenue Hacem-Badi, EL-HARRACH, ALGER

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

D.E.R de GÉNIE ELECTRIQUE & INFORMATIQUE

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

PROJET DE FIN D'ETUDES

THEME

PROPRIÉTÉS
DIÉLECTRIQUES DE L'HUILE
DE TRANSFORMATEUR EN
PRÉSENCE DE GAZ DISSOUS

Proposé par :

M^r : A. Boubakeur

Etudié par :

D. Ouakli
H. Brouri

Dirigé par :

M^r : A. Boubakeur
M^r : M. Lebid

PROMOTION JUILLET 1997

E.N.P. 10, Avenue Hacem-Badi, EL-HARRACH, ALGER

Remerciements:

Ce travail a été effectué sous la direction de M^r A.Boubakeur et M^r M.Lebid. Qu'il nous soit permis de leur exprimer nos sentiments de gratitude pour le soutien qu'ils nous ont apporté dans ce travail et la bienveillance qu'ils n'ont cessé de manifester à notre égard.

Nous remercions très vivement tous ceux qu'ils nous ont fait l'honneur de participer à ce jury.

Nous exprimons notre reconnaissance à M^{lle} A.Hamimi avec qui nous avons eu tant de discussions enrichissantes.

Nos remerciements vont également à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à l'aboutissement de cette étude: Belkacem.S
Abdellah.B,...

Sommaire:

INTRODUCTION.....1

Chapitre I

HUILES MINÉRALES ISOLANTES POUR TRANSFORMATEURS

I.1 TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE

I.1.1 Définitions..... 3
I.1.2 Principaux éléments d'un transformateur..... 4
I.1.3 Localisation des pertes d'un transformateur..... 4
I.1.4 Rôle des diélectriques liquides dans les transformateurs..... 4
I.1.5 Évolution de l'isolation du transformateur de puissance..... 6

I.2 HUILES MINÉRALES ISOLANTES

I.2.1 Origine et composition..... 7
I.2.2 Classification des huiles minérales..... 8
I.2.3 Caractéristiques des huiles minérales..... 8
 I.2.3.1 Caractéristiques électriques
 I.2.3.2 Caractéristiques d'étude
 I.2.3.3 Caractéristiques de service
 I.2.3.4 Sécurité d'emploi
I.2.4 Évolution des caractéristiques des huiles minérales en service..... 19
 I.2.4.1 Acidité
 I.2.4.2 Rigidité diélectrique
 I.2.4.3 ...Pertes diélectriques (tg)
 I.2.4.4 Autres caractéristiques

Chapitre II

CLAQUAGE DES DIÉLECTRIQUES LIQUIDES

II.1 Introduction..... 21
II.2 Mécanisme de claquage..... 21
II.2.1 Mécanisme électronique..... 21
 II.2.1.1 Origine des porteurs de charges

II.2.1.2 Avalanche électronique dans les liquides	
II.2.2 Mécanisme de claquage avec phase gazeuse.....	24
II.2.2.1 Mécanisme thermique	
II.2.2.2 Mécanisme de cavitation	
II.2.2.3 Rôle des bulles dans le claquage	
II.2.3 Mécanisme de claquage par pont.....	26
II.2.3.1 Origine des particules	
II.2.3.2 Teneur des particules	
II.2.3.3 Rôle des particules dans le claquage	
II.2.4 Longues décharges dans les liquides.....	28
II.3 Facteurs influants sur la rigidité diélectrique des liquides.....	29

Chapitre III

ANALYSE DES GAZ DISSOUS PAR CHROMATOGRAPHIE EN PHASE GAZEUSE

III.1 GÉNÉRALITÉS SUR LA CHROMATOGRAPHIE EN PHASE GAZEUSE

III.1.1 Introduction.....	33
III.1.2 Objectif fondamental de la chromatographie.....	33
III.1.3 Principe général de la méthode.....	33
III.1.4 Principaux constituant d'un chromatographe usuel.....	35
III.1.4.1 colonne	
III.1.4.2 Gaz vecteur	
III.1.4.3 Détecteur	
III.1.5. Les grandeurs élémentaires de la chromatographie.....	37
III.1.5.1 Temps de rétention t_r	
III.1.5.2 Volume de rétention	
III.1.6 Identification: Analyse qualitative et quantitative.....	39

III.2 ANALYSE DES GAZ DISSOUS DANS L'HUILE ET MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS

III.2.1 Introduction.....	40
III.2.2 . Production de gaz et défaut interne d'un transformateur.....	41
III.2.3 Procédures d'analyse par les gaz dissous dans l'huile.....	44
III.2.3.1 Échantillonnage de l'huile	
III.2.3.2 Extraction des gaz dissous dans l'huile	
III.2.3.3 Analyse des gaz extraits de l'huile	

III.2.4 Méthode de base recommandée pour l'interprétation des analyses de gaz.....	46
III.2.4.1 Gaz produits par l'huile	
III.2.4.2 Concentration significatives en gaz dissous	
III.2.4.3 Identification des défauts grâce aux rapports de concentrations de gaz dissous dans l'huile	
III.2.4.4 Dégradation de l'isolation cellulosique	
VII.2.5 Matériel pour analyser les gaz dissous dans l'huile.....	50

Chapitre IV

TECHNIQUES EXPÉRIMENTALES

IV.1 Introduction.....	51
IV.2 étapes de la régénération.....	51
IV.2.1 Traitement à l'acide.....	51
IV.2.2 Décantation.....	53
IV.2.3 Attaque à la terre.....	53
IV.2.4 Décantation.....	54
IV.2.5 Filtration et dégazage sous vide	54
V.3 Essais diélectriques.....	54
IV.3.1 Mesure de facteur de pertes dielectriques et la permittivité.....	54
IV.3.2 Permittivité relative.....	55
IV.3.3 Mesure de la rigidité diélectrique.....	56
V.3.3.1 Spintermètre à huile	
V.3.3.2 Principe de mesure...	
IV.4 Essais physico-chimiques.....	57
IV.4.1 Viscosité.....	57
IV.4.1.1 Viscosimètre	
IV.4.1.2 Principe de mesure	
IV.4.2 Couleur.....	57
IV.4.3 Acidité.....	58
IV.4.4 Teneur en eau.....	58
IV.5 Analyse des gaz dissous (DGA) par chromatographie en phase gazeuse.....	59
IV.5.1 Introduction.....	59

IV.5.2 principe de mesure.....	59
IV.5.3 Analyse des chromatogrammes.....	60
IV.5.3.1 Analyse qualitative	
IV.5.3.2 Analyse quantitative	

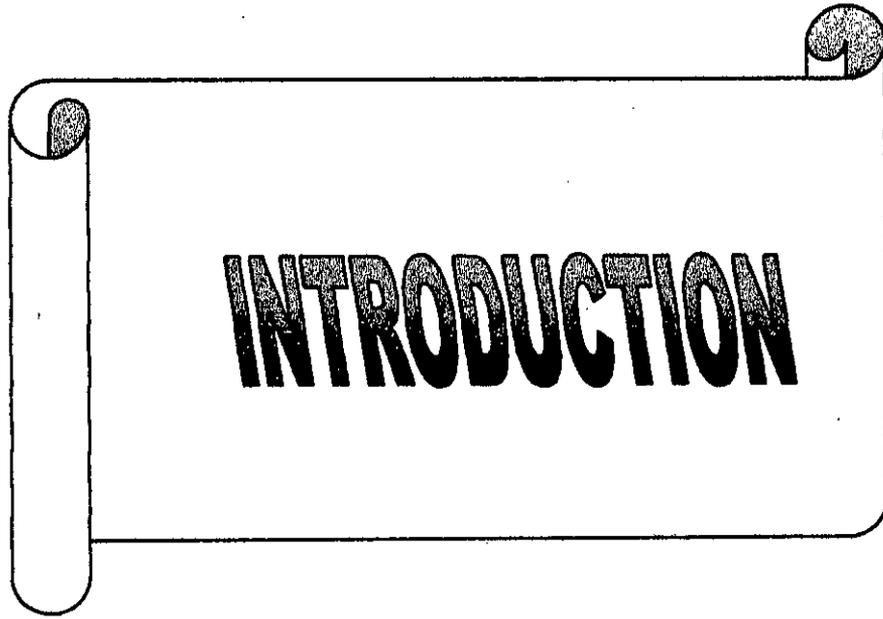
Chapitre V

RÉSULTATS ET INTERPRÉTATIONS

V.1 Essais diélectriques.....	63
V.1.1 Facteur de dissipation diélectrique($\text{tg}\delta$).....	63
V.1.2 Permittivité.....	66
V.1.3 Rigidité diélectrique.....	69
V.2 Essais physico-chimiques.....	72
V.2.1 Viscosité.....	72
V.2.2 Couleur.....	76
V.2.3 Couleur.....	77
V.2.4 Teneur en eau.....	78
V.3 Analyse des gaz dissous par chromatographie en phase gazeuse.....	79
V.3.1 Calcul des concentrations de gaz.....	79
V.3.1.1 Dans les étalons	
V.3.1.2 Dans l'huile	

<u>CONCLUSIONS GÉNÉRALES.....</u>	93
--	-----------

BIBLIOGRAPHIE



INTRODUCTION

INTRODUCTION:

Évaluée en terme de risques, la nécessité de la surveillance des transformateurs n'est plus à démontrer. En effet, elle réduit les pertes de matériel et d'énergie.

Beaucoup d'essais et de techniques ont été développés pour effectuer cette surveillance. Chaque essai tend à être le plus utile à un certain stade du diagnostic d'un problème.

Les techniques actuelles les plus puissantes pour surveiller l'état d'un transformateur en service sont fondées sur les analyses de l'huile : analyse des propriétés de l'huile, des gaz dissous et des produits de dissociation et de rupture de la cellulose.

La variété et la complexité des méthodes à mettre en œuvre, la difficulté d'interprétation ont conduit tout naturellement à hiérarchiser les opérations de surveillance en définissant différents niveaux d'interprétation et de décision.

La chromatographie en phase gazeuse fournit un moyen pratique d'analyser les gaz dissous et d'en déterminer les concentrations avec une bonne précision, même si ces concentrations ont de très faibles valeurs.

Les études effectuées ces dernières années ont permis d'établir des corrélations entre, d'une part la nature de la contrainte responsable de la dégradation (thermique ou électrique), la nature du phénomène physique par l'intermédiaire duquel cette dégradation se réalise, la nature des matériaux concernés et, d'autre part la nature et les proportions des différents gaz formés.

Lorsqu'un certain niveau de dégradation de l'huile est atteint, les marges de sécurité sont réduites et la question doit se poser du risque d'une défaillance prématurée. Bien que l'évaluation de ce risque soit très difficile, une première étape consiste à identifier les effets potentiels d'une dégradation accrue.

C'est dans ce contexte que nous allons, dans ce travail, présenter les résultats des investigations sur l'huile de transformateur, effectués au laboratoire Contrôle, Mesures et Essais de la SONELGAZ, XP, Hamma, Alger.

Chapitre I

***HUILES MINÉRALES ISOLANTES
POUR TRANSFORMATEURS***

I.1 TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE:

I.1.1 DÉFINITION :

Le transformateur est un appareil électromagnétique statique destiné à transformer un courant alternatif primaire en un autre courant secondaire de même fréquence ayant dans le cas général d'autres caractéristiques.

I.1.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS D'UN TRANSFORMATEUR :

Un transformateur se compose des parties principales suivantes [1]:

- a) Le noyau ;
- b) L'enroulement ;
- c) La cuve avec l'huile lorsque il s'agit d'un transformateur dans l'huile ;
- d) Les isolateurs de sortie.

A l'heure actuelle, les plus répandus sont les transformateurs dans l'huile dans lesquels la partie active, c à d le noyau avec les enroulements, est placée dans une cuve remplie d'huile. Le conservateur et le tube d'évacuation des gaz sont indiqués sur la Figure 1.

Le conservateur d'huile est un récipient en tôle installé au dessus du couvercle de la cuve et réuni par une tubulure avec cette dernière. Le niveau d'huile dans le conservateur d'huile doit être tel que la cuve soit toujours remplie d'huile.

Entre le conservateur et la cuve est installé un relais Buchholz (16 sur la Figure 1) qui signale tout accident dans le transformateur du réseau en cas d'avarie [2].

Le tube d'échappement est destiné à protéger la cuve contre les endommagements possibles en cas de court-circuit par suite de la formation de gaz dans la cuve et de l'accroissement brusque de la pression.

1.1.3 LOCALISATION DES PERTES DANS UN TRANSFORMATEUR :

Lors de son fonctionnement, un transformateur est le siège de pertes d'énergie, dont la plus grande partie est localisée dans deux éléments :

- a. Le circuit magnétique où elles sont causées par la variation de flux alternatif dans les tôles magnétiques, et dépendent de l'induction, c à d de la tension appliquée ;
- b. Les enroulements où elles sont dues, en grande partie, à l'effet Joule mais aussi aux courants de Foucault et dépendent du courant, c à d de la charge.

Pour réduire ses pertes, de nouveaux matériaux sont proposés [3].

1.1.4 RÔLE DES DIÉLECTRIQUES LIQUIDES DANS LES TRANSFORMATEURS:

Toutes les pertes ont pour conséquence un échauffement des éléments correspondant du transformateur, nécessitant la mise en œuvre de moyens de réfrigération. Ceci constitue la première fonction assignée aux diélectriques dans le transformateur, à savoir, le transfert de chaleur (refroidissement). La chaleur évacuée est véhiculée par circulation naturelle ou forcée (au moyen d'un équipement tel qu'une pompe ou un ventilateur) du diélectrique liquide, vers les dispositifs de refroidissement. Le transfert de chaleur de la partie active à l'air a lieu en deux étapes : de la partie active à l'huile, à l'intérieur de la cuve, de l'huile à l'air, dans le réfrigérant.

Un transfert de chaleur bien organisé permet d'éviter la formation de ponts chauds grâce à une circulation abondante et bien répartie, dont l'efficacité est influencée directement par la viscosité et la chaleur spécifique du diélectrique utilisé [4].

L'autre fonction essentielle des diélectriques est l'isolement. D'une manière générale, tout transformateur exige [5][6]: un isolement entre spires, un isolement entre couches ou entre bobines, un isolement entre les enroulements basse tension et la masse, un isolement entre les enroulements basse tension et entre les enroulements haute tension, et enfin, un isolement entre les enroulements haute tension et la masse.

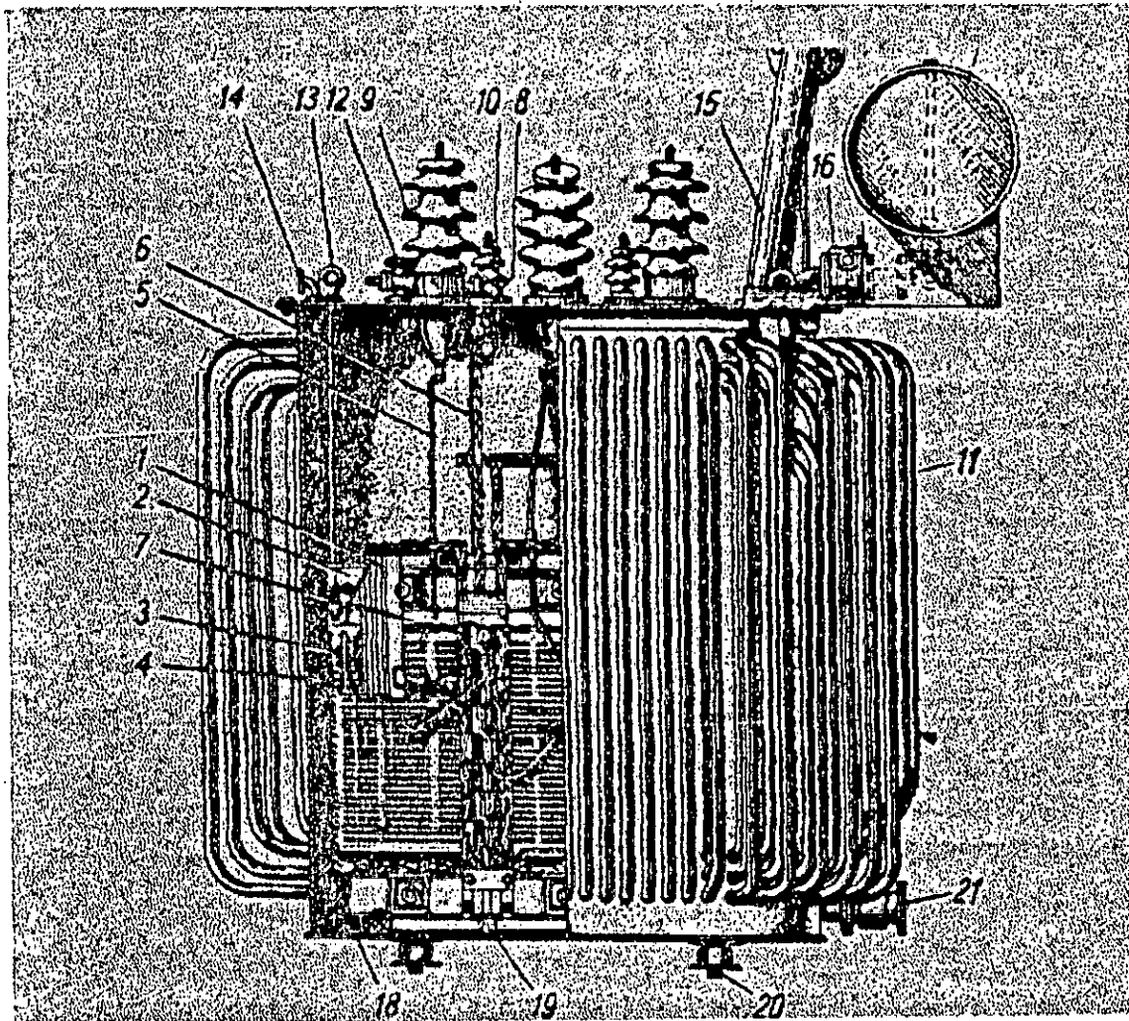


Figure 1: Transformateur à cuve à radiateurs :

1- circuit magnétique feuilleté ; 2- poutrelles en U serrant la culasse ; 3- enroulement basse tension ; 4- enroulement basse tension ; 5- prise HT ; 6- prises BT ; 7- commutateur triple de prises de réglage de l'enroulement HT ; 8- commande du commutateur ; 9- isolateur HT ; isolateur BT ; 11- cuve à radiateurs ; 12- robinet pour le remplissage de l'huile ; 13- anneau de levage de la partie active ; 14- pipe pour la connexion de la pompe à vide ; 15- tuyau d'échappement ; 16- relais Bucholz ; 17- conservateur d'huile ; 18- équerre de butée sur le fond de la cuve ; 19- goujon vertical réunissant les poutrelles en U serrant les culasses ; 20- galet de roulement ; 21- robinet de vidange de l'huile.

Cet isolement est assuré soit par une couche solide (papier ou carton) imprégnée d'huile, soit par une isolation mixte : combinaison de lames de diélectrique liquide et de barrières d'isolants solides.

1.1.5 EVOLUTION DE L'ISOLATION DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE :

Les isolants électriques furent, à l'origine, des produits naturels non imprégnés qui, en contact direct avec l'air, s'oxydaient sans peine. Les transformateurs primitifs, les transformateurs industriels, réalisés dès 1884, étaient du type sec. Il fallut attendre 1891 pour que l'huile de pétrole soit utilisée à titre expérimental dans l'isolation de transformateurs triphasés. Devant la multiplication des réseaux de distribution d'énergie électrique et l'accroissement des puissances installées, les transformateurs dans l'air deviennent énormes. Pour réduire leur volume, l'emploi de l'huile minérale se généralisa dès 1905 [7].

Les papiers et les cartons sont des matériaux de choix pour l'isolation des transformateurs HT et MT. L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement les huiles minérales, leur confèrent une rigidité diélectrique remarquable. Dès le début du 20^e siècle, ils sont largement utilisés dans l'industrie électrique ; des produits très élaborés sont disponibles : papier parchemin ; papier à base de coton ; de lin ; de chanvre ou même d'amiante ; carton comprimé dénommé press-pahn ou press-board ; matériaux constitués d'une fibre vulcanisée. A partir de 1920, les papiers et cartons « Kraft », fabriqués à partir d'une pâte de bois par le procédé au sulfate, vont progressivement s'imposer.

Pour imprégner ces isolants solides, les huiles végétales (lin, coton), la paraffine, les huiles de résines ont cédé rapidement la place aux huiles minérales irremplaçables en haute tension. A partir de 1930, en moyenne tension, les polychlorobiphényles (PCB), qui se distinguent par leur bonne tenue au feu et leur permittivité relative élevée, remplacent partiellement les huiles minérales dans les transformateurs et les condensateurs. Cependant, leur emploi est interdit à partir de 30 Juin 1986 dans la CEE [8], ainsi qu'à travers le monde, y compris en Algérie [9], à cause de leur toxicité.

On s'efforce également d'améliorer les caractéristiques des papiers, et donc la tenue mécanique des bobinages, par une imprégnation avec une résine synthétique (phénol formaldéhyde, époxyde) suivie d'une polymérisation à chaud.

Pour augmenter la tenue thermique des isolants pour transformateurs, des papiers modifiés (Insuldur^R, Isocel^R, Permalex^R...), mais aussi des papiers fabriqués à partir d'une fibre synthétique, ont été mis au point.

Les constructeurs et les exploitants de matériels se sont efforcés, avec l'aide des producteurs de matériaux, de mettre au point des isolations qui répondent aux exigences suivantes :

- ne pas être la source d'un incendie ;
- posséder une faible vitesse de combustion, sans dégager trop de chaleur ;
- ne pas émettre de fumées opaques, corrosives et/ou toxiques

Ainsi dans le secteur des transformateurs, un premier produit a été proposé sous le nom d'Iralec (20% de terphényles+80%de trichlorobenzène) Pour diverses raisons, ce produit ne s'est pas imposé. Dans la même période, un nouveau composé était mis au point par PCUK et breveté vers 1978. Il s'agissait du tétrachlorobenzyltoluène ou Ugilec *T* commercialisé par la société Prodelec. Son introduction effective sur le marché date de 1983.

D'autres produits ont été également proposés ; on peut citer : le tétrachloroéthylène, le Formel, les liquides silicones, les RTEmp et les liquides esters (Midel & Reolec) [10].

I.2 HUILES MINÉRALES ISOLANTES:

I.2.1 ORIGINE ET COMPOSITION :

Les huiles minérales sont obtenues à partir de la distillation de pétroles sélectionnés (distillats), substance naturelles d'origine diverses (gaz légers, sulfure d'hydrogène, eau etc..). Elles ont, pendant longtemps été fabriquées à partir de bruts naphéniques; ce pendant, devant les craintes de raréfaction de ces bruts et devant leur origine très limitée, on utilise maintenant et concurremment, des bruts paraffiniques.

L'examen de la grande majorité des documents disponibles montre que ces deux familles d'huiles naphthéniques et paraffiniques ont des propriétés électriques très comparables [11].

I.2.2 CLASSIFICATION DES HUILES MINÉRALES :

La composition des huiles minérales reflète en général celle du distillat d'origine. Elles sont, en première approximation, paraffiniques ou naphthéniques, suivant que le rapport du nombre de carbones paraffiniques (C_p) au nombre de carbones naphthéniques (C_n) est supérieur ou inférieur à deux.

Les huiles en électrotechnique appartiennent à trois classes correspondant à leur comportement aux basses températures, défini par leur point d'écoulement et leur point d'éclair, qui gouvernent leur viscosité. Les huiles de la classe II (tableau 1) sont les plus répondues .

I.2.3 CARACTÉRISTIQUES DES HUILES MINÉRALES :

Les propriétés des liquides sont généralement divisés en propriétés physiques, chimiques et électriques. Cependant, certaines appartenant indifféremment à l'une ou l'autre de ces divisions, les propriétés chimiques relatives aux applications électriques étant limitées, et les propriétés électriques prépondérantes, ces propriétés seront divisées en caractéristiques électriques, caractéristiques d'étude, caractéristiques de service et autres caractéristiques.

I.2.3.1 Caractéristiques électriques :

Les caractéristiques électriques des liquides dépendent de leur formulation (composition, constitution moléculaire etc.) et de leurs conditions d'utilisation ou conditionnement (filtration, des hydratation etc..).

1. Permittivité :

La permittivité définit la possibilité, sous l'action du champ électrique, de libérer des charges. Elle résulte de diverses contributions de déplacements de charges [10].

La permittivité relative ϵ_r est définie comme le rapport ϵ/ϵ_0 de la permittivité absolue ϵ du liquide à celle du vide ($\epsilon_0 = (1/36.\pi) 10^{-9}$ F/m). La permittivité relative des huiles varie peu avec la fréquence.

Dans le cas des isolants solides imprégnés d'huile, la contrainte électrique la plus élevée est supportée par le milieu de permittivité la plus faible, c.à.d par l'huile minérale.

2. Conductivité et facteur de pertes diélectriques:

Si la permittivité est une caractéristique de constitution, la conductivité des liquides est une propriété de conditionnement.

Tout liquide isolant, soumis à une différence de potentiel, donne lieu à un courant de fuite caractérisant la conductivité électrique σ du fluide.

Aux faibles champs (≈ 10 kV/cm), la conduction présente généralement un caractère ohmique. Aux champs élevés, la conduction des isolants perd son caractère ohmique. Plusieurs théories rendent compte des courants élevés selon qu'ils sont contaminés ou non par des impuretés [10].

En pratique, pour mieux caractériser un diélectrique du point de vue pertes, il est usuel d'utiliser la tangente de l'angle de pertes $\text{tg}(\delta)$. C'est une fonction croissante de la température et dépend de la tension. Les valeurs les plus courantes, quelle que soit l'application, se situent autour de 10^{-3} .

Sachant que beaucoup de liquides isolants ont des dipôles dans leur structure moléculaire, la polarisation par orientation de dipôles a une importance particulière. En effet,

elle est la cause majeure des pertes par polarisation et est responsable de la dépendance fréquentielle de ϵ_r et $\text{tg}(\delta)$ [12].

3. Rigidité diélectrique :

a. *A fréquence industrielle* : C'est la valeur maximale du champs électrique que l'on peut appliquer à l'huile sans décharge. Comme la conductivité, la rigidité diélectrique à fréquence industrielle est une caractéristique du conditionnement du liquide mais elle l'est aussi de sa formulation.

b. *Au choc de foudre* : Il s'agit d'impulsions de tension normalisées à front raide. L'intérêt de connaître le comportement des liquides diélectriques au choc de foudre est double :

- d'une part, connaître les effets des tensions transitoires auxquelles ils sont soumis dans les matériels ;
- d'autre part, différencier les produits entre eux, puisque la valeur de la rigidité sous choc de foudre est fortement influencée par la nature chimique et la composition des liquides [13].

La tension de claquage au choc de foudre d'un liquide est caractérisée arbitrairement par deux valeurs \bar{U}_c^- et \bar{U}_c^+ , moyennes respectives de cinq claquages obtenus par une méthode spécifiée.

En général, et pour une distance entre pointe et sphère de 25 mm, les valeurs de \bar{U}_c^- varient entre 90 et 400 kV, elles sont caractéristiques du liquide étudié et ne font pas intervenir, compte tenu du temps de réponse des charges, les impuretés ; ce sont des caractéristiques de sélection. Les valeurs de \bar{U}_c^+ varient entre 65 kV et 160 kV.

L'examen des valeurs de \bar{U}_c^- et \bar{U}_c^+ d'un liquide permet de prévoir son comportement à la fréquence industrielle. L'expérience montre qu'une forte valeur de claquage en polarité négative associé à une faible valeur en polarité positive correspond à une faible rigidité diélectrique en champ alternatif [7].

c *Sous tension continue* : la rigidité des liquides, en champ non uniforme, varie avec la polarité; elle est plus élevée quand la polarité de l'électrode en forme de pointe est négative.

1.2.3.2 Caractéristiques d'étude :

1 Masse volumique et coefficient de dilatation volumique :

La masse volumique ρ_{θ} , exprimée en kilogrammes par mètre cube est le rapport d'une masse m de liquide à son volume v , mesuré à la température θ , elle est déterminé à 20 °C avec des densimètres étalonnés

La densité volumique à 20 °C se calcule à partir de la formule suivante :

$$\rho_{20} = \rho_{\theta} [1 + \alpha_v (\theta - 20)]$$

où :

ρ_{θ} : masse volumique à une température θ ;

α_v : coefficient moyen de dilatation volumique du liquide au voisinage de la température θ .

La plupart des liquides isolants ont une densité inférieure à 1, exceptés les hydrocarbures halogénés et les gaz rares liquéfiés.

La masse volumique d'un liquide est une indication de sa nature et peut être un moyen d'identification et de contrôle.

2 Capacité thermique massique à pression constante :

Elle croît avec la température et décroît avec la masse volumique :

$$C_p = (1684 - 3,39.\theta) / \sqrt{\rho_{15}} \quad [\text{J/kg.K}]$$

La capacité thermique massique et la masse volumique permettent de définir, en partie, la constante de temps thermique des matériels à pleine charge.

3 Conductivité thermique :

Elle exprime le flux thermique s'écoulant, en régime permanent, sous l'effet d'un gradient thermique entre deux isothermes du liquide. Elle décroît lorsque la température et la masse volumique augmentent. La valeur moyenne est :

$$\lambda = 0,14 \text{ W/(m.K)}$$

4 Viscosité :

La viscosité d'un fluide traduit les forces qu'opposent les molécules de ce fluide à une force tendant à les déplacer. C'est donc, la résistance au mouvement que manifestent tous les fluides [13].

La viscosité diminue avec la température et augmente avec la pression. L'expérience montre que, dans le cas d'une huile minérale, la viscosité double quand la pression passe de la pression atmosphérique à 350 bar.

L'indice de viscosité exprime la variation de la viscosité en fonction de la température. Les huiles pour transformateur ont un indice très bas ; ce qui permet une circulation plus facile, donc un refroidissement plus efficace.

5 Point d'écoulement :

Le point d'écoulement, température à laquelle les liquides se figent, est insuffisant pour évaluer les performances d'une huile à basse température. En particulier, dans les transformateurs avec circulation forcée, les notions de limites de pompabilité ou de filtrabilité présentent beaucoup plus intérêt que le point d'écoulement. Ainsi, la température pour

laquelle la viscosité permet le fonctionnement des pompes est de l'ordre de -25 °C à 35 °C pour des points d'écoulement de -45 °C .

Les huiles de points d'écoulement les plus bas sont obtenues à partir de coupes naphthéniques.

I.2.3.2 Caractéristiques de service :

1 Solubilité des gaz :

Tous les gaz se dissolvent plus au moins dans l'huile minérale, comme d'ailleurs dans les liquides. La plus grande valeur du volume de gaz qui peut être mis en solution à la saturation s'appelle coefficient de solubilité S. Il est défini comme étant le rapport du volume de gaz dissous au volume d'huile et est exprimé en pour-cent.

2 Solubilité de l'eau :

Les propriétés électriques des liquides sont affectées par leur teneur en eau. Cette dernière dépend de la température et de pression partielle d'eau dans l'atmosphère au dessus du liquide.

La teneur à saturation et à température ambiante est de l'ordre de 50 p.p.m pour les huiles minérales [14].

La solubilité de l'eau dans l'huile dépend de la composition chimique de celle-ci ; elle croit avec la concentration en hydrocarbures aromatiques.

Dans le cas d'une huile vieillie, les produits de dégradation augmentent la quantité d'eau qu'elle peut contenir.

3 Acidité et couleur :

Dans les huiles neuves, on ne constate pas de présence d'acides minéraux, mais celle d'acides organiques.

L'acidité d'une huile en service résulte des produits d'oxydation. Pour une huile neuve, l'acidité est de l'ordre de 0,005 [mg KOH/g] et atteint en fin de vie des valeurs de 0.5 [mg KOH/g] .

Corrélativement, la couleur de l'huile s'accroît, de claire (indice inférieur à 0.5) à jaune (indice 2.5) ,elle brunit (indice 5.5) pour devenir noire (indice 8) .Ce changement de couleur peut être l'indication d'une oxydation ,mais aussi de la mise en solution de pigments de matériaux incompatibles.

4 Teneur en soufre et en composés oxygénés:

Les composés organosoufrés laissés dans les huiles minérales correspondent à la nécessité de maintenir des hydrocarbures aromatiques pour donner aux huiles une bonne stabilité à l'oxydation .

Dans le cas d'huiles mal raffinées ,il peut rester des traces d'hétérocycles oxygénés .Ce sont des composés généralement instables qui initient les réactions d'oxydations et sont responsables de l'acidité initiale des huiles.

5 Stabilité à l'oxydation :

On désigne par oxydation ,un ensemble de réactions complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène dissout. La vitesse des réactions d'oxydation croît avec la température et la concentration en oxygène.

Les conséquences de l'oxydation de l'huile sur l'isolation sont :

- une mauvaise évacuation de la chaleur par augmentation de la viscosité ;
- une augmentation des pertes diélectriques et de la conductivité ;
- une corrosion des pièces métalliques ;
- une dégradation plus rapide de l'isolation cellulosique .

6 Stabilité thermique :

La stabilité thermique concerne généralement les matériaux en association avec l'huile, cependant ,la connaissance du comportement de l'huile seule présente de l'intérêt , dans le cas de points chauds hors bobinage.

L'oxygène joue un rôle prépondérant dans la décomposition thermique des huiles , pour des températures de 175 à 235°C.

Les huiles minérales sont stables jusqu'à des températures de 110 ou 120°C.

7 Stabilité électrique aux décharges partielles :

Sous l'action d'un champ électrique intense et par l'intermédiaire de décharges partielles dans des occlusions gazeuses qui se forment ou préexistent, les liquides se décomposent en donnant des gaz.

Deux méthodes (A et B) indiquent ,suivant les conditions d'essai ,si les isolants liquides sont des absorbeurs ou des émetteurs de gaz. Le comportement au gassing d'un isolant liquide est principalement fonction de sa composition chimique , mais, des variations de certains paramètres d'essai peuvent modifier les résultats de façon considérable. Ces deux méthodes diffèrent par leurs conditions d'essai.

La stabilité électrique, désignée sous le vocable gassing ,s'évalue par le coefficient de gassing G; G_A exprimé en millimètres cubes par minute dans la méthode B .G est positif ou négatif suivant qu'il y a désorption ou absorption de gaz [15].

Le comportement d'une huile minérale sous l'action de décharges électriques dépend de l'intensité d'ionisation, de la température et de la phase gazeuse concernées.

Les hydrocarbures aromatiques sont plus stables et fixent l'hydrogène. Leur présence contribue à accroître la stabilité électrique d'une huile.

Les stabilités thermiques aux décharges partielles des huiles minérales correspondent à de faibles énergies et dépendent de la composition de l'huile.

Dans le cas d'arcs électriques, et donc de températures très élevées (supérieure à 2000°C), il n'y a pas de liquides qui puissent résister. La nature des gaz formés et leurs proportions relatives permettent de caractériser la sévérité de la contrainte.

1.2.3.4 Sécurité d'emploi :

La sécurité d'emploi des liquides isolants concerne les risques d'incendies et d'explosions dont ils pourraient être la cause, la santé des individus et les risques pour l'environnement.

Le danger d'incendie repose sur des caractéristiques d'inflammabilité (point d'éclair, point de feu, température d'auto-inflammation) et certaines caractéristiques de combustion (indice d'oxygène, quantité de chaleur dégagée).

Le danger d'explosion est lié à la nature des gaz produits par décomposition des liquides sous arcs électriques et point chaud ; hydrogène, méthane et acétylène étant les principaux gaz concernés.

1 Point d'éclair et point de feu :

Le point d'éclair d'un liquide est la température minimale à laquelle il doit être porté pour que les vapeurs émises s'allument en présence d'une flamme, dans des conditions bien définies.

Le point de feu d'un liquide est la température minimale à laquelle il y a inflammation, puis combustion, pendant une durée minimale fixée. Le point de feu indique donc, si la combustion d'un liquide sera ou non entretenue. La différence entre ces deux points, en coupe ouverte, est de l'ordre de 10°C .

2 Température d'auto-inflammation :

La température d'auto-inflammation d'un liquide est la température minimale à laquelle se produit une combustion instantanée ; elle est très supérieure à celle du point d'éclair.

Alors que le point de feu caractérise les limites thermiques de service, la température d'auto-inflammation nous renseigne sur le comportement du liquide dans un incendie.

3 Caractéristiques de combustion :

Certains liquides, quoique dits peu inflammables, n'en brûlent pas moins, et leur comportement dans les matériels pris dans un incendie pose problème. Pour répondre à cette interrogation, les caractéristiques de combustion (indice limite d'oxygène, capacité thermique de combustion, dégagement de fumées) sont maintenant considérées associées en outre à la corrosivité des produits de combustion et à leur toxicité.

En particulier, le débit calorifique, associé au point de feu, permet d'établir une échelle de probabilité de propagation de feu sans avoir recours à d'autres propriétés telles que l'indice limite d'oxygène [16].

Tableau 1: Spécifications des huiles minérales (d'après NF C27 101)				
Caractéristiques		Classe (1)		
		I et IA	II et II A	III et IIIA
Viscosité Cinématique Que (2)	+40°C	≤ 16.5	≤ 11	≤ 3.5
	+20°C	(≤40)	(≤25)	(≤6)
	-15°C	≤800		
	-30°C		≤1800	
	-40°C			≤150
Point de feu en coupe ouverte (°C)		Non spécifié		
Point d'écoulement (°C)		≤-30	≤-45	≤-60
Aspect		Limpe et sans matières en suspension ni dépôts		
Masse volumique à 20°C (kg/m ³)		≤895		
Tension interfaciale à 25°C (Essais facultatif) (°C)		≥40.10 ⁻³		
Indice de neutralisation sur huile neuve (d'acidité) [(mg KOH/g)]		≤0.03		
Soufre corrosif		Non corrosif		
Teneur en eau (essais facultatif) (mg/kg)		(citernes: <30; fût: <40)		
Additifs antioxydants		Aucun pour les huiles non inhibées; type et concentration doivent être indiqués pour les huiles inhibées		
Stabilité à l'oxydation des huiles non inhibée				
Indice de neutralisation après essais d'acidité [mg KOH/g]		0.40		
Dépôt en masse %		0.10		
Tension de claquage				
À la livraison (kV)		≥30		
Huile traitée (kV)		≥70		
Facteur de pertes diélectriques(à90°C)		≤0.005		
(1) classe I,II,III huiles non inhibée classe IA, IIA, IIIA Huiles inhibées.				
(2) Les valeurs entre parenthèses correspondent à des essais facultatifs.				

Chapitre II

CLAQUAGE DES DIELECTRIQUES LIQUIDES

II INTRODUCTION

Une quantité très importante d'informations sur le claquage des diélectriques liquides a été accumulée depuis le début de siècle, mais les processus fondamentaux conduisant au claquage sont encore mal connus. Ceci est lié en grande partie au fait que la connaissance des propriétés physiques de l'état liquide est encore moins développée que dans les gaz et les solides.

En 1937, Von Hippel proposait d'adopter les résultats acquis dans le domaine de la disruption des gaz, pour la compréhension du claquage électrique dans la phase condensée [5]. C'est ainsi que 20 ans plus tard, Lewis [18] et Adamczewski [19] proposaient l'existence d'un processus d'ionisation du type (α) semblable à celui des gaz: théorie de claquage électronique basée sur les vibrations moléculaires et les électrons libres. Par la suite, Swan [20] postulait qu'une émission électronique et une multiplication de charges jouaient un rôle essentiel dans le processus de claquage des liquides.

Ce modèle présente un certain nombre d'insuffisances, en particulier son incapacité d'expliquer le fait que la tension de claquage dépend de la pression comme l'ont rapporté Kock [21], Kao et Highman [22]. Cette dépendance de la pression, suggère l'apparition d'un changement de phase durant le claquage.

Pour Watson et Sharbaut [23], le processus de claquage est dû à la formation d'une cavité (bulles) gazeuse par ébullition locale du liquide, au niveau d'aspérité sur la surface de la cathode. Des mécanismes de bulles ont été aussi proposés par Kao, Krasucki, Thomas,...

Plusieurs observations expérimentales sont en faveur de cette hypothèse [24].

II.2 MÉCANISME DE CLAQUAGE:

II.2.1 MÉCANISME ÉLECTRONIQUE:

Le mécanisme électronique est une extension aux liquides, du mécanisme de décharges dans les gaz. Ainsi la conduction dans les liquides, même sous champ intense (supérieur à

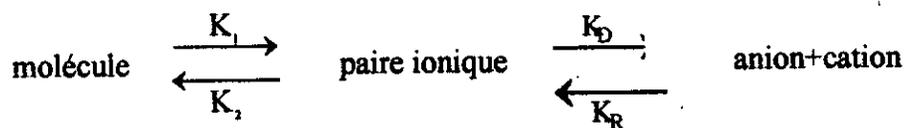
1mV/cm) est presque toujours assurée par des ions, de mobilité faible (inférieure à 10^{-3} /u.s), qui préexistent dans le milieu ou se créent aux interfaces. Cependant, son interprétation est restée longtemps qualitative et parfois erronée : par exemple, hypothèse d'une émission d'électron par la cathode, ou d'avalanches électroniques à des champs de quelques centaines de kV/cm.

La connaissance de la conduction des liquides c'est améliorée, quand les liquides polaires, tels que le nitrobenzène, ont été étudiés. L'aspect chimique des phénomènes de conduction et ses relations avec l'électrochimie furent alors les premiers compris. Plus tard, les notions de cinétiques électrochimiques furent appliquées avec succès aux liquides polaires et non polaires [25].

II.2.1.1 Origine des porteurs de charges:

a) Création en volume:

Une molécule neutre se dissocie en ions libres (monovalent) selon le processus suivant :



L'étape de formation de la paire ionique dépend de processus chimiques plus ou moins complexes.

Les constantes de vitesse K_1 et K_2 , indépendantes du champ électrique, ne sont pas calculables à l'aide de modèle simples. Par contre, la formation des paires d'ions résultant des interactions coulombienne K_r et de dissociation K_d de deux charges de signes opposés en interaction électrostatique peuvent être calculées.

L'application d'un champ électrique dans le liquide modifie les énergies d'interaction entre les ions dans le liquide. la théorie cinétique exacte du champ sur la dissociation des paires est due à Onsager [26]. Elle prévoit que K_d varie avec la valeur absolue du champ alors que K_r est indépendante du champ [27].

b) Création d'ions aux électrodes:

L'échange de charges à l'interface métal/liquide se produit soit par décharge des ions du liquide sur les électrodes, soit par création de nouveaux ions. La décharge d'ions cause la formation dans le liquide, d'une charge d'espace de signe opposé (hétérogène) à l'électrode voisines, alors que l'injection s'accompagne d'une charge d'espace de même signe (homocharge). L'échange de charges à l'électrode peut donc être caractérisé par la mesure du champ électrique près des électrodes.

La décharge des ions ne pose pas de problèmes, ni théorique car elle semble toujours se produire, ni pratique car elle élimine les ions de la solution. Par contre l'injection qui est responsable de l'accroissement très rapide de la conduction des liquides aux champs élevés, dépend beaucoup du système liquide-électrodes.

Plusieurs mécanismes de création d'ions peuvent être envisagés

- Injection d'électrodes par la cathode et capture des électrons: les liquides ne sont pas suffisamment purs dans leurs conditions d'utilisation, pour que leur conduction soit électronique et les électrons sont immédiatement piégés par des composés accepteurs d'électrons (O₂,...) [25];
 - Ionisation du liquide;
 - Réaction électrochimique.

II.2.1.2 Avalanche électronique dans les liquides:

La formation d'avalanches électroniques dans un liquide, susceptible de conduire au claquage (comme dans les gaz) a été très controversée. Plusieurs arguments sont en défaveur d'une telle hypothèse, dans la plupart des liquides:

- le libre parcours moyen l_m d'un électron est vraisemblablement de l'ordre des dimensions intermoléculaires (quelques dizaines de manomètres), donc très inférieur à celui d'un électron dans un gaz à pression atmosphérique;

- une pression de quelques bars a un effet remarquable sur l'apparition des streamers, d'autant plus que de telles pression sont incapables d'agir sur le libre parcours moyen des électrons dans les liquides, quasiment incompressibles [28].

II.2.2 MÉCANISME DE CLAQUAGE AVEC PHASE GAZEUSE:

Dans les liquides ultra-purs et en géométrie pointe-plan, sous tension continue, il a été observé, qu'à partir d'un certain seuil de tension, des bulles gazeuses se forment au voisinage de la pointe, puis sont violemment chassées vers le plan. Cette phase gazeuse résulterait soit de la vaporisation et de la nucléation des bulles, soit de la cavitation. Certains auteurs supposent que les cavités gazeuses existent a priori et considèrent uniquement la propagation de ces cavités [28].

II.2.2.1 Mécanisme thermique:

L'échauffement du liquide par effet Joule est susceptible de provoquer l'ébullition au voisinage d'une pointe ou d'aspérités, entraînant d'intenses renforcements du champ.

D'après Watson & Charbaugh, une bulle de vapeur est générée dans le liquide par une injection de courant, à partir d'aspérités sur la cathode. Ce courant serait limité par la charge d'espace.

Un modèle plus élaboré et tenant compte du régime transitoire a été proposé par Kao [29]. D'après cette auteur, si la densité de courant est suffisante pour ramener la température du liquide à son point d'ébullition, il y a claquage. Il proposa aussi d'autres façons de formation de bulles:

- à partir de poches de gaz près des électrodes;
- par une répulsion électrostatique des charges d'espace qui dépasseraient la tension superficielle;

- en raison d'une dissociation des molécules du liquide sous les chocs d'électrons émis par la cathode [10].

11.2.2.2 Mécanisme de cavitation:

La cavitation se manifeste lorsque la pression dans un liquide tombe (à température constante) au dessous de la pression du liquide.

Selon Krasucki [6], ces bulles seraient créées en des points de pression nulle. Une telle dépression est engendrée :

- par l'action directe du champ électrique provoquant l'électrostriction du liquide là où le champ est renforcé (sur les électrodes, sur des particules solides); d'où un possible décollement local du liquide;

- par la suite, des électrons et des ions peuvent être accélérés dans ces bulles ainsi que des avalanches locales conduisant au claquage.

11.2.2.3 Rôle des bulles dans le claquage:

En essayant de déterminer le rôle des bulles de gaz dans le claquage de l'huile de transformateur à des champs uniformes, Shône [30] constata que les bulles de gaz initialement sphériques étaient progressivement déformées en une éleptoïde de révolution dans la direction du champ le plus proche. Il en déduit que c'est la concentration des bulles qui provoque le claquage, contrairement à ce qui a été postulé par plusieurs auteurs, considérant l'élongation des bulles dans la direction du champ comme critère de rupture diélectrique.

Des observations expérimentales de l'élongation des bulles de gaz dans la direction du champ appliqué et leur désintégration en un nombre plus petit au fur et à mesure que le champ augmentait ont été rapportées par plusieurs chercheurs. Cependant tous ces derniers n'ont pas été unanimes en ce qui concerne la direction de la déformation. Tout dépend du modèle

considéré : (modèle de Kao, Garton-Krasucki, Tiniakov, Melcher et Taylor, Felici, Béréal) [31].

Les bulles se déplacent par diélectrophorèse ou électrophorèse [28]. La diélectrophorèse désigne un mouvement de matière (particules dans un fluide) résultant des effets de polarisation dans un champ électrique hétérogène; la particule n'a pas besoin d'être chargée (recouverte de charges réelles), il lui suffit d'être polarisée.

L'électrophorèse quant à elle concerne les mouvements des particules chargées. Comme la permittivité du milieu intérieur des bulles est plus petite que celle du liquide, le champ électrique est plus intense dans les bulles que dans le liquide. Ainsi des décharges partielles apparaîtraient à l'intérieur des bulles. L'effet thermique de ces décharges partielles augmenterait le volume des bulles.

La cause de l'apparition de la décharge disruptive peut être soit la formation d'un canal gazeux reliant les deux électrodes, où la décharge disruptive évoluerait similairement à l'amorçage dans les gaz, soit l'apparition d'avalanches électronique, dues au champ intense aux extrémités des bulles avant l'achèvement de la formation du canal gazeux.

II.2.3 MÉCANISME DE CLAQUAGE PAR PONT:

Dans les isolants liquides utilisé en technique, peuvent apparaître, en suspension, des impuretés de différentes natures (gouttelettes d'eau, particules solides isolantes ou conductrices,...). Ces impureté ont des origines diverses.

II.2.3.1 Origine des particules:

Du point de vue de leur origine, les particules de faible dimensions présentes dans les transformateurs peuvent être classées en trois catégories :

1. particules existant initialement dans l'huile de remplissage de la cuve;

considéré : (modèle de Kao, Garton-Krasucki, Tiniakov, Melcher et Taylor, Felici, Bérroual) [31].

Les bulles se déplacent par diélectrophorèse ou électrophorèse [28]. La diélectrophorèse désigne un mouvement de matière (particules dans un fluide) résultant des effets de polarisation dans un champ électrique hétérogène; la particule n'a pas besoin d'être chargée (recouverte de charges réelles), il lui suffit d'être polarisée.

L'électrophorèse quant à elle concerne les mouvements des particules chargées. Comme la permittivité du milieu intérieur des bulles est plus petite que celle du liquide, le champ électrique est plus intense dans les bulles que dans le liquide. Ainsi des décharges partielles apparaîtraient à l'intérieur des bulles. L'effet thermique de ces décharges partielles augmenterait le volume des bulles.

La cause de l'apparition de la décharge disruptive peut être soit la formation d'un canal gazeux reliant les deux électrodes, où la décharge disruptive évoluerait similairement à l'amorçage dans les gaz, soit l'apparition d'avalanches électronique, dues au champ intense aux extrémités des bulles avant l'achèvement de la formation du canal gazeux.

II.2.3 MÉCANISME DE CLAQUAGE PAR PONT:

Dans les isolants liquides utilisés en technique, peuvent apparaître, en suspension, des impuretés de différentes natures (gouttelettes d'eau, particules solides isolantes ou conductrices,...). Ces impuretés ont des origines diverses.

II.2.3.1 Origine des particules:

Du point de vue de leur origine, les particules de faible dimensions présentes dans les transformateurs peuvent être classées en trois catégories :

1. particules existant initialement dans l'huile de remplissage de la cuve;

2. particules qui apparaissent ensuite dans l'huile, provenant des éléments du transformateur, comme les enroulements, les circuit magnétique et autres parties solides, et qui s'étaient trouvées fixées sur ceux-ci lors des opération d'assemblage;
3. particules apparaissant durant le service.

Les particules existant dans l'huile neuve sont très fines et ne sont pas éliminées par les opérations de filtrage et de rinçage. Il peut s'agir d'impuretés du pétrole brut lui même, ou elles peuvent avoir été introduites durant les opérations de raffinage.

En ce qui concerne les particules introduites durant les opérations de fabrication et d'assemblage, elles comprennent des fibres de cellulose, des particules de résine, de métal (acier, aluminium, cuivre) et des poussières.

II.2.3.2 Teneur des particules:

D'après une analyse quantitative des particules recueillies en filtrant une huile de transformateur [32], 94% étaient combustibles (c.à.d. constitué de fibres de cellulose), le reste étant constitué de métaux ou de poussière. Durant le service, la teneur en particules, telles que fibres de cellulose poussières de métal et de résine, doit vraisemblablement augmenter lentement par suite de vieillissement des métaux et de l'usure due à la circulation forcée de l'huile pour le refroidissement. En outre, en cas de situation anormale, comme l'échauffement local ou l'existence de décharges partielles, la teneur en particules de carbone tend à augmenter.

IV.2.3.3 Rôle des particules dans le claquage:

La présence d'impuretés dans les liquides isolants conduit au renforcement local du champ électrique. La déformation du champ dépend de plusieurs paramètres comme :

- formes et dimensions des impuretés;
- intervalles et formes des électrodes;
- permittivité et conductivité des impuretés;

- concentrations des impuretés entre les électrodes;
- valeurs des charges libres existant à la surface des particules.

Le champ local est généralement déterminé en attribuant aux impuretés des géométries simples (sphères, ellipsoïdes).

a *Particules isolantes:*

Les particules isolantes, ayant la permittivité plus grande que celle du liquide, seraient attirées, sous l'action du champ, vers les régions de champ intense et elles formeraient des ponts entre les électrodes. La rupture dans ce cas serait le résultat soit de l'échauffement produit par effet Joule dans le pont qui est plus conducteur que le liquide, soit par la grande intensité locale du champ qui apparaît juste avant l'achèvement du pont.

b *Particules conductrices:*

Les particules conductrices peuvent se charger facilement au contact d'une électrode, et transporter leur charge sur l'autre électrode. Lorsque la distance entre la particule et l'électrode ayant le signe opposé est très petite, le champ est si élevé qu'une microdécharge s'amorçant entre la particule et l'électrode déclencherait la rupture.

La rupture diélectrique est en général précédée par des phénomènes impulsionnels appelés "prédisruptifs" ou "préclaquage".

II.2.4 LONGUES DÉCHARGES DANS LES LIQUIDES:

Dans un liquide, des intervalles de quelque centimètres sont considérés comme longs intervalles. Le mécanisme d'évolution des décharges pour de tels intervalles est similaire dans ses caractéristiques générales, à celui observé dans l'air pour des intervalles de l'ordre de quelques mètres. Ce mécanisme est appelé comme dans les gaz: mécanisme de streamer, leader.

L'étude des mécanismes de streamers n'a cessé de se développer ces dernières années [33]. De nombreux travaux ont porté sur la propagation des streamers dans des géométries divergentes. Il est généralement admis que quelles que soient la géométrie et la polarité des électrodes, le claquage est précédé d'une phase de préclaquage pouvant être elle-même séparée en deux:

- Une phase de génération où peuvent se manifester simultanément ou successivement des phénomènes de diverses nature (électrique, optique, hydraulique,...) caractérisé par un temps t_g dit de génération, pendant lequel apparaît ou voisinage d'une électrode, une perturbation revêtant la forme d'arborescence dénommée "streamer" dans la formulation anglaise.

- Une phase de propagation durant laquelle se développe la perturbation précédemment créée, cette phase a été de loin la plus étudiée et est caractérisée par un temps t_p dit de propagation.

les streamers sont caractérisés par leur indice de réfraction qui est différent de celui du liquide, ils produisent des courants et émettent de la lumière, de même que leur propagation est accompagnée d'ondes de choc quelles que soient leur vitesse.

II.3 FACTEURS INFLUANTS SUR LA RIGIDITÉ DIÉLECTRIQUE DES LIQUIDES:

A- Humidité:

La présence d'un peu d'humidité dans le liquide diminue considérablement la rigidité diélectrique de ce dernier (Figure 2). Une huile saturée en eau peut conduire à la formation de petites gouttelettes suite à des fluctuations de la température de l'huile . Ces gouttelettes très fines peuvent conduire à des émulsions eau-huile .

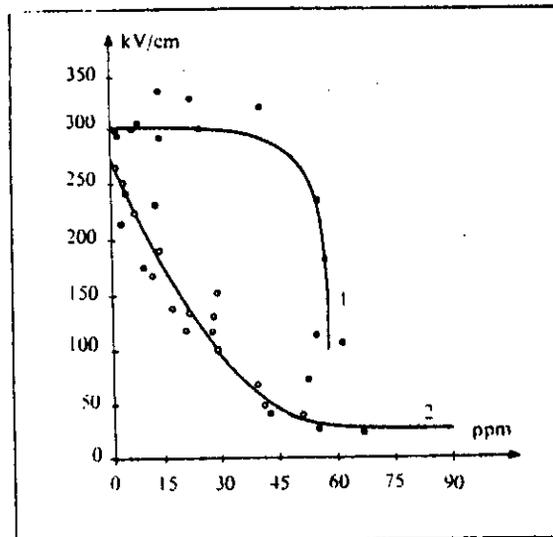


Fig. -2. — Rigidité diélectrique d'une huile minérale en fonction de la teneur en eau.
 1. Huile (état de livraison).
 2. Huile + $2,5 \cdot 10^{-3}$ % en poids de fibres de cellulose.
 (J. Schöber et W. Strittmater, 1963.)

B- Pression hydrostatique :

Il est connu depuis longtemps que la pression hydrostatique a un effet considérable sur la tension de claquage des diélectriques liquides ; celles-ci est d'autant plus élevée que la pression est accrue (Figure 3).

La tension de claquage croit de façon remarquable quand la pression augmente sans indication de saturation en polarité négative ; cette croissance est bien moins rapide et tendrait à disparaître en polarité positive [34] .

Cette forte dépendance de la pression en polarité négative indique que le mécanisme des bulles est dominant, sans pour autant exclure les mécanismes gazeux [33].

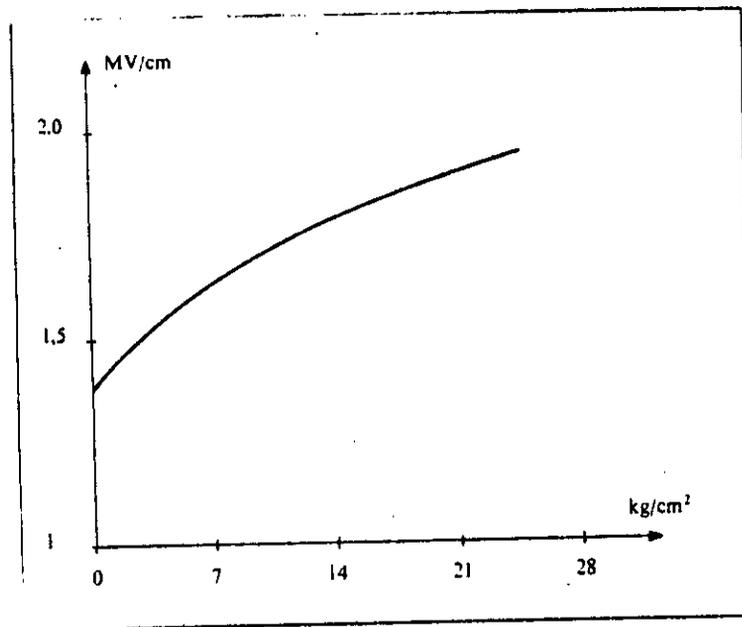


Fig -3. Influence de la pression hydrostatique sur la rigidité diélectrique de l'hexane (impulsion 4,5 μ /sec., $d = 200 \mu$ m, électrode 6,37 mm) (J. C. Kao, 1961).

C- Distance entre les électrodes:

En augmentant la distance entre les électrodes, la rigidité diélectrique du liquide diminue. lorsque la tension appliquée dépasse un certain niveau, l'effet couronne apparaît, engendrant une production d'ozone.

D- Température:

L'influence de la température est double. En augmentant la température la concentration du gaz et de l'humidité diminue dans le liquide. Cependant, les conditions pour avoir un amorçage thermoélectrique s'améliorent (Figure 4).

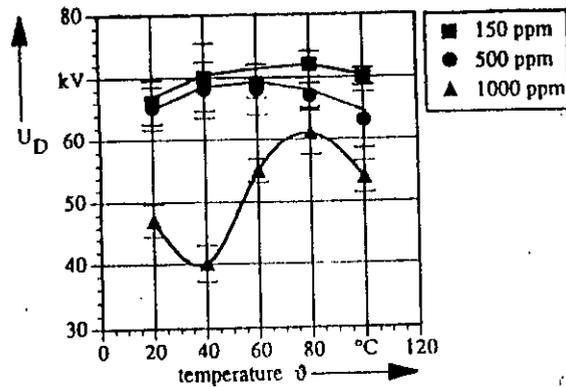


Fig. 4 Breakdown voltage U_D and standard deviation of ester fluid (MIDEL 7131) versus temperature with the parameter water content after aging condition: aged for 2000 h at 20°C with catalysts (3 g/l Al, Fe, Cu, Zn and oxygen)

E- Tension:

Le temps de montée de la tension, sa polarité, sa durée (Figure 5) et son amplitude affectent énormément la vitesse de propagation et la forme du streamer. Pour des niveaux de tension légèrement supérieurs à la tension de seuil d'apparition de streamer, plusieurs auteurs ont observé l'apparition de bulles gazeuses à la pointe qui se déplacent en diminuant de volume vers le plan.

La durée d'application de la tension influe sur l'aboutissement ou non de streamer au claquage.

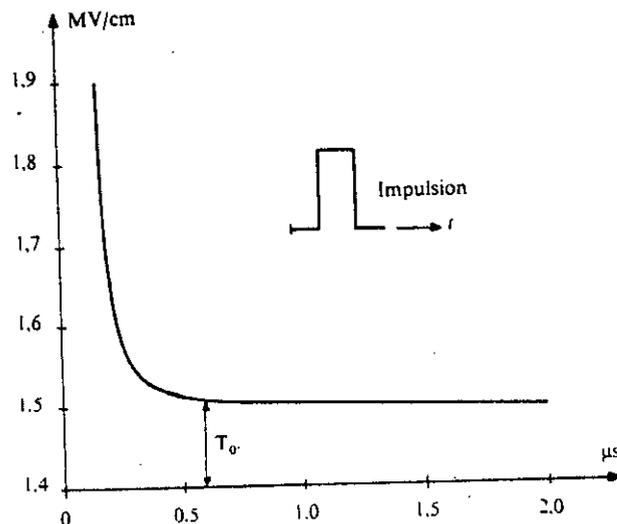


Fig. 5 — Rigidité diélectrique de l'hexane en fonction de la durée de l'impulsion de tension.

Chapitre III

***ANALYSE DES GAZ DISSOUS
PAR CHROMATOGRAPHIE EN
PHASE GAZEUSE***

III.1 GÉNÉRALITÉS SUR LA CHROMATOGRAPHIE EN PHASE GAZEUSE

III.1.1 INTRODUCTION :

C'est en 1906 que le botaniste russe TSWETT, a mis au point la première méthode physique de séparation des constituants d'un mélange, dite méthode de chromatographie. Depuis, son domaine s'est considérablement élargi s'étendant à présent aux mélanges les plus complexes [35].

En chromatographie, les échanges de matière ont lieu entre deux phases distinctes. La première est la phase stationnaire constituée par un lit fixe à grande surface spécifique, la seconde est la phase mobile constituée par un fluide qui traverse la phase stationnaire. Lorsque la phase mobile est un gaz ou une vapeur, la chromatographie porte le nom de chromatographie en phase gazeuse. Elle a connu l'un des plus spectaculaires développements, depuis qu'elle a vu le jour en 1952 avec les premiers résultats publiés par James et Martin. Elle a pris un essor considérable, notamment en 1960 et 1970, pour devenir l'une des méthodes les plus utilisées [36]. C'est de cette dernière exclusivement que nous parlerons dans la suite de ce travail.

III.1.2 OBJECTIF FONDAMENTAL DE LA CHROMATOGRAPHIE:

La chromatographie en phase gazeuse est une méthode de séparation des composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés par chauffage sans décomposition. Elle permet ainsi l'analyse de mélanges éventuellement très complexes dont les constituants peuvent différer d'une façon considérable par leur nature et leur volatilité [37].

III.1.3 PRINCIPE GÉNÉRAL DE LA MÉTHODE :

Le processus de séparation en chromatographie en phase gazeuse, basé sur la migration différentielle des constituants du mélange à analyser au travers d'un substrat choisi, se fait essentiellement dans la colonne représentée schématiquement par un tube rempli d'un solide

inerte à grande surface, imprégné d'un liquide de faible volatilité à la température d'utilisation, appelé solvant ou phase liquide stationnaire. La colonne est traversée par un gaz appelé gaz vecteur ou porteur représentant la phase mobile (figure.6).

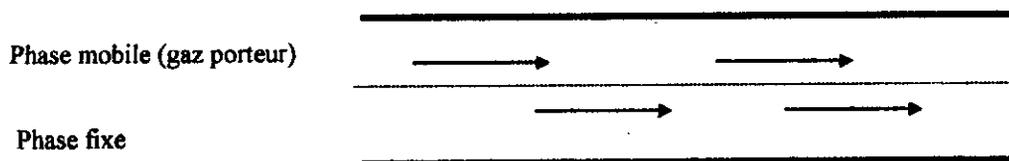


Figure.6: Schéma d'une colonne chromatographique.

On introduit l'échantillon dans la phase gazeuse et on le vaporise en choisissant une température convenable pour l'expérience. Au fur et à mesure que le gaz porteur se déplace au dessus de la phase liquide, l'échantillon se répartit entre le liquide et le gaz. Lorsque le gaz porteur, dépourvu maintenant de l'échantillon, continue à passer au dessus de la phase stationnaire qui a déjà dissous un peu de l'échantillon, ceci est redistribué entre les deux phases. De cette façon, la substance étudiée est transportée le long de la colonne de la phase stationnaire jusqu'à ce qu'au bout d'un certain temps, elle soit finalement éluée et sorte de la colonne, à nouveau contenue dans la phase mobile [38].

Au moyen d'un détecteur approprié qui est placé à la sortie de la colonne, on peut enregistrer un signal constant, appelé ligne de base, en présence du gaz porteur seul et conduit dans le temps à l'enregistrement d'un pic, au passage de chaque soluté séparé. Le temps de sortie de chaque pic, appelé généralement « temps de rétention », caractérise qualitativement la substance concernée. L'amplitude de ces pics ou encore l'aire limitée par ces pics et la prolongation de la ligne de base permet de mesurer la concentration de chaque soluté dans le mélange injecté, objectif fondamental de la chromatographie moderne [37].

III.1.4 PRINCIPAUX CONSTITUANTS D'UN CHROMATOGRAPHE USUEL:

III.1.4.1 Colonne:

La colonne de la chromatographie en phase gazeuse constitue véritablement le cerveau du chromatographe (Figure 6), car c'est d'elle que dépend le succès des séparations. C'est généralement, un tube sous forme hélicoïdale, plongé dans un thermostat soigneusement régulé (car le temps de rétention dépend considérablement de la température).

On distingue deux types de colonnes:

a) Colonnes à remplissage (fig.3) :

Contiennent un matériau granulé procurant une grande surface de contact avec la phase mobile. Ce remplissage est généralement un support inerte imprégné de phase stationnaire pour la chromatographie gaz liquide.

Support interne imprégné de liquide

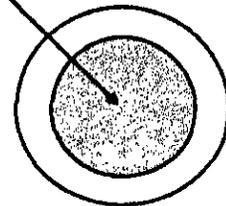


Fig.7: Coupe d'une colonne à remplissage.

b) Colonnes capillaires (fig.8):

Les colonnes capillaires offrent les moyens de séparation les plus efficaces ou les plus rapides.

Dans ces colonnes, la phase stationnaire est rapide sur la paroi interne du tube ou encore sur une fine couche poreuse déposée sur cette paroi, cette imprégnation étant réalisée par évaporation d'une solution.

Paroi interne à support imprégné

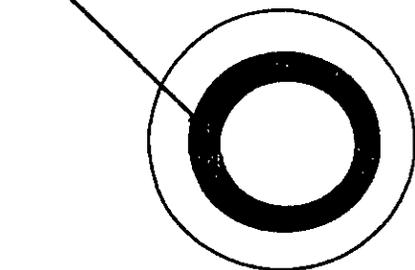


Fig.8: Coupe d'une colonne capillaire.

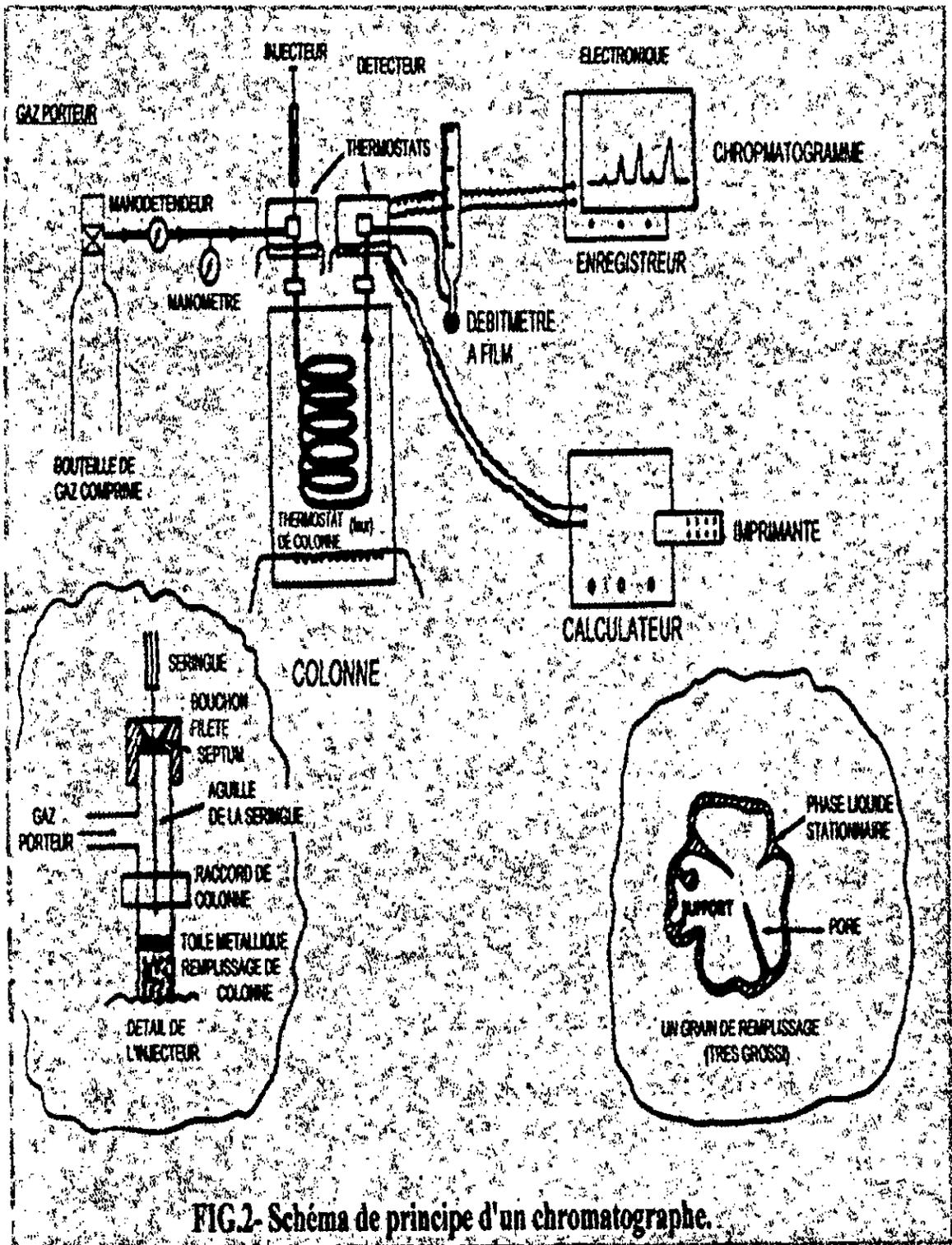


FIG.2- Schéma de principe d'un chromatographe.

III.1.4.2 Gaz vecteur:

Le gaz vecteur doit être pur et inerte, comme l'azote, hélium ou hydrogène, son choix est en grande partie lié au détecteur utilisé (hydrogène ou hélium avec catharomètre, etc.).

III.1.4.3 Détecteur:

Ce sont les appareils destinés à déterminer la répartition des gaz à la sortie de la colonne. Un détecteur doit posséder un certain nombre de qualités pour être utilisable (stabilité reproductibilité, fidélité, sensibilité,...)

III.1.5 LES GRANDEURS ÉLÉMENTAIRES DE LA CHROMATOGRAPHIE:

On présente ici dans un esprit tout à fait pratique, certaines définitions et symboles relatifs aux grandeurs élémentaires de la chromatographie.

III.5.1.1 Temps de rétention t_R (fig.9):

C'est le temps qui s'écoule entre l'injection du soluté et l'apparition du sommet du pic. Ce temps caractérise qualitativement la substance concernée.

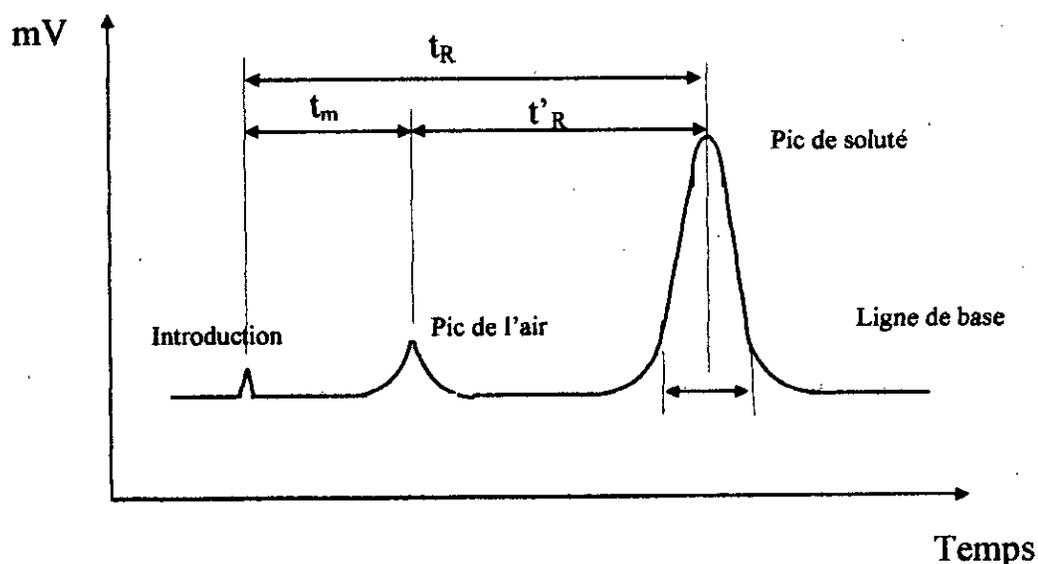


Fig.9 Grandeurs de rétentions brutes et réduites.

Cette définition de t_R est idéale et suppose que l'introduction du soluté se fait rigoureusement à l'entrée de la colonne et sa détection à la sortie de celle-ci, et que la vitesse linéaire U_x du gaz vecteur est la même en tout point de la colonne [6]. Ceci n'étant pas réalisé complètement, on le corrige en tenant compte:

- du temps mort t_m de la colonne, qui est exprimé par le temps de rétention de l'air.
 $t_R' = t_R - t_m$ t_R' : temps de rétention réduit.
- de la variation de la vitesse U_x du gaz vecteur qui est lié à la perte de charge et à la compressibilité du gaz vecteur caractérisée par le facteur de James: j ;

$$j = \frac{\left(\frac{P_e}{P_s}\right)^2 - 1}{\left(\frac{P_e}{P_s}\right) - 1} \quad ; \quad \begin{cases} P_e : \text{pression d'entrée} \\ P_s : \text{pression de sortie} \end{cases}$$

Le temps de rétention est lié à un coefficient de partage qui est défini par le rapport suivant:

$$K = \frac{\text{Quantité de soluté par unité de volume de phase stationnaire}}{\text{Quantité de soluté par unité de volume de phase mobile}}$$

III.1.5.2 Volume de rétention:

C'est la quantité de gaz vecteur écoulee dans la colonne entre l'entrée du soluté et sa sortie. Il est défini par:

$$V_R = t_R \cdot D_s \quad \text{où:}$$

D_s : Débit volumique de gaz vecteur.

On définit d'une manière analogue le volume de rétention réduit:

$$V_R' = t_R' \cdot D_s$$

III.1.6 IDENTIFICATION: ANALYSE QUALITATIVE ET QUANTITATIVE:

Les principes de séparation chromatographique montrent que les valeurs de rétention peuvent permettre d'identifier qualitativement les pics constituant le chromatogramme .

Une fois identifié, le chromatogramme du soluté sera analysé quantitativement grâce à la relation:

$$m_i = K_i \cdot A_i$$

qui relie la masse m du soluté « i » injecté à l'aire du pic A_i représentant ce soluté, en raison de l'allure gaussienne des courbes différentielles tracées sur l'enregistreur.

Il est donc nécessaire de

mesurer les aires des pics et de déterminer, pour chaque soluté, le coefficient de proportionnalité K_i .

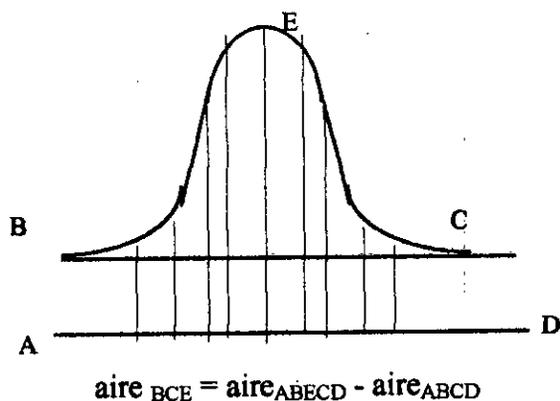


Fig.10 Mesure de l'aire des pics

La mesure de l'aire des pics (fig.7) peut se faire par les méthodes géométriques classiques, ou par intégrateur mécanique ou mieux, électrique.

III.2 ANALYSE DES GAZ DISSOUS (DGA) & MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS:

III.2.1 INTRODUCTION :

Les processus naturels de vieillissement dans les matériels électriques remplis d'huile forment des gaz mais il peut s'en produire beaucoup plus lors de défauts. Le fonctionnement en présence de défauts peut sérieusement endommager ces matériels ; il est alors important de pouvoir détecter ces défauts au tout début de leur apparition .

Si ces défauts ne sont pas importants ,les gaz formés se dissolvent dans l'huile et , par la suite, une proportion diffuse du liquide dans toute la phase gazeuse au-dessus du liquide. L'extraction des gaz dissous à partir d'un échantillon d'huile et la détermination de leur teneur et de leur composition sont les moyens de détecter de tels défauts. On peut alors , très souvent , à partir de la composition des gaz et de leur vitesse de formation , en déduire le type et la sévérité de tout type de défaut.

Dans le cas de défauts très importants, les gaz libérés traversent l'huile et sont recueillis au relais de protection (Buchholz) s'il y en a un et, en cas de nécessité, ces gaz peuvent être analysés pour déterminer le type de défaut qui les a créés. Au fur et à mesure du déplacement des bulles dans l'huile vers le relais de protection, la composition des gaz dans ces bulles varie [43].

L'analyse des gaz dissous dans l'huile est une méthode de diagnostic des transformateurs largement utilisées. Elle est efficace dans la prévention des accidents des transformateurs. Cependant, elle ne permet pas encore d'aboutir à une interprétation fiable des résultats dans le cas de faibles concentrations de gaz et ne donne pas d'informations sur l'évolution du défaut [44].

Le tableau (2) résume l'historique des méthodes de diagnostic et de protection se basant sur l'analyse des gaz [44] :

Période	Méthode appliquée
Fin des années 20	Développement du relais Buchholz
Au milieu des années 50	Analyse des gaz dans les relais Buchholz
Fin des années 50	Analyse des gaz dans l'huile, détermination des gaz dissous, détermination du type de défaut à partir du volume absolu du gaz
Début des années 70	Détermination du type de défaut à partir des rapports de concentrations des gaz
Au milieu des années 70	Tabulation des codes de défauts à partir des rapports des gaz : méthane/hydrogène, éthane/méthane, éthylène/éthane et éthylène/acétylène
Au milieu des années 80	Contrôle périodique des transformateur par le biais de mesures de concentrations des gaz

Tableau 2 : Historique des méthodes de diagnostic par analyse de gaz

III.2.2 PRODUCTION DE GAZ ET DÉFAUT INTERNE D'UN TRANSFORMATEUR:

Les gaz sont engendrés par la décomposition, due à la chaleur, d'huile ou de matériaux imprégnés d'huile, quand apparaissent dans le transformateur des défauts dus à un échauffement excessif de conducteurs ou de parties de défauts dus à un échauffement localisé, des décharges partielles ou un arc .La décomposition thermique de l'huile isolante commence au point d'ébullition ,aux environs de 400°C, et augmente avec la température. Tous les gaz produits par la décomposition sont solubles dans l'huile isolante [45]. Lorsque les gaz se forment lentement, ils se dissolvent entièrement dans l'huile et c'est pourquoi le relais Buchholz ne peut pas indiquer ce cas de formation de gaz .Les défauts typiques, qui provoquent de telles formations faibles de gaz, sont: échauffement local excessif de conducteurs ou de parties de noyau, faibles décharges dans les occlusions gazeuses à l'intérieur de l'isolation solide et d'autres types de décharges partielles.

Le cas particulier où le gaz se sépare dans le relais Buchholz et reste en équilibre avec le gaz dissout dans l'huile se manifeste sous deux formes :

- sursaturation de l'huile avec les gaz dissous, car la capacité d'absorption de l'huile est dépassée à cause de la formation de gaz de décomposition ;
- sursaturation presque complète de l'huile avec de l'air et conditions favorables pour la formation de germes de bulles.

Dire que l'huile isolante est saturée de gaz équivaut à la définition suivante : une huile isolante est saturée d'un mélange déterminé de gaz lorsque, la température restant constante, l'huile n'absorbe plus de ce mélange de gaz se trouvant au-dessus d'elle, sous une pression de 1 atmosphère [45].

Lorsqu'on extrait les gaz de l'huile, on constate que leur composition et celle des gaz accumulés dans le relais Buchholz ne sont aucunement les mêmes.

Mais si l'on détermine la contribution des différents gaz dissous à la saturation de l'huile (exprimé en pourcentage de saturation), on s'aperçoit que ces valeurs et les parts en volume des gaz correspondants dans le volume gazeux total dans le relais Buchholz sont numériquement égales (fig. 11).

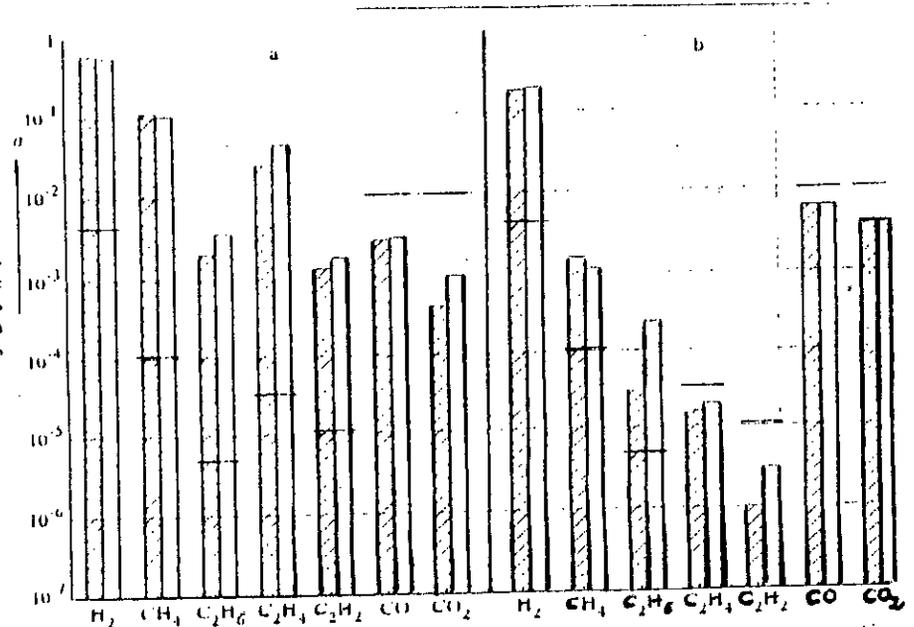


Fig 11 Gaz libéré dans le relais Buchholz et en équilibre avec le gaz dissous
 Concentrations en pressions partielles pour les gaz dans le relais Buchholz et en degrés de saturation pour les gaz dissous. Les valeurs limites selon le tableau I sont converties en degrés de saturation et représentées par des traits horizontaux.
 a: surchauffement local
 b: faibles décharges dans des occlusions

La solubilité des gaz dans l'huile est proportionnelle à la pression externe des gaz, et entre 20°C et 100°C, elle varie linéairement avec la température. elle est également affectée

par la viscosité. En effet, elle est plus grande pour les huiles à faible viscosité que pour les huiles à forte viscosité [46].

Le tableau (3) donne des exemples de coefficients de solubilité, pour des huiles minérales types [43] :

Gaz	a_i (20°C)
Hydrogène	0,04
Nitrogène	0,07
Monoxyde de carbone	0,10
Oxygène	0,13
Azote	0,09
Méthane	0,34
Dioxyde de carbone	0,93
Acétylène	1,00
Ethylène	1,47
Ethane	2,18

Tableau 3: Coefficients de solubilité des huiles minérales isolantes
20 °C et 1013 mbar.

Les données du tableau correspondent à des valeurs moyennes, obtenues sur des huiles pour transformateurs d'usage courant. Les valeurs réelles peuvent différer légèrement des chiffres donnés.

Note: Les coefficients de solubilité sont fonction de la température et de la masse volumique de l'huile.

Une libération de gaz est toujours l'état final apparaissant après un certain temps comme suite d'un défaut furtif non détecté. Dans tous les cas, le défaut doit être éliminé immédiatement pour éviter les endommagements dus aux bulles de gaz montantes, dans les zones d'isolation soumises à des contraintes élevées. Après la réparation, il faut absolument dégazer à fond la charge d'huile.

Généralement, il y a des relations mutuelles entre les types de défauts et les gaz produits. Le tableau (4) donne quelques résultats le montrant [47] [48].

Type de défaut	Principaux gaz émis par le défaut
Point chaud dans l'huile	H ₂ , CH ₄ [*] , C ₂ H ₄ [*] , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₆ [*] , C ₃ H ₈
Suréchauffement dans l'isolation solide	CO [*] , CO ₂ [*] , H ₂ , CH ₄ [*] , C ₂ H ₄ [*] , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₆ [*] , C ₃ H ₈
Arcs dans l'huile	H ₂ [*] , CH ₄ , C ₂ H ₂ [*] , C ₂ H ₄ , C ₃ H ₆
Arcs dans l'isolation solide	CO [*] , CO ₂ [*] , H ₂ [*] , CH ₄ , C ₂ H ₂ [*] , C ₂ H ₄ , C ₃ H ₆

(*) indique le principal gaz caractéristique.

Tableau 4 : Types de défauts et gaz caractéristiques.

L'interprétation des résultats n'est possible qu'en présence d'une grande concentration de gaz. Celle-ci résulte d'un petit défaut pendant une longue durée ou d'un défaut important pendant un court instant. Évidemment, les méthodes d'analyse des gaz dissous et libérés dans le relais Buchholz, étant intégrales, ne peuvent distinguer ces deux types de défauts [44].

III.2.3 PROCÉDURES D'ANALYSE PAR LES GAZ DISSOUS DANS L'HUILE :

La procédure d'analyse des gaz dissous comporte trois phases successives: l'échantillonnage de l'huile, l'extraction des gaz et leur analyse.

III.2.3.1 Échantillonnage de l'huile :

Il faut prélever et transporter l'échantillon de telle manière que les gaz dissous dans l'huile ne subissent aucune modification, ou bien seulement des modifications que l'on sache évaluer. Dans ce but, il est recommandé [43] d'utiliser des récipients opaques en verre ou en métal, étanches au vide. Mieux encore, la méthode de prélèvement par seringue convient quel que soit le mode de transport des échantillons.

La sélection des points de prélèvement des échantillons doit faire l'objet d'un soin particulier. Normalement, l'échantillon sera prélevé en un point où il est représentatif de l'ensemble du matériel et en dehors des points où des modifications de composition, comme celles qui sont dues à la cavitation de la pompe, peuvent exister. Cependant, il sera parfois nécessaire de prélever délibérément des échantillons là où il n'est pas évident qu'ils soient représentatifs (par exemple quand on essaie de localiser un défaut).

Il convient de prélever des échantillons lorsque le matériel est en fonctionnement normal ; cela est important pour déterminer la vitesse de formation des gaz.

III.2.3.2 Extraction des gaz dissous dans l'huile :

L'extraction des gaz dissous de l'huile à analyser peut être obtenue soit sous vide, soit par entraînement avec un gaz barbotant dans l'huile [46]. Cette dernière méthode est réalisée par barbotage du gaz vecteur lui-même dans un faible volume d'huile. Des volumes d'huile compris entre 0.25 ml et 5 ml ont généralement été employés.

Il est possible que l'on ne puisse pas atteindre les sensibilités et fidélités exigées pour l'analyse des hydrocarbures pendant les essais en usine, en utilisant moins de 5 ml d'huile. Des volumes d'huile plus importants (10ml) exigeraient des temps d'entraînement plus grands pour extraire les gaz dissous et conduiraient à des chromatogrammes inacceptables [49], à moins de concentrer les gaz extraits à l'aide d'un piège à froid [43].

III.2.3.3 Analyse des gaz extraits de l'huile :

L'expérience acquise avec l'analyse des gaz dissous (D.G.A), avant et après les essais diélectriques de courte durée, montre que, normalement, elle est moins sensible et précise que les méthodes électriques de détection de défauts diélectriques. Cependant, la (D.G.A) peut parfois être une source précieuse d'informations utiles sur un comportement anormal du matériel [50].

Plusieurs méthodes d'analyse des gaz sont proposées [46]. Cependant, la chromatographie en phase gazeuse fournit un moyen plus efficace d'analyser ces gaz et d'en déterminer les concentrations avec une bonne précision. Elle nécessite un appareillage plus élaboré et ne peut donc être utilisé qu'en laboratoire, mais elle fournit une analyse qualitative et quantitative complètes gaz.

Le résultat de l'analyse chromatographique quantitative des échantillons de gaz obtenus par une extraction complète des gaz dissous dans l'huile fournit automatiquement la composition des gaz dissous dans l'huile. Par contre, dans le cas d'une extraction partielle, il faut ramener le résultat de l'analyse quantitative à la composition initiale des gaz dissous dans l'huile.

Les gaz qu'il est nécessaire de doser pour décider de la nature et de la gravité du défaut leur ayant donné naissance sont [51] [52] : l'hydrogène (H_2), le mono et le dioxyde de carbone (CO et CO_2), les hydrocarbures légers de C_1 et C_3 , soit le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), l'acétylène (C_2H_2), le propane (C_3H_8), le propène (C_3H_6), le propadiène (C_3H_4), le propine (C_3H_4).

Il est en outre utile de connaître les concentrations en oxygène et azote, bien qu'il ne s'agisse pas là de gaz de dégradation.

III.2.4 MÉTHODE DE BASE RECOMMANDÉE [53] POUR L'INTERPRÉTATION DES ANALYSES DE GAZ :

III.2.4.1 Gaz produits par l'huile :

Le diagnostic de base est fondé sur la nature et sur les quantités relatives de gaz produits par la décomposition de l'huile au cours des différents défauts. Il faut garder à l'esprit que dans un grand transformateur, l'huile, soit seule, soit en tant qu'imprégnant, l'huile est présente pratiquement partout où peut se développer un défaut. Les gaz les plus significatifs, produits par la décomposition de l'huile, sont l'hydrogène, le méthane, l'éthane l'éthylène et l'acétylène.

III.2.4.2 Concentrations significatives en gaz dissous :

Avant d'appliquer une méthode de diagnostic, il est nécessaire de s'assurer que les concentrations de gaz mesurées sont significatives. Il faut répondre à deux questions :

1. Les valeurs mesurées sont-elles nettement plus grandes que celles limitant la sensibilité de la méthode d'analyse ?

2. Dans l'affirmative, les concentrations du gaz sont-elles assez élevées pour justifier un examen ultérieur afin de déterminer la présence ou non d'un défaut dans le transformateur ?

La réponse à la première question dépend de la méthode analytique et de l'appareillage.

Les critères d'interprétation donnés dans la C.E.I 599 [53] ne peuvent s'appliquer, à cause des faibles quantités de gaz formés pendant les essais en usine. Les seuils de détection exigés pour les essais en usine sont donnés dans le tableau (4) [50].

Gaz	Concentrations	
	$\mu\text{l} / \text{l}$	$\mu\text{mol} / \text{l}$
Hydrogène	2,0	0,080
hydrocarbures	0,1	0,004
Monoxyde de carbone	5,0	0,200
Dioxyde de carbone	10,0	0,400
Oxygène	50,0	2,100
Azote	50,0	2,100

Tableau 5 : Seuils de détection exigés pour les essais en usine.

Les critères de répétabilité exigés, dans le cas de faibles concentrations en gaz, tels qu'ils furent établis par un essai interlaboratoire, reposent sur la formule ci-après :

$$|A-B| < 2S + 0.5 \frac{(A+B)}{2} \quad \text{où :}$$

S : seuil de détection exigé ;

A et B : deux mesures indépendantes à comparer .

La réponse à la deuxième question se rapporte à la possibilité d'une présence de gaz dans un transformateur, en fonctionnement normal, en l'absence de défaut. Même dans un transformateur neuf ou nouvellement imprégné, des gaz présents en quantités suffisantes peuvent induire en erreur ; l'origine de ces gaz peut être :

- gaz formés au cours du processus de raffinage ;
- gaz formés au cours de réparations, par brasure, soudure, etc. ;
- gaz formés au cours du séchage et de l'imprégnation du transformateur en usine .la résolution de ce problème repose sur la détermination de la teneur initiale en gaz de l'huile de transformateur juste avant sa mise en service.

III.2.4.3 Identification des défauts grâce au rapports de concentrations des gaz dissous dans l'huile :

Le calcul des rapports de concentrations des gaz convient pour identifier des défauts. Les rapports utilisés dans la table d'identification des défauts sont :

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}, \frac{CH_4}{H_2}, \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Pour une distribution plus poussée, d'autres rapports peuvent être utilisés. Le tableau (5) [53]. fournit les différentes limites des rapports qui correspondent au vieillissement normal et aux différents types de défauts et qui permettent leur identification. Ce tableau codifie chaque gamme de valeurs pour les rapports des gaz caractéristiques ; des chiffres ont été attribués de telle sorte que le code (0 0 0) corresponde aux conditions de vieillissement normal.

Le tableau (6) [53] donne l'ordinogramme résumant les décisions à prendre après le prélèvement de routine d'un échantillon d'huile ainsi que les étapes à suivre après le diagnostic d'un défaut.

III.2.4.4 Dégradation de l'isolation cellulosique :

La dégradation des matériaux cellulosiques produit, d'une manière caractéristique, du dioxyde de carbone (CO_2) et du monoxyde de carbone (CO), ainsi que de plus petites quantités d'autres gaz. Le CO_2 et le CO sont produits aux températures normales de fonctionnement après un vieillissement normal de l'isolation. Du CO_2 atmosphérique peut également se dissoudre dans l'huile jusqu'à environ 300 ppm. Donc, lorsqu'on soupçonne qu'un défaut implique la cellulose, il faut tenir compte de la possibilité de présence de CO_2 et de CO en quantités relativement élevées et ce, avant l'apparition de défaut.

Dans le cas d'une dégradation thermique pure de la cellulose aux températures normales de fonctionnement, une analyse statistique de transformateurs exploités normalement donne un rapport moyen CO_2/CO de 7 avec toutefois une large dispersion des valeurs (écart type de 4). Quel que soit le mode de production de chaleur (point chaud, arc), la dégradation de la cellulose à haute température tend à augmenter la quantité relative de CO.

Les vitesses de production de CO_2 et de CO dépendent, cependant beaucoup de la disponibilité de l'oxygène, de la teneur en eau et de la température du défaut. Par conséquent, tous les cas où le rapport CO_2/CO est inférieur à 3 ou supérieur à 11 doivent être considérés comme des défauts avec dégradation de la cellulose.

En début de vie, dans les transformateurs scellés, les concentrations en CO_2 et CO sont faibles; le rapport CO_2/CO est généralement inférieur à 7; mais il augmente vraisemblablement au cours du vieillissement normal.

Lorsque l'état d'un transformateur est déterminé par l'analyse des gaz dus à des défauts, ce sont les vitesses de formation des gaz qui doivent être prises en considération comme base au lieu des concentrations.

La vitesse de formation des gaz est proportionnelle à l'intensité du défaut et elle est indépendante des paramètres de l'appareillage [54].

Il est cependant toujours très délicat de décider d'une intervention importante sur un appareil à la seule vue des résultats d'une D.G.A dans l'huile. Toutefois, cette prise de

décision est facilitée quand les informations apportées par l'analyse des gaz permettent de rattacher le cas présent à un ou à des cas déjà rencontrés [55].

III.2.5 MATERIEL POUR ANALYSER LES GAZ DISSOUS DANS L'HUILE :

L'analyse des gaz dissous dans l'huile implique généralement la prise d'un échantillon d'huile dans le transformateur, sur le site, l'extraction des gaz de l'huile, et leur analyse par un chromatographe en phase gazeuse dans un laboratoire.

Toutefois, on utilise, au Japon [48] un matériel automatique, lorsqu'on a besoin d'une analyse rapide sur le site.

Il y a deux types différents de matériels, l'un portable, l'autre fixe, que l'on peut utiliser rapidement et aisément sur le site.

Neuf sortes de gaz peuvent être analysés quantitativement et automatiquement après qu'on ait prélevé un échantillon d'huile dans le transformateur.

Le matériel se présente sous forme d'armoire que l'on peut mettre dehors, et comporte un système d'extraction des gaz, un chromatographe en phase gazeuse, un intégrateur numérique et un tableau de contrôle [47].

Chapitre IV

TECHNIQUES EXPERIMENTALES

IV.1 INTRODUCTION:

Les essais présentés dans ce mémoire ont été réalisés au DCME de la SONELGAZ, XP, Hamma (Alger).

Nous avons étudié certaines propriétés diélectriques et physico-chimiques de l'huile de transformateur utilisée par la SONELGAZ. Cette huile est commercialement appelée **BORACK 22**. Ces caractéristiques principales sont données en annexe (Annexe 1).

Nos essais ont été réalisés dans les trois cas de l'huile : neuve, usagée et régénérée.

L'huile usagée a les caractéristiques suivantes :

- Origine : Hassi Messaoud;
- Durée d'exploitation: 10 ans;
- Tension de service du transformateur: 220kV;
- Date de prélèvement: 4 mois.

L'huile régénérée a été obtenue selon le procédé acide terre. Nous présenterons ici son rôle et les principales étapes suivies pour l'obtenir.

IV.2 ÉTAPES DE LA RÉGÉNÉRATION:

Le procédé de régénération que nous avons choisi, est le procédé acide-terre, et ceci compte tenu des moyens techniques dont nous disposons. Ce procédé comprend habituellement les phases présentées sur le schéma (1):

IV.2.1 TRAITEMENT À L'ACIDE:

C'est l'une des étapes les plus importantes du procédé acide-terre. L'acide utilisé est l'acide sulfurique à 95% . Le traitement à l'aide de ce dernier conduit à la floculation des suspensions carbonées et à celles des produits oxydés.

La réaction d'attaque acide-huile est très rapide. Le changement qui se produit est visible à l'œil nu. En effet l'huile usagée qui est de couleur rouge-orange devient après l'ajout de l'acide sulfurique, après une simple agitation, noirâtre.

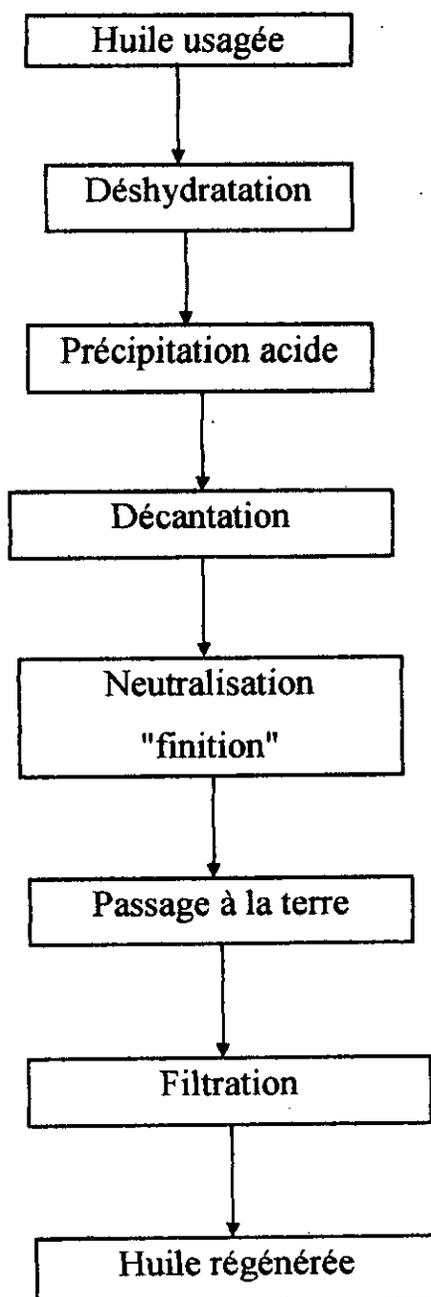


Schéma 1.: Procédé de régénération acide-terre

Dans notre cas, on a utilisé la quantité d'acide optimale déterminée par Labbaci [56] ; c'est à dire que le volume d'acide sulfurique (à 95%) est de 3%.

Les conditions opératoires sont les suivantes:

1. Température de contact : 25 °C ;
2. Volume d'huile : échantillons de 300ml,
3. Volume d'acide : 9ml pour 300 ml d'huile ;
4. Agitation continue à l'aide d'un barreau magnétique pendant 20mn.

IV.2.2 DÉCANTATION:

Le traitement acide pour les différents échantillons d'huile usagée est suivi d'une décantation de 48 heures. On obtient alors un dépôt de boues acides et une huile acidifiée.

IV.2.3 ATTAQUE À LA TERRE:

Parmi les agents adsorbants, les argiles montmorillonitiques ont la préférence pour le traitement des huiles, car elles sont réputées pour être susceptibles de donner, après activation, de bonnes terres décolorantes. De plus, elles sont moins coûteuses [57].

L'adsorbant de notre choix, est une argile de provenance de Maghnia qui a subit un traitement chimique. L'acide chlorhydrique est utilisé comme agent d'activation. La concentration de ce dernier est de 10% en masse.

Nous avons fait subir à la terre une déshydratation à une température de 120°C, ce qui permet l'élimination de l'eau de mouillage.

L'huile issue du traitement acide, est attaquée à la bentonite déshydratée dans les conditions suivantes [56] [58]:

- Échantillon d'huile: 300g ;
- Température optimale de contact terre-huile : 70°C ;
- Pourcentage terre/huile: 30% c.à.d. 90g pour 300g d'huile;
- Agitation continue pendant 20mn.

IV.2.4 DÉCANTATION:

On laisse le mélange terre-huile décanter une seconde fois pendant une durée de 48 heures, on obtient un dépôt de terre usée chargée et une huile décolorée.

IV.2.5 FILTRATION ET DÉGAZAGE SOUS VIDE:

Enfin, l'huile est filtrée, puis dégazée sous vide, afin d'éliminer toutes les petites particules en suspensions dans l'huile.

IV.3 ESSAIS DIELECTRIQUES :

IV.3.1 MESURE DU FACTEUR DE PERTES DIÉLECTRIQUES ET LA PERMITTIVITÉ :

Nous avons mesuré le facteur de pertes diélectriques « $\text{tg}\delta$ » et la permittivité relative « ϵ_r », à l'aide d'un pont de Schering TETEX 2801 selon la norme CEI 250 [59]. Il est basé sur le principe de pont de Weatestone. La cellule d'essai contenant l'échantillon d'huile est constituée de deux cylindres coaxiaux de distance inter-électrodes de 5mm.

Les mesures ont été effectuées sous une tension de 2 kV, 50Hz. La sensibilité du pont peut aller jusqu'à 10^{-6} .

IV.3.1.1 Principe de mesure :

A tension et à température choisies, on équilibre le pont en donnant des valeurs convenables à C_x et $\text{tg}\delta$ de telle sorte que le galvanomètre à spot lumineux affiche zéro. On lit alors $\text{tg}\delta$ et C_4 .

La valeur exacte de C_x s'obtient par la relation :

$$C_x[\text{pF}] = \frac{100}{C_4[\mu\text{F}]}$$

L'équilibre du pont est atteint lorsque :

$$\text{tg } \delta_x = \omega \cdot R_x \cdot C_x [\text{pC}]$$

$$C_x = (R_4/R_3) C_N$$

Donc : $\text{tg}\delta_x = \omega \cdot R_4 \cdot C_4$

IV.3.2 PERMITTIVITÉ RELATIVE :

La permittivité relative est le rapport de C_x d'un condensateur à la capacité C_0 du vide c.à.d :

$$\epsilon_r = \frac{C_x}{C_0}$$

Où : $C_0 = 58.82(\text{pF})$

Remarque :

Des résultats discordants sont généralement dus à la contamination résultant d'un prélèvement ou d'une manipulation incorrecte des échantillons d'huile ou d'un nettoyage incomplet des cellules d'essai.

IV.3.3 MESURE DE LA RIGIDITÉ DIÉLECTRIQUE :

IV.3.3.1 : Spintermètre à huile :

Le spintermètre utilisé se compose de deux sphères ou calottes polies en cuivre, de diamètre de 12.5 mm dont la distance inter électrodes est variable.

La tension appliquée U croît de la valeur zéro à la valeur d'apparition d'arc U_c , au rythme de 2 kV/s. Le spintermètre est calibré jusqu'à 60 kVeff.

IV.3.3.2 Principe de mesure :

La mesure de la tension de claquage a été effectuée conformément à la publication CEI 156 [60] à cela près que l'écart entre sphères étant de 1 mm. Nous avons choisi la distance inter électrodes égale à 1 mm parce que la plus part des résultats d'essais dépassaient, pour $d=2.5\text{mm}$, la tension maximale du spintermètre. La valeur de la rigidité diélectrique se calcule selon la norme UTE, à partir de la formule :

$$E(\text{kV/cm})=C \times U(\text{kV}) \quad \text{où :}$$

$E(\text{kV/cm})$: rigidité diélectrique de l'huile ;

C : constante donnée par la norme UTE et est égale à 10.5 pour une distance inter électrode de 1 mm.

$U(\text{kV})$: La tension disruptive indiquée.

Après la préparation de l'échantillon d'huile et de la cuve, on remplit la cuve d'huile jusqu'à ce que ses deux électrodes soient submergées. Cette opération s'effectue de façon à éviter l'apparition de bulles de gaz dans l'huile . L'huile est alors chauffée dans une étuve à une température allant de 25°C à 125°C.

REMARQUE :

Vu l'écart considérable entre les mesures, les normes exigent d'effectuer une séquence de six claquages sur un seul échantillon et la valeur moyenne des cinq dernières est considérée

comme tension de claquage. A noter que l'essai est repris après repos d'au moins deux minutes et agitation pour dégager les bulles de gaz formées après chaque rupture.

IV.4 ESSAIS PHYSICO-CHIMIQUES :

IV.4.1 VISCOSITÉ :

IV.4.1.1 Viscosimètre :

Il s'agit d'un viscosimètre ATPEM 14760 BRETTVILLE, à capillaires, en verre, étalonné et permettant de mesurer la viscosité cinématique avec une bonne fidélité, cette dernière est égale à 0.20% pour nos essais. Les capillaires en verre sont submergées dans un bain thermostaté contenant un liquide transparent. Le viscosimètre contient un système de chauffage dans la plage de température variant de la température ambiante jusqu'à 150°C[61].

IV.4.1.2 Principe de mesure :

La viscosité s'obtient par mesurage du temps d'écoulement par gravité d'un volume d'huile dans le viscosimètre à capillaire à une température contrôlée avec précision. La viscosité cinématique, v , est le produit de du temps d'écoulement, t , mesuré, par la constante, C , d'étalonnage du viscosimètre [62] c.à.d :

$$v=C \times t \quad \text{où :}$$

v : est en cSt,

t : est en secondes.

IV.4.2 COULEUR :

La couleur d'une huile isolante est déterminée en lumière transmise et exprimée par un indice obtenu par comparaison avec une série de couleurs des verres étalons. L'étalon de couleur correspondant ou celui dont la couleur est juste supérieure, est pris comme valeur de couleur.

L'appareil utilisé s'appelle colorimètre.

Les indices de couleur et leurs coordonnées chromatiques sont spécifiées dans les normes [63].

IV.4.3 ACIDITÉ :

La mesure de l'acidité a été réalisée par un procédé simple et chimique : la neutralisation.

L'acidité est exprimée en mg de KOH par g d'huile c.à.d : le nombre de mg d'une solution de Potasse alcoolique normalité 0,1, nécessaire pour neutraliser un gramme d'huile à essayer. Elle se calcule par l'équation suivante :

$$IA = \frac{V.N.56,1}{P} \quad \text{où :}$$

V : nombre de millimètres de KOH (0.1N) utilisé ;

N : molarité de la solution de KOH ;

P : Masse de l'échantillon d'huile exprimée en grammes.

IV.4.4 TENEUR EN EAU :

La teneur en eau est mesurée par un appareil numérique, celui-ci est branché à un tube contenant une solution chimique.

On injecte un volume d'huile dans ce tube d'essai et on introduit comme donnée, le volume d'huile injecté. Après quelques instants, l'appareil affiche la teneur en eau en p.p.m (en poids ou en volume) après spécification de la densité de l'huile.

IV.5 ANALYSE DES GAZ DISSOUS (DGA) PAR CHROMATOGRAPHIE EN PHASE GAZEUSE:

IV.5.1 .INTRODUCTION:

L'analyse par chromatographie en phase gazeuse des gaz dissous dans l'huile a été obtenue à partir de chromatographes de marque Girdel Les gaz dissous dans l'huile ne peuvent être séparés sur un même appareil.

Les principales caractéristiques de ces chromatographes sont les suivantes :

1^{er} chromatographe :

Il permet la détection des gaz suivants : N₂, O₂, CO₂, CO. La description de ce chromatographe [64] est donnée en annexe (Annexe 3).

La séparation des mélanges N₂, O₂, CO₂, CO a été envisagé sur deux colonnes en série. La première est remplie de Silicagel et maintenue à une température de 150°C, la deuxième est remplie d'un tamis moléculaire 13X. Le détecteur utilisé est un TCD (détecteur à conductivité thermique) et le gaz vecteur choisi est l'hélium

2^{ème} chromatographe : (Annexe 4)

La séparation des hydrocarbures C₁ à C₃ est réalisée sur une colonne remplie de Porapac T+S maintenue à une température 40°C. Le détecteur utilisé est un détecteur à ionisation de flamme (FID) [65].

3^{ème} chromatographe :(Annexe 2)

La séparation de l'hydrogène se fait sur une colonne remplie de tamis moléculaire 5A et maintenue à une température de 40°C. Le détecteur utilisé est un TCD. L'argon est choisi comme gaz vecteur.

A noter que l'hélium ne peut pas jouer le rôle de gaz vecteur pour la détection de l'hydrogène, parce qu'ils possèdent des conductivités thermiques voisines.

IV.5.2 PRINCIPE DE MESURE :

Il a été rapporté dans la partie théorique (Chapitre III).

IV.5.3 ANALYSE DES CHROMATOGRAMMES :

Il faut chercher les conditions expérimentales qui assurent une bonne séparation des pics. Deux types d'analyses sur les chromatogrammes peuvent intervenir :

IV.5.3.1 Analyse qualitative:

L'identification qualitative des chromatogrammes s'est faite par comparaison des grandeurs de rétentions de l'huile à des étalons de composition parfaitement connue.

IV.5.3.2 Analyse quantitative:

Une fois l'identification qualitative des différents composants dans l'échantillon d'huile est faite, on suit les étapes suivantes pour le calcul de leurs concentrations:

1. Mesure de l'aire des pics :

Nous avons utilisé une méthodes classiques pour le calcul des aires, à savoir la triangulation.

- **La triangulation:** On assimile le pic à un triangle en mesurant la largeur du pic à mi-hauteur et en calculant l'aire par la relation suivante :

$$A=H.\delta$$

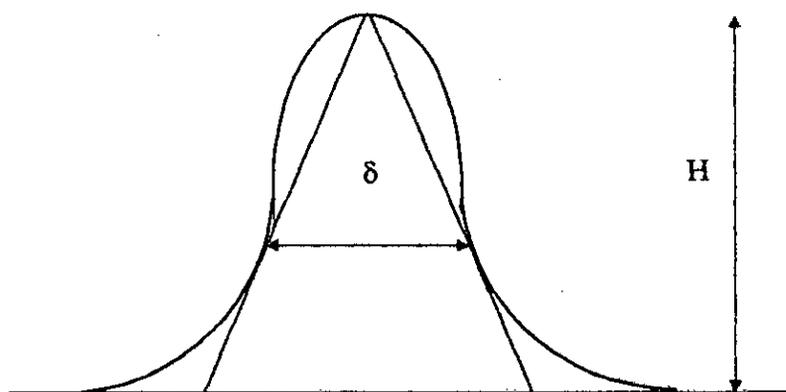


Figure IV.1: Méthode de la triangulation pour la mesure de l'aire des pics.

L'erreur commise par cette méthode est de 3% [39].

Pour avoir les aires réelles des pics, on multiplie par l'atténuation.

2. Calcul des coefficients de proportionnalité :

Il n'est pratiquement pas possible de calculer les coefficients de proportionnalités K_i donnés par la relation suivante :

$$K_i = \frac{m_i}{A_i}$$

par la mesure directe de l'aire des pics A_i enregistrée en introduisant une masse exacte, connue, d'un soluté dans l'injecteur. Les seringues d'injection ne permettent pas de repérer le volume d'échantillon avec une précision suffisante. On aura donc recours à des méthodes d'étalonnage qui font de la chromatographie quantitative un procédé relatif vis-à-vis de substances connues.

Pour cette fin, on a utilisé la méthode dite "étalonnage interne".

Étalonnage interne :

Dans cette méthode, on compare chacun des pics de soluté à évalué au pic d'étalon.

On peut écrire :
$$K_i = \frac{m_i}{A_i} = \frac{m_e}{A_e} \quad \text{où :}$$

K_i : est une constante;

m_i : est la masse du composé dans l'huile;

A_i : est l'aire du pic du soluté;

m_e : est la masse du composé dans l'étalon;

A_e : est l'aire du pic dans l'étalon.

Chapitre V

RESULTAS ET INTERPRETATIONS

V.1 ESSAIS DIELECTRIQUES:

V.1.1 FACTEUR DE DISSIPATION DIELECTRIQUE ($\text{tg}\delta$):

Des informations intéressantes peuvent être obtenues en mesurant le facteur de pertes en fonction de la température.

Dans le cas des trois types d'huile étudiées: neuve, usagée et régénérée, le facteur de pertes augmente en exponentiel en fonction de la température (figure.V.1). Ce résultat est similaire à celui obtenu par d'autres auteurs [56][58][10]. Pour mettre en évidence l'évolution exponentielle du facteur de pertes en fonction de la température, nous avons représenté cette évolution en échelle semi-logarithmique (figure.V.2).

L'augmentation expérimentale de $\text{tg}(\delta)$ avec la température, qui est une caractéristique du mécanisme de conduction ionique, est dû à la fois à la réduction de la viscosité (donc à l'augmentation de la mobilité des porteurs de charges) et à l'accroissement du nombre de porteurs de charges par dissociation thermique.

D'autre part, la conduction ionique et la polarisation sont l'origine des porteurs de charges qui engendrent des courants de fuite.

Les courbes de la figure (V.1) appellent d'autres remarques:

- L'huile neuve a un facteur de pertes élevé par rapport à la norme en vigueur (supérieur à 0.005 à 90°C) [59]. Donc, l'huile neuve utilisée était polluée par des particules conductrices ou polaires.
- A partir de 70°C, l'huile usagée marque un net écart par rapport à l'huile neuve et régénérée. Cela s'explique par la formation de produits d'oxydation accélérée par des températures élevées au cours de vieillissement, en plus des polluants extérieurs. Une nette séparation entre les trois courbes est obtenue aux hautes températures. D'où l'intérêt de la mesure de $\text{tg}\delta$ à 90°C [59].
- Aux températures élevées (supérieures à 110°C), on entend des micro décharges dans la cellule de mesure, ce qui annonce un claquage thermique.

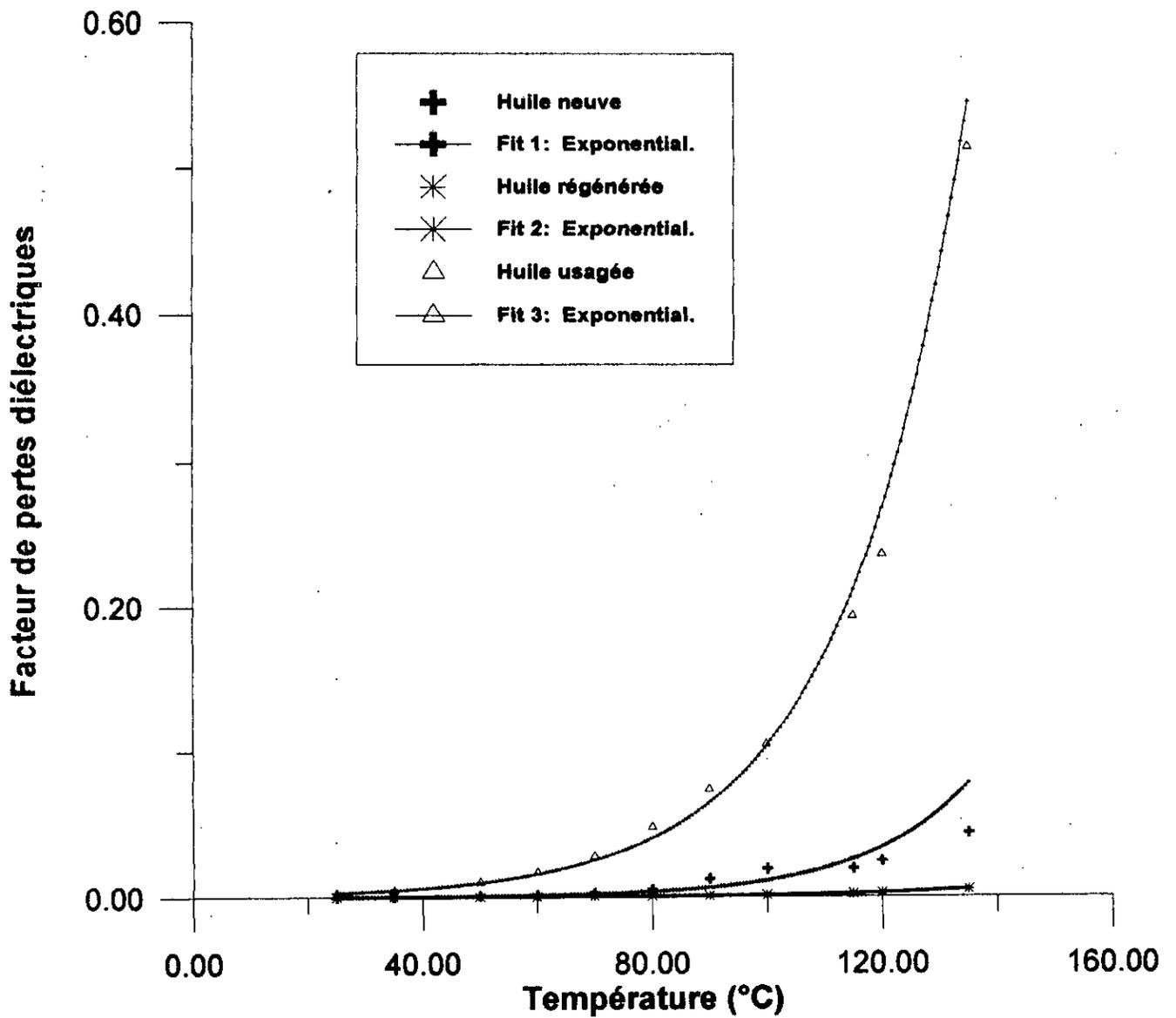


Fig (V.1).Variation du facteur de pertes en fonction de la température

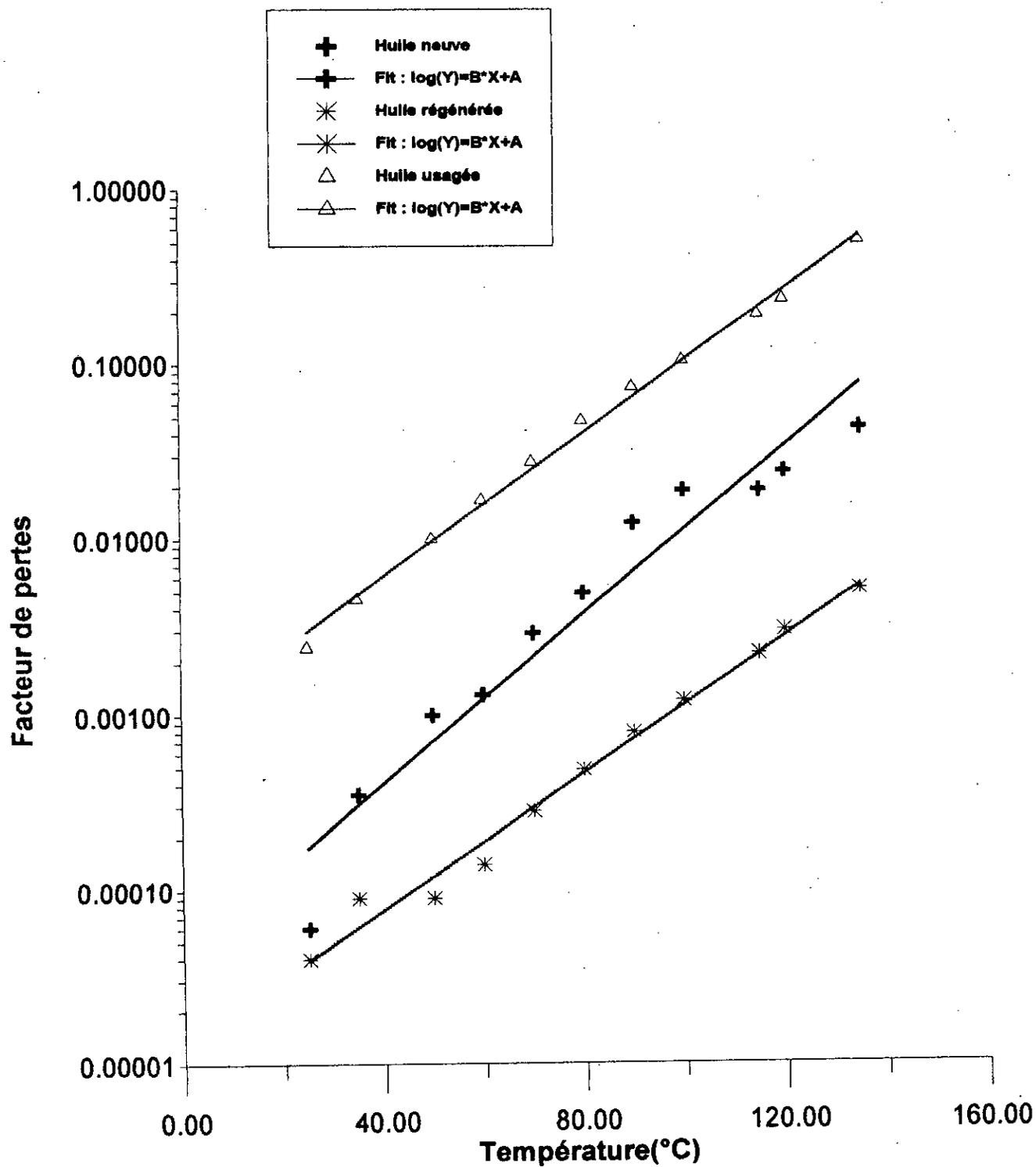


Figure V.2: Variation du facteur de pertes en fonction de la température

L'huile régénérée montre une très faible évolution en fonction de la température. En outre, sa valeur maximale enregistrée à 135°C n'excède pas la valeur requise pour l'huile neuve à 90°C. Ceci prouve l'efficacité due traitement à la bentonite activée.

Conclusions:

Les résultats expérimentaux obtenus montrent que:

- quelle que soit le type d'huile utilisée, la température agit de façon considérable sur le facteur de dissipation. Ce dernier est très sensible au vieillissement (cas de l'huile usagée), et à la pollution (cas de l'huile neuve et usagée).
- La régénération de l'huile usagée a donné une huile à un facteur de pertes très faible (inférieur à celui de l'huile neuve) et indépendant de la température, d'où l'intérêt de la régénération pour l'amélioration du facteur de pertes.
- A signaler toutes fois que, en dépit de l'insuffisance d'un seul critère pour l'évolution de l'état de l'huile, l'augmentation rapide de $tg\delta$ conduirait inévitablement à un claquage thermique.

M.1.2 PERMITTIVITE:

Les principaux résultats qui montrent les variations, en fonction de la température, de la permittivité relative de l'huile: neuve, usagée et régénérée, sont rapportés sur la (Figure V.3).

Les courbes des trois types d'huile, mettent en évidence une diminution de la permittivité relative en fonction de la température. La pente de diminution est pratiquement la même, elle correspond à une diminution de $\Delta\epsilon_r=0.01$ tout les 10 °C. Ce résultat correspond aux résultats d'investigations d'autres auteurs [58]. [66].

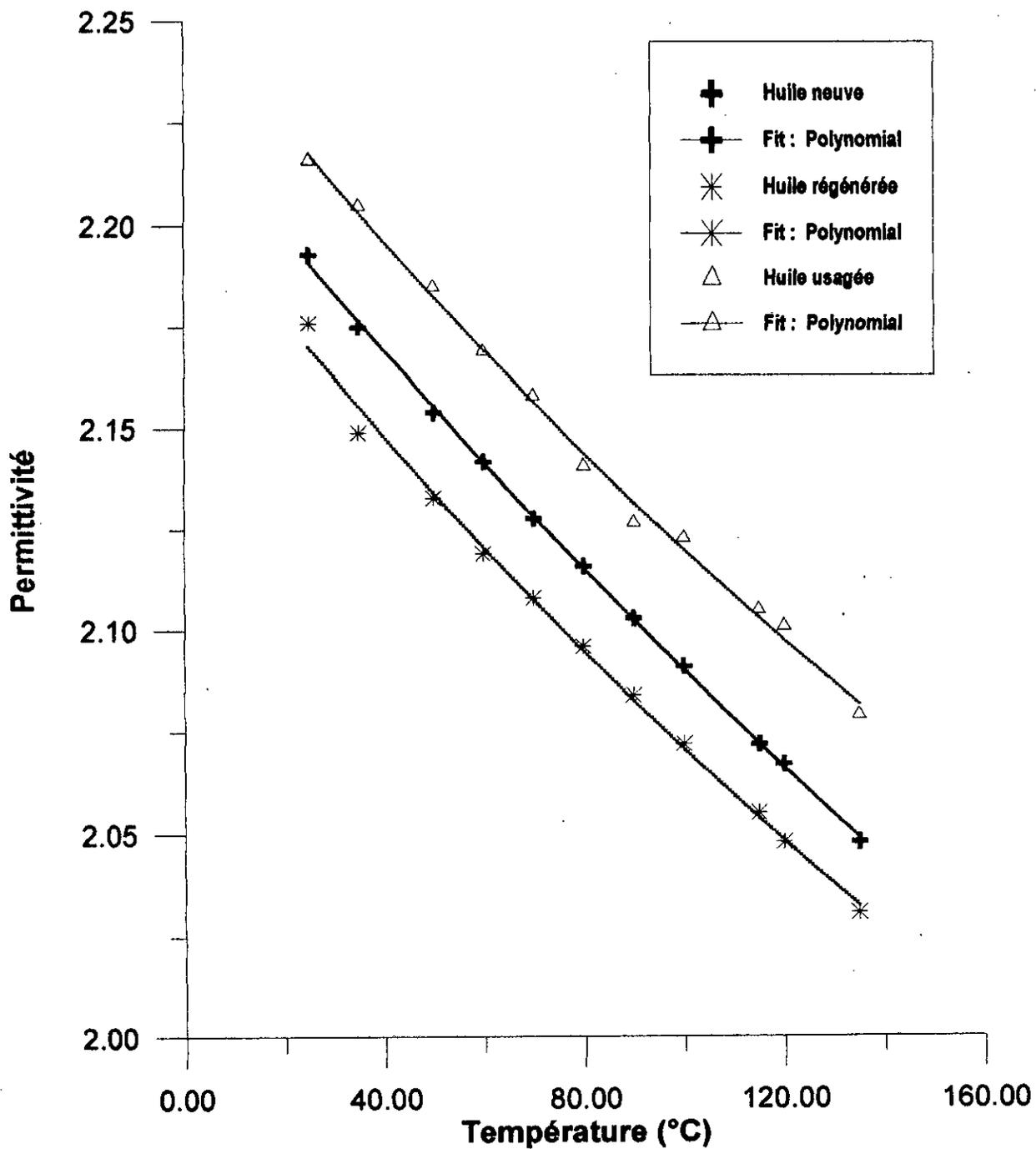


Fig (V.3). Variation de la permittivité en fonction de la température

La diminution de la permittivité relative s'explique par l'augmentation de la constante de recombinaison donnée par la formule de Langevin :

$$K_r = \left(\frac{K_+ + K_-}{\varepsilon} \right) e \quad [27] \quad \text{où:}$$

K_+ et K_- mobilités des ions positifs et négatifs et e : charge de l'électron.

D'après cette formule, K_r est proportionnelle à K_{\pm} (mobilité) pour une huile donnée. Or, la mobilité K augmente avec la température; d'où la variation de la permittivité relative en raison inverse de la température. Autrement dit, la diminution de la permittivité relative en fonction de la température est conséquence directe de la prédominance des phénomènes de recombinaison. Ces derniers croient avec la mobilité des porteurs de charges; donc avec la température.

Une relation importante liant la mobilité des porteurs de charges à la viscosité a été établie par Walden [27]:

$$K = \frac{c}{\nu} ; \quad c = \text{constante}$$

Cela sera vérifié lors de l'étude de la viscosité.

Il faut signaler que les faibles valeurs de la permittivité de l'huile obtenue à 90°C sont caractéristiques de l'huile minérale. En effet, les huiles minérales pour transformateur sont considérées comme liquides non polaires, c. à. d. qui ne possèdent pas de moments dipolaires permanents et dont la permittivité est inférieure à 2,5.

Les valeurs de la permittivité des trois types d'huile sont relativement égales. En effet, les variations relatives de la permittivité de l'huile usagée et régénérée par rapport à l'huile neuve sont respectivement 1.58% et 0.96%. Ces variations très faibles de la permittivité confirment que cette dernière est une caractéristique de constitution.

Toutefois, la permittivité de l'huile usagée est légèrement supérieure à celle de l'huile neuve à cause de la présence de produits polaires. Ceci est mis en évidence après régénération. En effet, le résultat obtenu montre une diminution de la permittivité de l'ordre de 2.54%.

L'influence de l'humidité sur les caractéristiques de l'huile neuve utilisée est prouvée, encore une fois, par la mesure de sa permittivité relative. Cette dernière montre que même

après régénération, la permittivité relative de l'huile neuve reste au dessus de celle de l'huile régénérée. L'interprétation de ce résultat nous est donné par la CEI 250 [59] qui stipule que la polarisation est augmentée par l'absorption de l'eau ou par la formation d'une pellicule d'eau à la surface du diélectrique, ce qui croît la permittivité de l'huile.

Conclusions:

- L'analyse des résultats obtenus nous amène à tirer les conclusions suivantes:
- La permittivité varie en raison inverse de la température.
 - La permittivité est une caractéristique de constitution, donc non affectée considérablement par le service.
 - L'effet de la régénération sur la permittivité se limite à l'élimination des produits polaires.

V.1.3 RIGIDITE DIELECTRIQUE:

La rigidité diélectrique est l'une des principales propriétés qui caractérise l'état de l'huile isolante. Aussi, nous avons jugé utile d'étudier sa variation en fonction de la température.

L'évolution de la rigidité diélectrique des trois types d'huiles: neuve, usagée et régénérée est présenté à la figure (V.4). Cette évolution est caractérisée par deux étapes distinctes:

- *Première étape:* la rigidité diélectrique de l'huile augmente avec l'augmentation de la température, et ce quel que soit la type d'huile. Cependant, les valeurs de la rigidité de l'huile usagée sont les plus faibles. Ceci correspond à ce qu'a obtenu d'autres auteurs [67] [68].
- L'augmentation de la rigidité en fonction de la température est due à la diminution de l'humidité et des gaz qui s'échappent après chaque claquage.
- *Deuxième étape:* la courbe des différentes huiles passent par un maximum dans un intervalle de températures compris entre 70°C et 95°C. Ceci correspond à la rigidité maximale de l'huile. Ensuite, la tendance est vers la décroissance.

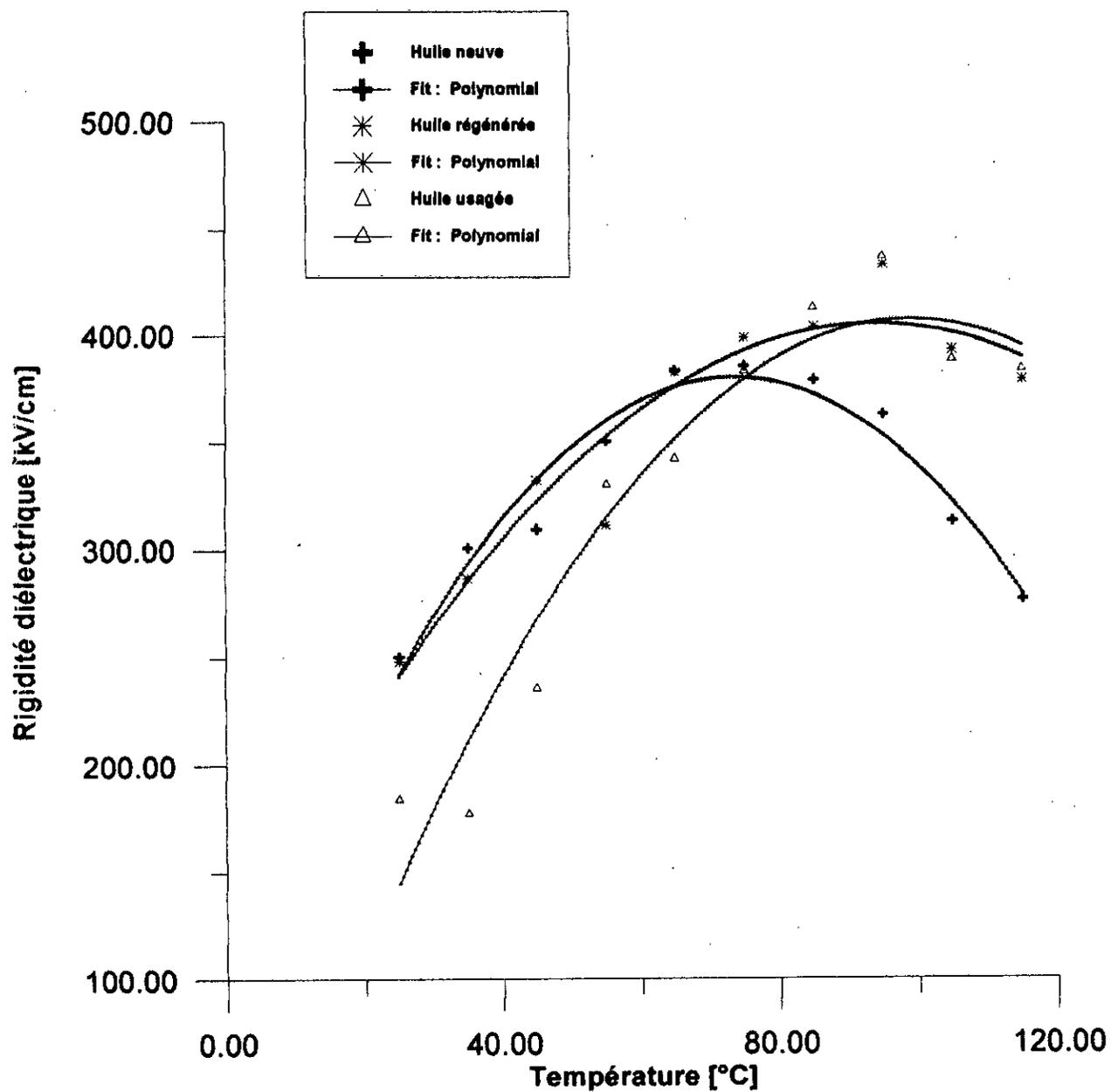


Fig. (V.4): Variation de la rigidité diélectrique en fonction de la température

En effet, en hautes températures, les conditions d'un claquage thermoélectrique s'améliorent (viscosité réduite, mobilité des porteurs de charges accrue).

La mesure de la tension de claquage de l'huile usagée à température ambiante et à distance inter-électrodes de 2.5 mm a donné une valeur moyenne de 45.2 kV_{eff}. Cette rigidité est élevée sachant que sa durée de service de cette huile est de 10 ans.

Nous remarquons en outre, que la régénération de l'huile usagée a amélioré sa rigidité dans un intervalle de températures compris entre 25°C et 70°C, alors qu'elle est restée sensiblement la même au delà de 70°C. Cela est le résultat de l'amélioration des caractéristiques de l'huile usagée après régénération, à savoir la teneur en eau qui est passée de 45.35 ppm à 4,65 et le facteur de pertes diélectrique qui a vu sa valeur chuter de 0.074 à 0.00079 à 90°C.

La similitude qui existe entre l'évolution de l'huile avant et après régénération découle du fait que le mécanisme prédominant en hautes températures est le mécanisme thermique, accéléré par la diminution de la viscosité.

La difficulté éventuelle à laquelle on peut s'attendre lors de la mesure des tensions de claquage est la dispersion des résultats de mesure. Pour caractériser cette dispersion, la CEI 156 [61] propose de calculer le rapport de l'écart type à la valeur moyenne de la tension de claquage (\bar{U}_c). La valeur trouvée sera comparée à une distribution du coefficient de variation en fonction de \bar{U}_c prise dans un intervalle de confiance de 0.25% à 97.5%.

Les coefficients de variation des huiles neuve, usagée et régénérée sont respectivement 0.13; 0.09 et 0.136 à 25°C et à une valeur moyenne de claquage égale à 20 kV. Ces valeurs appartiennent à l'intervalle correspondant à cette tension. Donc, la dispersion des résultats de mesure trouvés est acceptable.

Conclusions:

En s'entourant d'une certaine prudence, en raison du nombre limité d'échantillons d'huile sur lesquels ont porté les déterminations, on peut tirer les conclusions suivantes:

- La température a un effet double sur la rigidité diélectrique qui passe par un maximum aux alentours de 90°C.
- En l'absence des impuretés extérieures, la rigidité diélectrique de l'huile est peu affectée par le service.
- Aux hautes températures (supérieures à 90°C), le mécanisme du claquage thermoélectrique est prédominant.
- La régénération augmente la rigidité diélectrique de l'huile usagée pour des températures inférieures à 70°C.

V.2 ESSAIS PHYSICO-CHIMIQUES:

V.2.1 VISCOSITÉ

La viscosité cinématique de l'huile ν , est calculée au moyen de l'équation suivante :

$$\nu = c \times t$$

où : c est la constante des capillaires
 t est le temps d'écoulement, en secondes.

La viscosité dynamique η , est calculée à partir de la viscosité cinématique et la masse volumique de l'huile au moyen de l'équation:

$$\eta = \nu \cdot \rho \cdot 10^{-3}$$

La figure (V.5) montre la variation de la viscosité des huiles : neuve, usagée et régénérée en fonction de la température. Cette dernière varie de 40°C jusqu'à 130°C.

Quelque soit le type d'huile, l'abaissement de la viscosité est remarquable aussi bien à basse température qu'à haute température. Cette baisse est probablement due à une éventuelle

dégradation des molécules à longues chaînes hydrocarbonées responsables de l'augmentation de la viscosité, en molécules ayant des chaînes hydrocarbonées plus courtes. C'est donc un début de cracking catalytique. Autrement dit, la diminution de la viscosité est le résultat de la diminution des forces d'adhésion entre molécules, qui donne naissance à un fluide moins visqueux. A partir de 70°C on constate une convergence dans les valeurs de la viscosité des trois types d'huiles.

La linéarisation de la courbe de variation de la viscosité cinématique en fonction de la température est obtenue à partir de la fonction de Walther qui s'écrit:

$$W = a \cdot \log_{10} T + b = \log \log(v + 0.6) ; \text{ où :}$$

T : température absolue (°C+273), c.à.d en K;

V : viscosité cinématique à la température de l'huile..

0.6 : constante valable pour les viscosités supérieures à 1.5 cSt.

Les valeurs optimales de a et b sont calculées au moyen du logiciel de la régression multilinéaire.

La figure (V.6) illustre la courbe de Walther. Cette courbe permet de trouver la viscosité de l'huile à n'importe quelle température, connaissant seulement les valeurs de celle ci à deux températures quelconques.

IV.1.2 CONCLUSIONS :

Les résultats obtenus nous amènent aux conclusions suivantes :

1. La viscosité ne subit pratiquement aucune évolution en service.
2. L'huile usagée ne réacquière pas sa viscosité après régénération.
3. En hautes températures, l'huile tend vers une viscosité très faible.

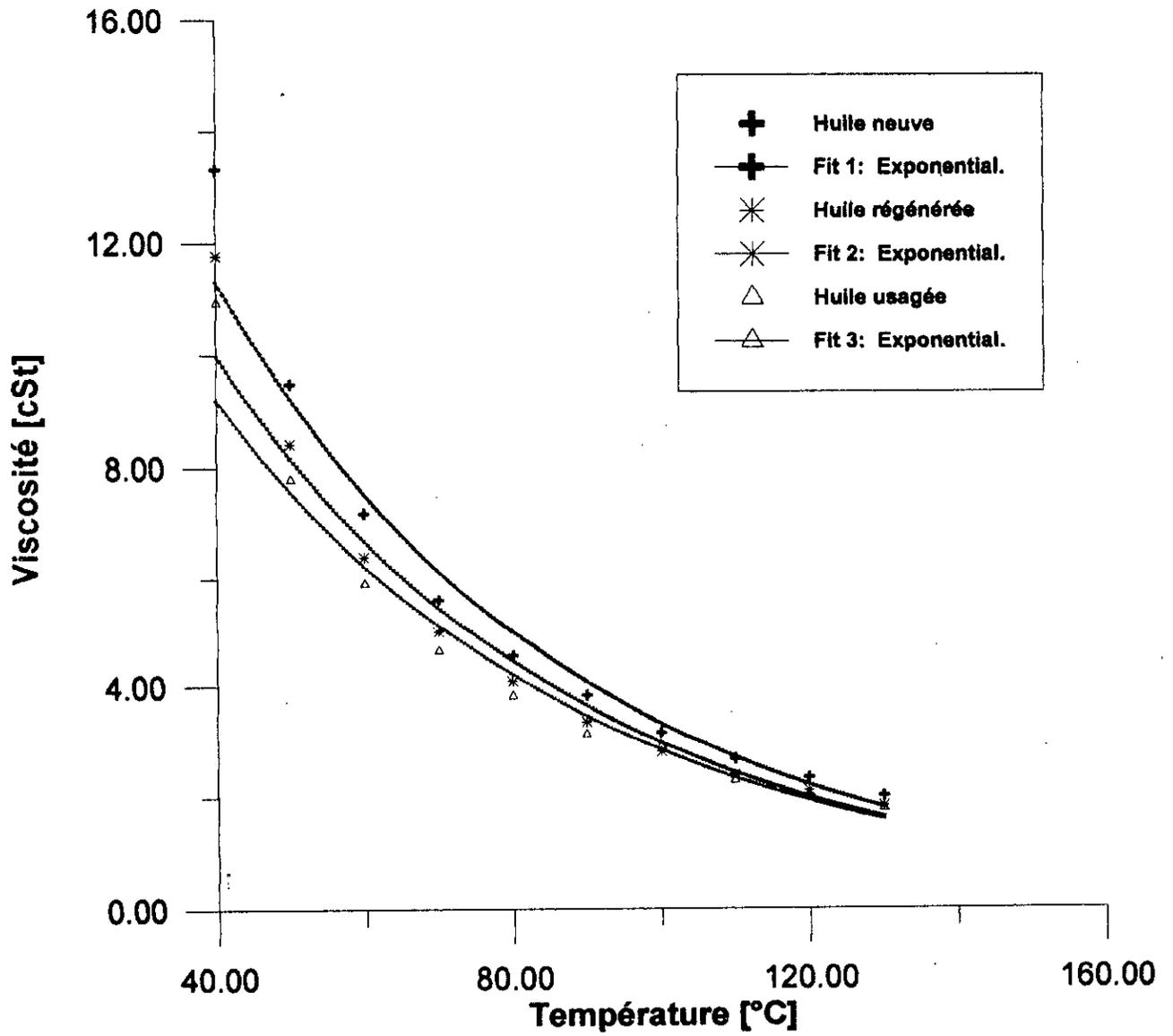


Figure.(V.5). Variation de la viscosité en fonction de la température

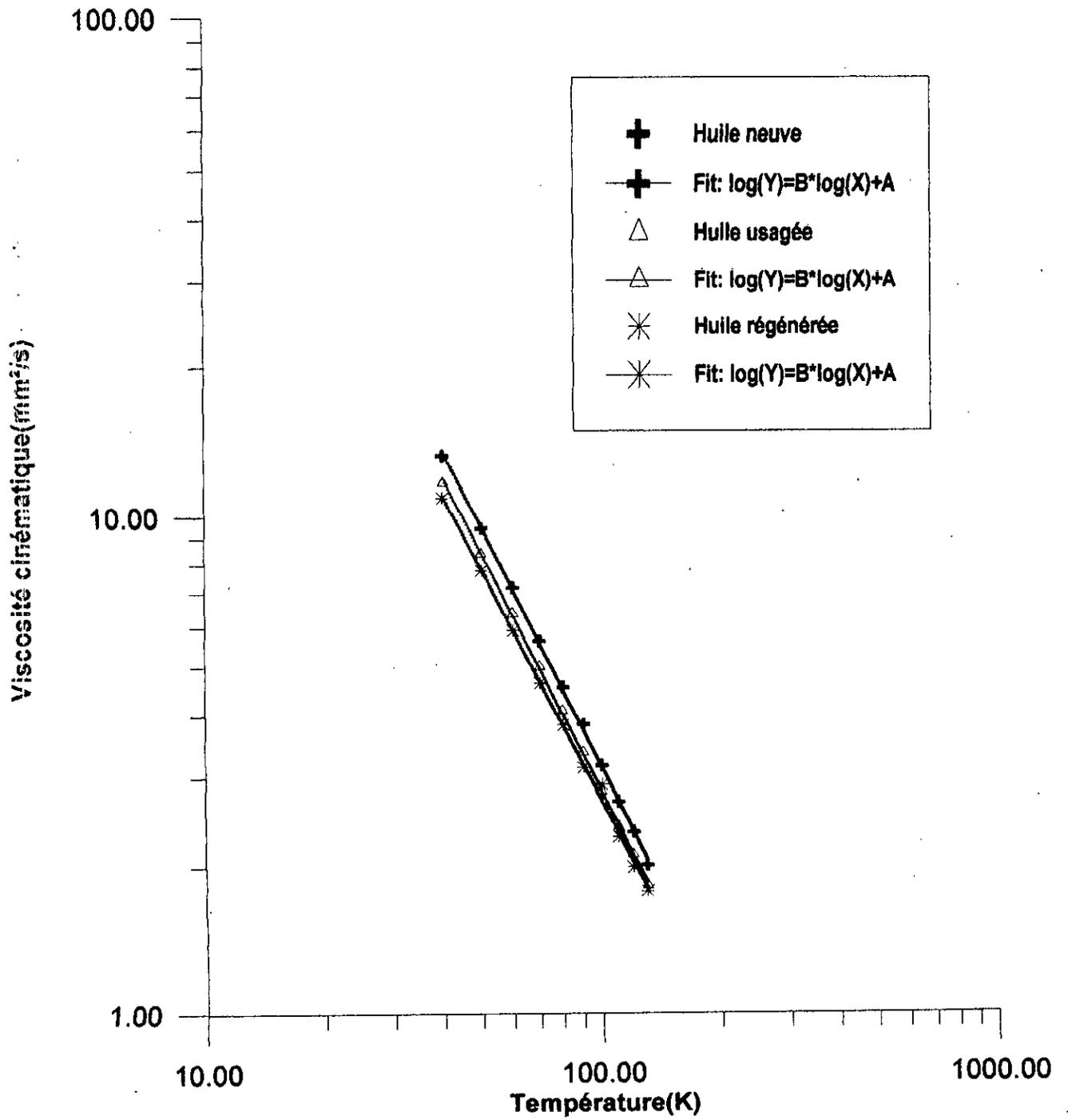


Figure V.6: Diagramme de Walther

V.2.2 COULEUR:

Cette caractéristique est très utile pour l'analyse de l'état d'huile.

Les indices de couleur de l'huile neuve et usagée sont respectivement 1 et 3. Ainsi, l'huile neuve contient une fraction minime de la fonction aromatique. En effet, pour l'huile neuve, la couleur caractérise la constitution chimique en hydrocarbures. Cependant, pour l'huile usagée, elle nous permet d'identifier la nature des produits qui sont formés en cours de service.

L'évolution de l'indice de couleur de 1 à 3 est dû à l'oxydation de l'huile en service qui a pour conséquence la formation des produits acides et de la mise en solution de pigments de matériaux incompatibles.

Après régénération, l'huile minérale présente un indice de couleur de 0.5 inférieur à celui de l'huile neuve. Cela montre l'effet marquant de la bentonite utilisée sur la décoloration de l'huile.

CONCLUSIONS:

La détermination de la couleur, pour l'huile neuve, permet d'apprécier sa qualité. Cependant, pour l'huile en service, sa détermination constitue un moyen efficace pour suivre son oxydation.

La couleur de l'huile change en fonction du temps de service. Elle devient plus foncée après vieillissement.

La régénération avec le procédé acide-terre (avec les pourcentages d'acide et de terre utilisés) permet une bonne décoloration de l'huile.

V.2.3 ACIDITÉ:

L'indice d'acidité d'une l'huile est une mesure de constituants ou agents contaminants acides minéraux et \ou organiques, formés au cours du vieillissement de l'huile. Sa détermination procure le moyen le plus direct pour apprécier et suivre l'altération de l'huile.

L'indice d'acidité de l'huile neuve utilisée est très faible, à savoir 0.024 mgKOH/g d'huile. Cette acidité reflète l'existence de composés organiques acides inhérents à la constitution chimique de l'huile.

L'indice d'acidité de l'huile usagée est de 0.164 mgKOH/g d'huile. Il met en évidence une lente évolution en service (10 ans de service), liée aux conditions d'exploitation de l'huile: température, pression, contact avec l'air. Ces conditions favorisent les réactions d'oxydation qui donnent naissance à des hydrocarbures acides: acides carboxyliques, hydroxydes,...

Après régénération de l'huile usagée par le procédé acide-terre, l'huile obtenue présente un indice d'acidité égal à 0.065 mgKOH/g d'huile, proche de celui de l'huile neuve. De là, nous pouvons conclure l'effet marquant de la régénération sur la filtration de l'huile; filtration qui succède à la sulfonation et la décantation des produits oxydés après attaque à l'acide. Par la suite, le traitement à la terre conduit à l'adsorption des acides organiques et autres contaminants.

CONCLUSIONS:

La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile en service.

La régénération à l'aide du procédé acide-terre améliore l'indice d'acidité de l'huile usagée pour des pourcentages optimums d'acide sulfurique et de bentonite.

V.2.4 TENEUR EN EAU:

La présence d'eau dans l'isolation peut affecter certaines propriétés électriques comme la rigidité électrique, $\text{tg}\delta$..., lorsque la teneur de celle ci dépasse une certaine valeur qui varie d'un auteur à l'autre [28] [67] [68]. D'où l'intérêt de cette mesure.

La mesure de la teneur en eau de l'huile neuve étudiée a donné 40 ppm, valeur qui est à la limite de l'acceptabilité [69]. Cette teneur élevée est le résultat des conditions de stockage. En effet, cette huile livrée dans des fûts qui sont restés exposés aux conditions climatiques: humidité,

La teneur en eau de l'huile usagée est de 45.35 ppm. Elle est supérieure à la limite fixée par la norme NF C 27-101 [69]. L'interprétation qu'on peut apporter à cela est que le vieillissement thermique des matériaux à base de cellulose contribue, en présence de grandes concentrations en hydrocarbures aromatiques, à l'élévation de la teneur en eau. De l'eau peut également s'infiltrer accidentellement dans le transformateur. A signaler en outre que la solubilité de l'eau augmente avec l'oxydation de l'huile par suite des blocages de molécules d'eau par liaison hydrogène avec des groupements carboxyles.

Un résultat très satisfaisant est obtenu après régénération de l'huile usagée. En effet, la teneur en eau de l'huile ainsi obtenue est égale à 4.65 ppm..

CONCLUSIONS:

1. Le vieillissement favorise la solubilité de l'eau dans l'huile.
2. La régénération de l'huile usagée lui assure une bonne déshydratation
3. La teneur en eau est très affectée par ses conditions de son stockage.

V.3 ANALYSE DE GAZ DISSOUS PAR CHROMATOGRAPHIE EN PHASE GAZEUSE:

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) est une méthode de séparation fondée sur la migration différentielle des constituants du mélange à analyser au travers d'un substrat choisi. La particularité du procédé est d'opérer en totalité sur des produits volatilisés, sans qu'il y ait volatilisation du substrat.

L'analyse des gaz dissous par la CPG permet d'établir un diagnostic de l'état de fonctionnement du transformateur.

V.3.1 CALCUL DES CONCENTRATIONS DE GAZ:

V.3.1.1 Dans les étalons:

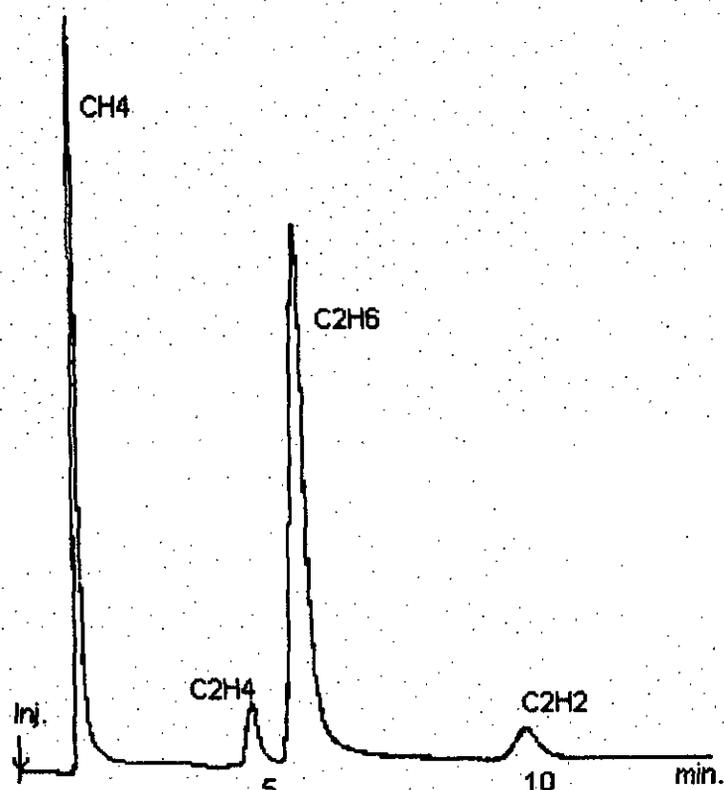
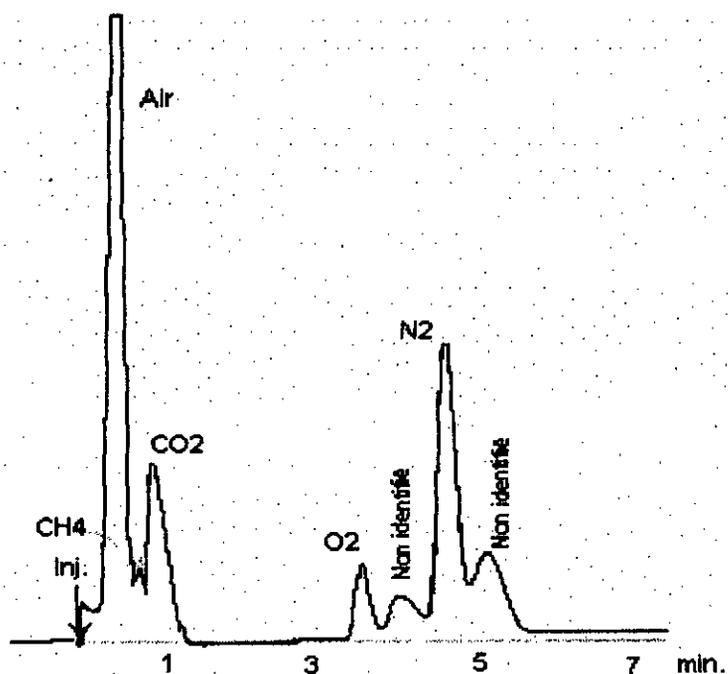
Les grandeurs qui caractérisent les étalons utilisés pour l'identification des gaz sont rapportées dans les tableaux suivants (tab. V.1+V.3):

Tableau V.1: Caractéristiques de l'étalon utilisé pour le dosage de O₂, N₂, CO, CO₂

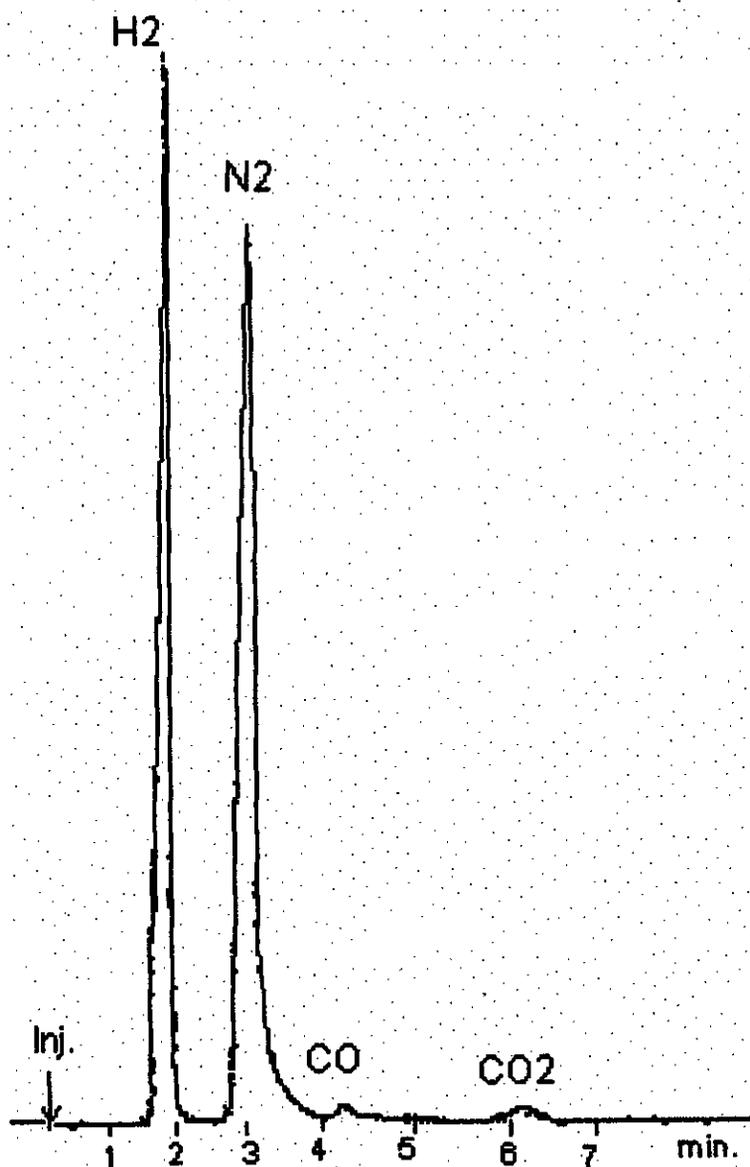
Gaz	O ₂	N ₂	CO	CO ₂
Aire [mm ²]	76.68	14080	312	224
K _i (x10 ³) [mole]	9.65	75.35	74.68	155.33
t _r [s]	246	309	540	81

Tableau V.2: Dosage des hydrocarbures (C₁+C₃) dans l'étalon:

Gaz	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
Aire [mm ²]	514	56	52	672
K _i (x10 ³) [mole]	0.185	0.295	0.283	0.284
T _r [s]	80	570	264	324



Chromatogramme 2E : Séparation des Hydrocarbures (mélange d'étalons) sur une colonne Porapak T+S



Chromatogramme 3H : Séparation de l'hydrogène du mélange d'étalons gazeux.

Tableau V.3: Dosage de l'hydrogène (H₂) dans l'étalon:

Gaz	Aire [mm ²]	K _i (x 10 ³)	t _r
H ₂	1046	3.83	116

V.3.1.2 Dans l'huile:

Les concentrations des gaz sont calculées à partir de la relation suivante:

$$C = \frac{K_i \times A_i}{M_i} \quad \text{où:}$$

C: Concentration des gaz.

A_i: Aire du pic qui représente le gaz.

K_i: Constante de l'étalon.

M_i: masse molaire du gaz dosé.

Nous avons effectué l'analyse chromatographique des différentes huiles étudiées: neuve, usagée et régénérée. De plus, nous avons jugé utile d'analyser une huile récemment échantillonnée, suspectée de présenter un défaut (buchosée). Enfin, pour mettre en évidence la réponse de l'huile aux contraintes électriques, nous avons simulé des claquages en champ uniforme (20kV pendant 20s) sur l'huile régénérée. Le choix de l'huile régénérée repose sur les résultats de son analyse chromatographique. En effet, c'est l'huile la plus dégazée, donc qui nous permettra de mieux voir les gaz formés, suite au claquage.

Notes: L'analyse chromatographique n'a pas porté sur le dosage de tous les gaz pour les considérations suivantes:

- La détection de l'hydrogène est difficile vue sa volatilité élevée.
- Dans le cas de l'huile régénérée avec simulation de claquages, le but recherché était de mettre en évidence les gaz formés après contraintes électriques. Ainsi, le dosage de CO et CO₂ n'est pas nécessaire puisque ces gaz caractérisent la détérioration du papier imprégné. De même, le dosage de N₂ et O₂ ne présente aucun intérêt, car leur présence nous informe sur les conditions de stockage de l'huile. Cette dernière étant pratiquement dégazée.

L'identification des différents gaz est déduite des temps de rétention de ces derniers comparés à ceux des étalons.

Les résultats obtenus sont donnés ci dessous:

Tableau V.4 : Concentrations des différents types d'huiles

Gaz	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	CO	O ₂	N ₂
Huile										
Huile neuve	0	0	0	0	0	0	0.14	0.11	0.02	0.4
Huile usagée	0	0	0	0	0	0	0.07	0.11	0.03	0.45
Huile régénérée	0	0	0	0	0	0	0	0.15	0.02	0.42
Huile + claquage	7.52 x10 ⁻⁵	3.18 x10 ⁻⁴	3.44 x10 ⁻³	2.78 x10 ⁻⁴	Non étalonné	Non étalonné	*	*	*	*
Huile Buchhosée	7.52 x10 ⁻⁵	1.52 x10 ⁻⁴	0	2.21 x10 ⁻⁴	Non étalonné	Non étalonné	0	0.41	0.05	5

(*): gaz non dosé.

Les chromatogrammes obtenus sont présentés ci après.

L'interprétation des résultats de l'analyse des gaz dissous par chromatographie en phase gazeuse ne se limite pas à l'analyse qualitative et quantitative, mais tient compte des valeurs significatives [50] au dessous desquelles aucune interprétation ne peut être donnée.

Dans notre cas, les concentrations calculées sont largement au dessus des seuils exigés.

Les rapports de concentrations permettant l'interprétation des résultats sont tablés ci dessous.

Tableau.V.5: Rapports des concentrations des différents types d'huiles.

Rapports Huile	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	CO/CO_2	Codification CEI 599
Huile neuve	0	0	0	0.11	(-)
Huile usagée	0	0	0	0.11	(-)
Huile régénérée	0	0	0	0.12	(-)
Huile régénérée + Claquage	0.87	(*)	0.092	(*)	1 (1) 0
Huile buchhosée	1.46	(*)	(*)	0.41	1 (0) (2)

(*) Gaz non dosé.

() Rapport déduit.

(-) Code non établi.

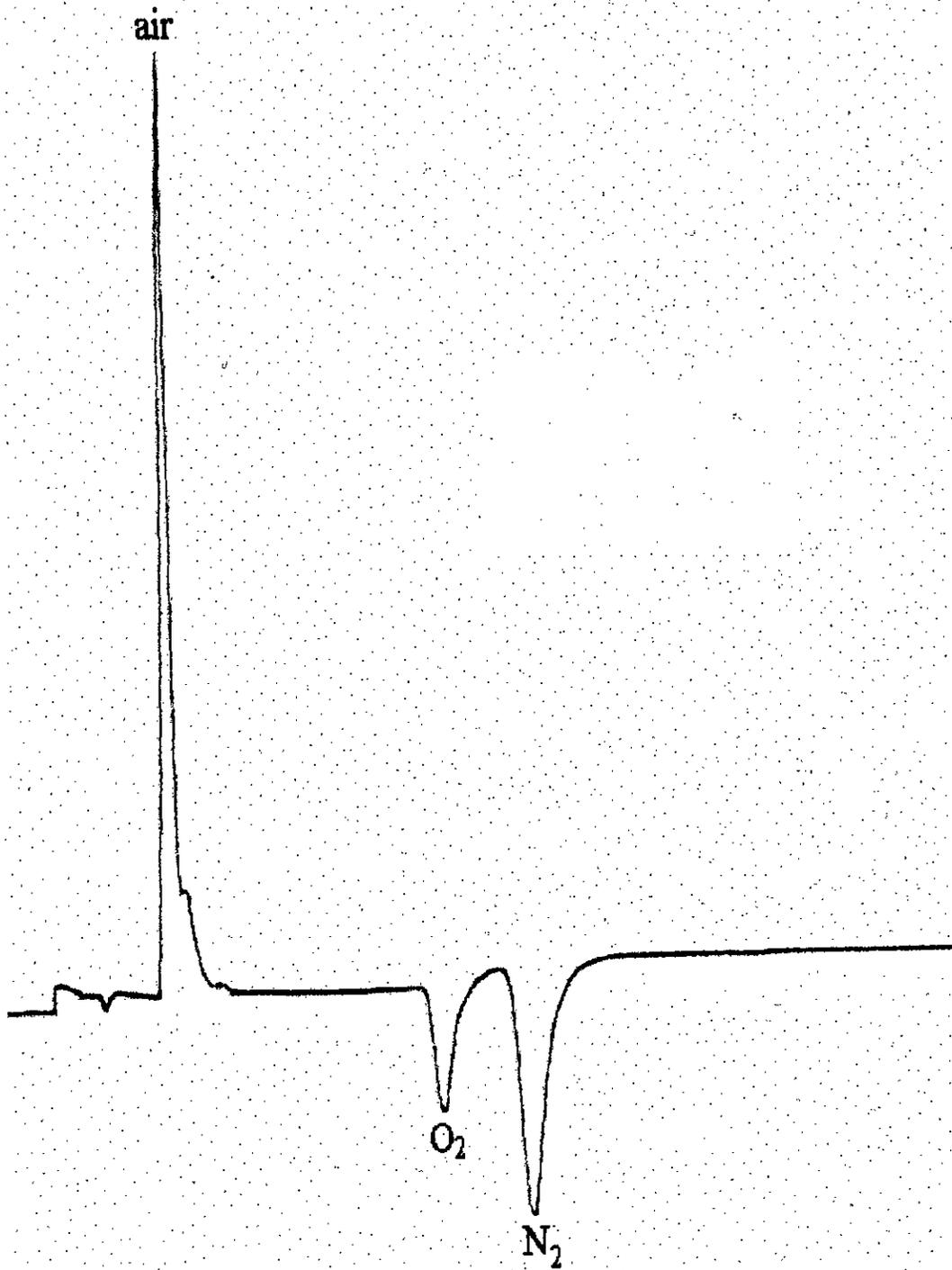
Dans le cas des huiles étudiées le long de ces essais: neuve, usagée et régénérée, le chromatographe n'a détecté que de faibles traces d'hydrocarbures. Leur analyse qualitative et quantitative n'est pas possible avec les moyens dont nous disposons.

Les faibles concentrations des gaz trouvés dans ces huiles résultent dans des conditions d'échantillonnage de celles ci. En effet, l'huile neuve utilisée est une huile de livraison donc non traitée et l'huile usagée est échantillonnée depuis 4 mois, alors que la norme CEI [43] spécifie une date limite d'une semaine.

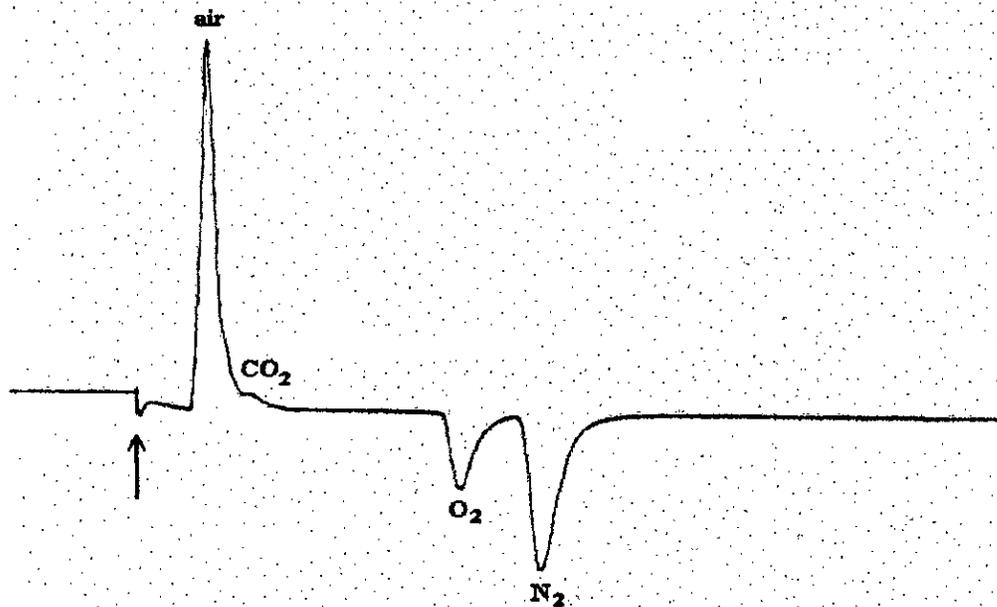
Toutefois, la comparaison des concentrations de CO et CO₂ de l'huile usagée et régénérée montre que la régénération n'a pas eu d'effet sur celles ci. L'élimination de ces gaz est, en effet obtenue par dégazage sous vide.

La présence de CO et CO₂ dans l'huile neuve ne peut être que d'origine extérieure, car ces gaz sont le produit de la détérioration du papier imprégné. Cependant, du CO₂ atmosphérique peut également se dissoudre dans l'huile.

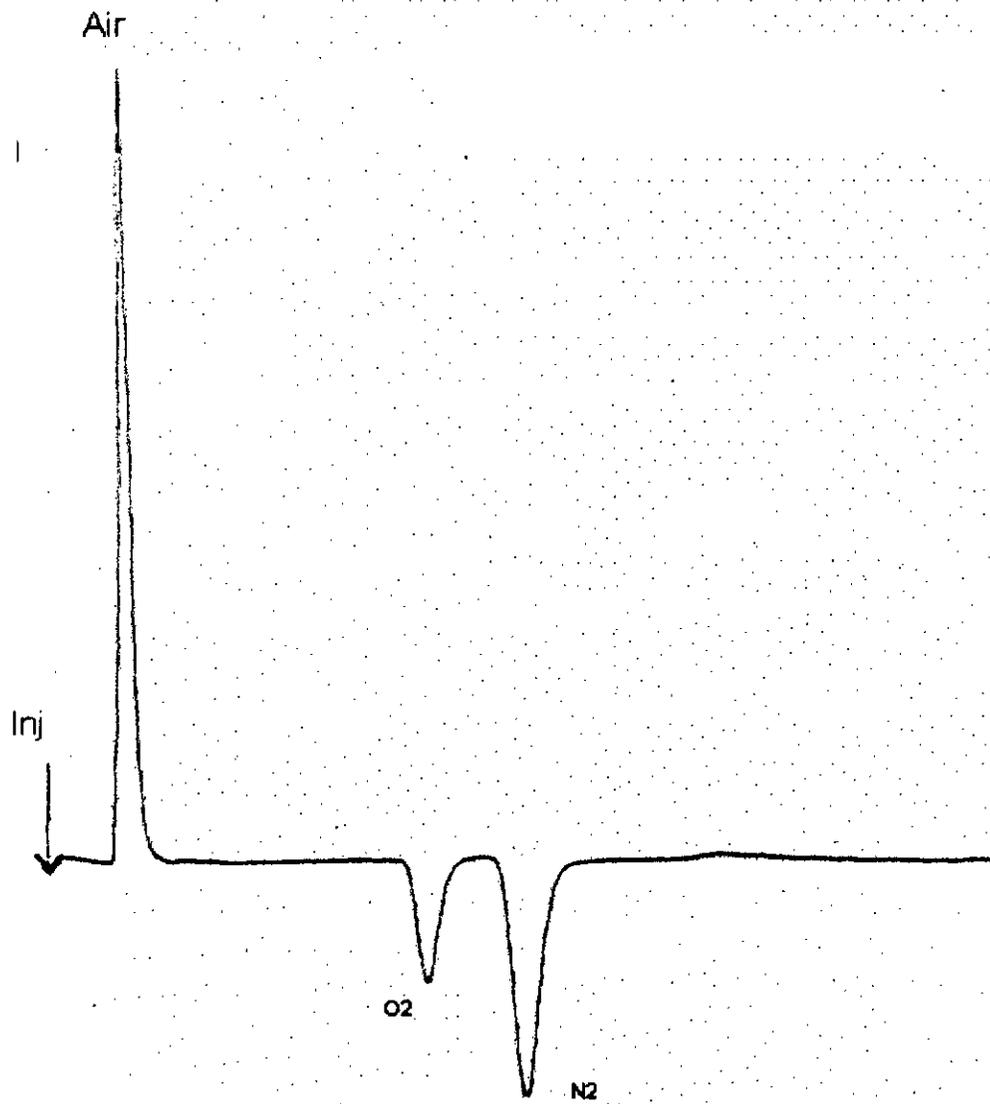
La simulation de claquages sur l'huile régénérée a conduit à la formation des hydrocarbures suivants: CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂, C₃H₆, C₃H₈. L'analyse des rapports de



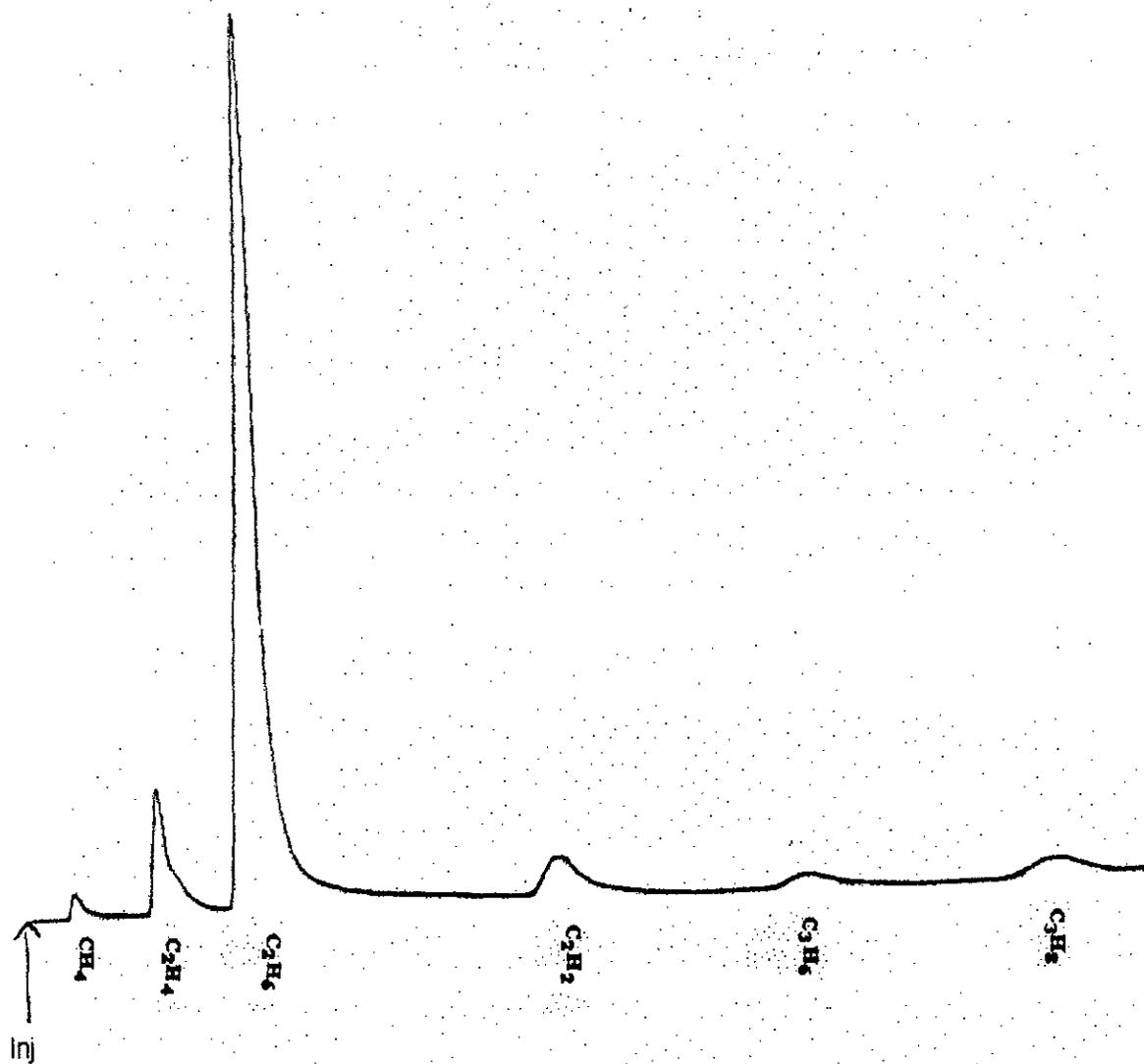
Chromatogramme 1H: Séparation des gaz (O₂, N₂, CO₂, CO)
Huile neuve



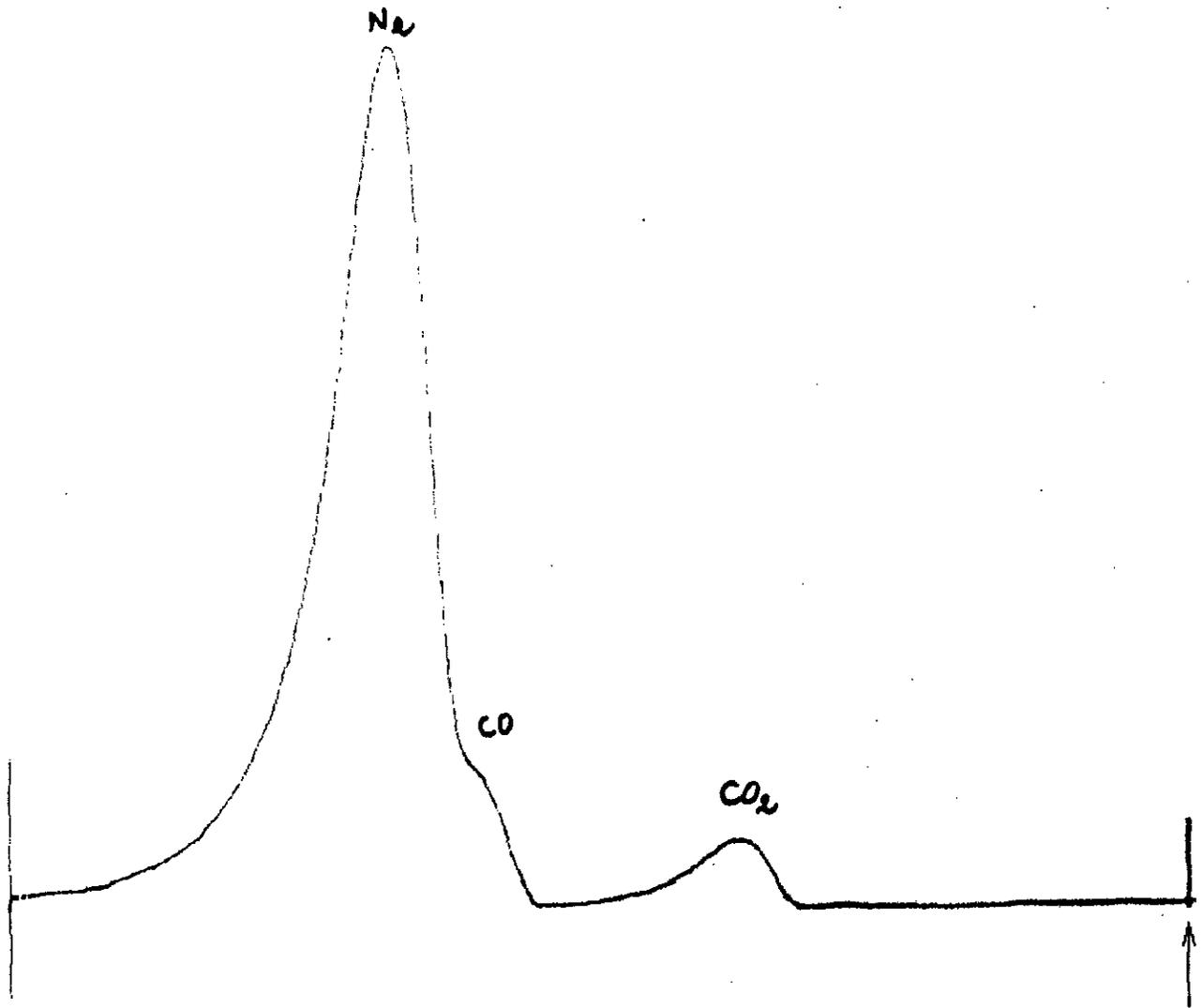
Chromatogramme 1H: Séparation des gaz (O₂, N₂, CO₂, CO)
Huile usagée



Chromatogramme 1H: Séparation des gaz (O_2 , N_2 , CO_2 , CO)
Huile régénérée



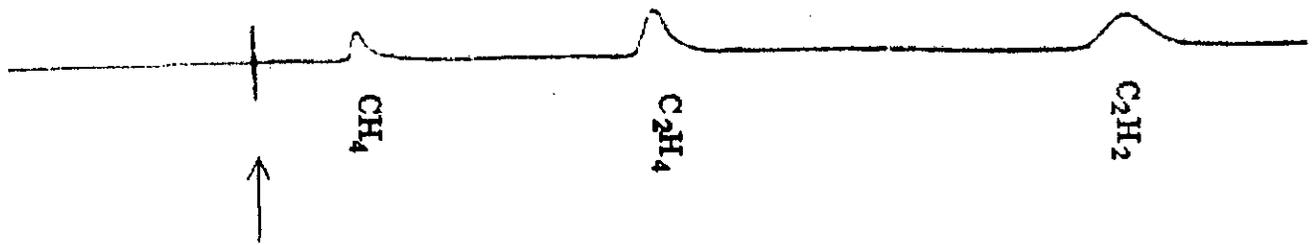
Chromatogramme 2H: Séparation des hydrocarbures
Huile régénérée + claquage



(atténuation =2)
Huile XPL/AL
TR6. 60kV
Poste HAMMA
(après Biccholz)

Chromatogramme 1H: Séparation des gaz (N₂, O₂, CO₂, CO)

après alarme Bucchoiz
XPL/AL
TR6



Chromatogramme 2H: Séparation des hydrocarbures
Huile après Buchholz

concentration confirme la nature des défaut, à savoir décharges partielles de haute densité d'énergie (code 1 1 0) [53]. La formation de ces gaz montre l'effet négatif des contraintes électriques sur l'huile.

L'huile buchhosée analysée présente elle aussi un défaut d'origine électrique. La table d'identification des défauts dans les isolations huile-papier (Annexe 5), donne des informations supplémentaires, en incluant le rapport CO/CO₂. A partir de cette dernière, on voit que le groupe auquel appartiennent les résultats d'analyse des gaz dissous est celui de l'acétylène. En présence de CO et CO₂, le diagnostic qui ressort est que l'origine du défaut est un arc électrique (amorçage brutal de très courte durée ou court circuit HT, BT).

Note: Le dosage de N₂ et O₂ ne donne aucune interprétation quand aux défauts survenants dans l'huile

CONCLUSION:

- L'analyse des gaz dissous dans l'huiles par chromatographie en phase gazeuse permet de détecter la nature du défaut intervenant dans les transformateurs. Toutefois, l'huile à analyser doit répondre aux exigences d'échantillonnage.
- L'interprétation des résultats de cette analyse est d'autant plus précise que le nombre de gaz est élevé.
- La régénération ne semble avoir d'effet sur la teneur en gaz de l'huile.

TABLEAU 5

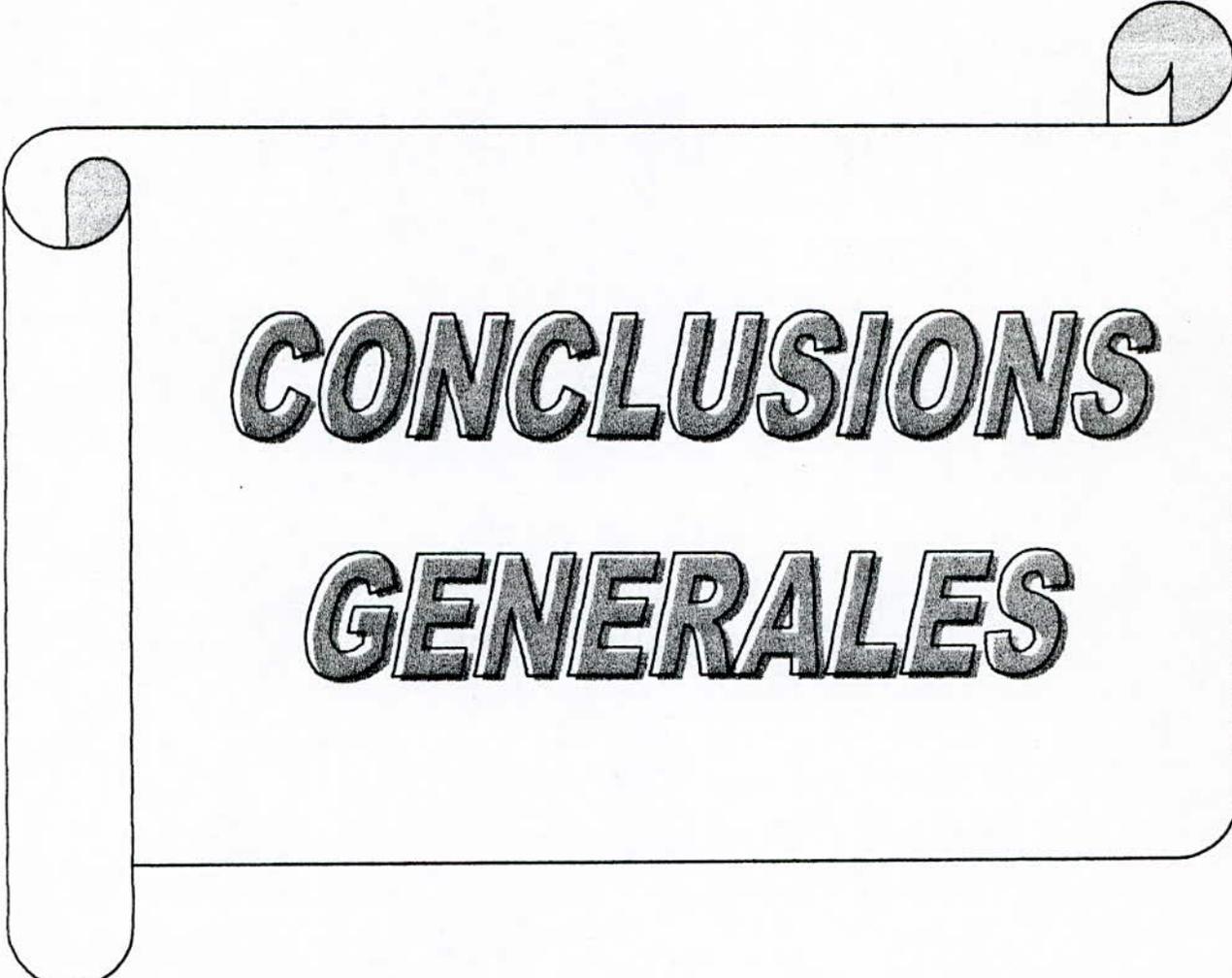
Code pour l'examen des analyses de gaz dissous dans l'huile minérale

		Codification de la valeur des rapports			
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
	Rapport des gaz caractéristiques				
	< 0,1	0	1	0	
	0,1-1	1	0	0	
	1-3	1	2	1	
	> 3	2	2	2	
Cas n°	Défaut caractéristique				Exemples typiques
0	Pas de défaut	0	0	0	Vieillessement normal
1	Décharges partielles de faible densité d'énergie	0 mais non significatif	1	0	Décharges dans des poches de gaz provenant d'une imprégnation incomplète, ou d'une sursaturation, ou d'une teneur en eau élevée
2	Décharges partielles de haute densité d'énergie	1	1	0	Comme ci-dessus, mais provoquant du cheminement ou la perforation de l'isolation solide
3	Décharges de faibles énergies (voir note 1)	1-2	0	1-2	Amorçage continu dans l'huile dû à de mauvaises connexions ou à des potentiels flottants. Rupture diélectrique d'huile entre matériaux solides
4	Décharges de hautes énergies	1	0	2	Décharges de puissance. Arc. Rupture diélectrique d'huile entre des enroulements ou entre spires ou entre spire et masse. Courant de coupure dans le sélecteur
5	Défaut thermique de basse température < 150 °C (voir note 2)	0	0	1	Echauffement généralisé de conducteur isolé
6	Défaut thermique de basse température gamme 150 °C-300 °C (voir note 3)	0	2	0	Surchauffe locale du circuit magnétique due à des concentrations de flux. Points chauds de températures croissantes, allant de petits points chauds dans le circuit magnétique, surchauffe du cuivre due aux courants de Foucault, mauvais contacts (formation de carbone par pyrolyse) jusqu'à des points chauds dus à des courants de circulation entre circuit magnétique et cuve
7	Défaut thermique de température moyenne gamme 300 °C-700 °C	0	2	1	
8	Défaut thermique de haute température > 700 °C (voir note 4)	0	2	2	

Notes 1. Dans ce tableau le rapport $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ s'élève de 0,1-3 jusqu'au-dessus de 3 et le rapport $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ de 1-3 jusqu'au-dessus de 3 lorsque l'intensité de la décharge augmente.

2. Dans ce cas les gaz proviennent principalement de la dégradation de l'isolation solide, ce qui explique la valeur du rapport $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$.
3. Ce type de défaut se traduit normalement par une augmentation de la concentration des gaz. Le rapport $\frac{CH_4}{H_2}$ est normalement de l'ordre de 1; la valeur réelle, supérieure ou inférieure à l'unité, dépend de nombreux facteurs tels que le type de protection de l'huile, la température et la qualité de l'huile.
4. Une augmentation de la concentration en C_2H_2 peut indiquer que la température du point chaud est supérieure à 1000 °C.

Remarques générales: 1) Les valeurs données pour les rapports doivent être considérées comme symboliques.
 2) Les transformateurs équipés d'un changement de prises en charge logé dans la cuve principale peuvent donner des défauts du type 202/102, si les produits de décomposition formés par les arcs dans la cuve du changement de prises peuvent diffuser dans l'huile de la cuve principale du transformateur.
 3) En pratique on peut rencontrer des combinaisons de rapports qui ne sont pas comprises dans ce tableau. L'interprétation de telles combinaisons est à l'étude.



CONCLUSIONS
GENERALES

CONCLUSIONS GÉNÉRALES:

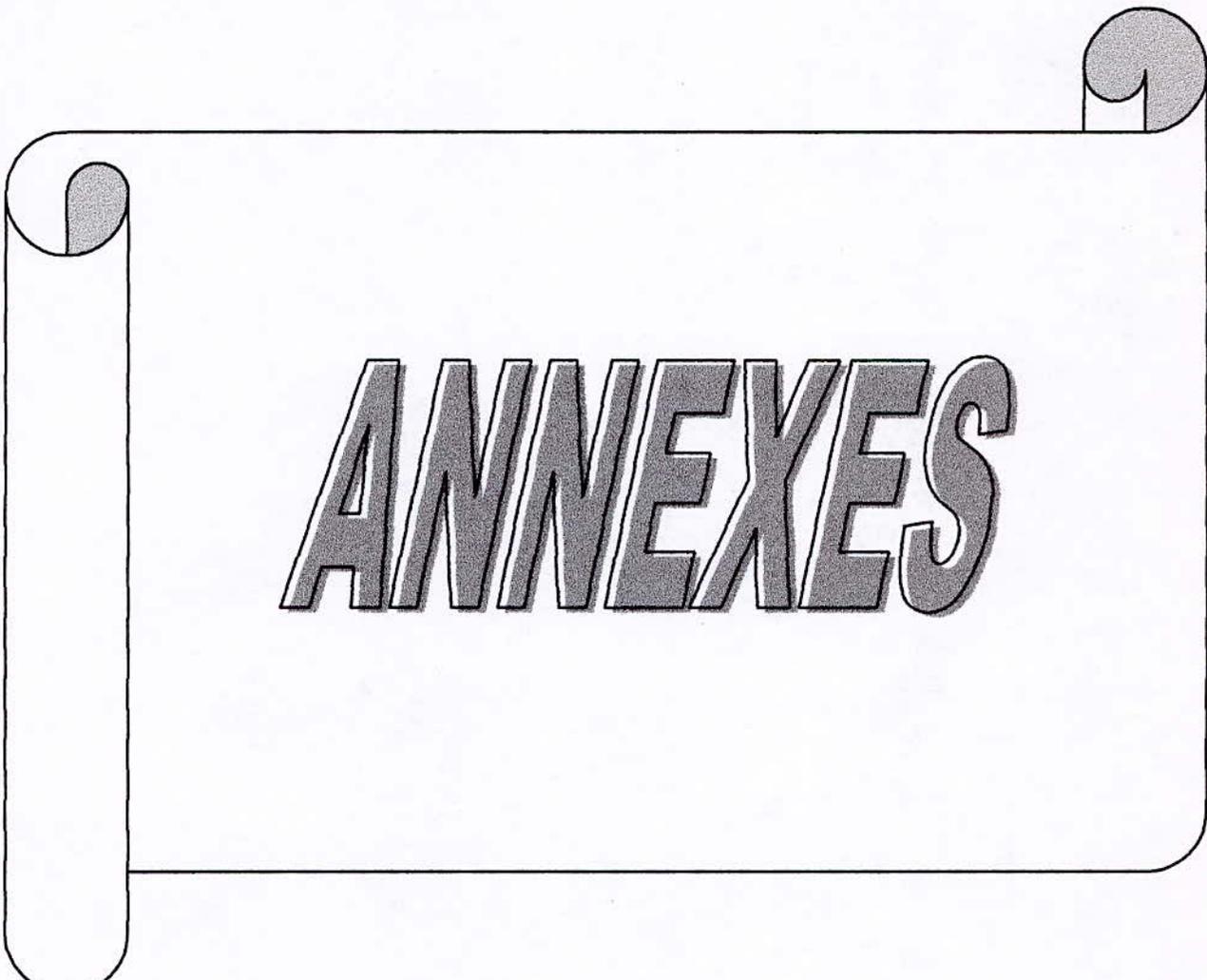
Arrivés au terme de ce travail, nous pouvons tirer les conclusions suivantes:

- 1) Indépendamment de l'état de l'huile, la température semble avoir un double effet sur la rigidité diélectrique de l'huile. Son amélioration se situe dans une gamme de température comprise entre 25°C et 95°C. Au delà de 95°C, la rigidité a tendance à diminuer lorsque la température augmente.
- 2) Outre la pollution extérieure, le facteur de pertes diélectrique évolue de façon exponentielle en fonction de la température.
- 3) La permittivité relative n'est pas affectée par l'usage. Elle décroît linéairement avec la température.
- 4) L'analyse des gaz dissous par chromatographie en phase gazeuse permet la détection prématurée de défauts. Son interprétation est étroitement liée aux conditions d'exploitation du transformateur.
- 5) En dehors de toute pollution accidentelle, la viscosité ne subie pas d'évolution en service.
- 6) La régénération des huiles usagées par le procédé acide-terre apporte beaucoup d'améliorations aux caractéristiques diélectriques et physico-chimiques étudiées; En effet, elle:
 - Augmente la rigidité diélectrique de l'huile dans un intervalle de température de 25°C jusqu'à 70°C;
 - améliore le facteur de pertes diélectriques;
 - élimine les produits polaires sans toutefois affecter considérablement la permittivité;
 - réduit l'indice d'acidité et améliore la couleur;
 - déshydrate l'huile usagée.

Cependant, elle n'affecte pas considérablement la viscosité et la permittivité de l'huile.

Comme suite à ce travail, nous proposons de continuer les investigations sur les thèmes suivants:

- Influence de la teneur en eau, en fonction de la température, sur les caractéristiques diélectriques de l'huile de transformateur.
- Influence du vieillissement thermique et /ou électrique sur la formation des gaz et leur solubilité en fonction de la température.



ANNEXES

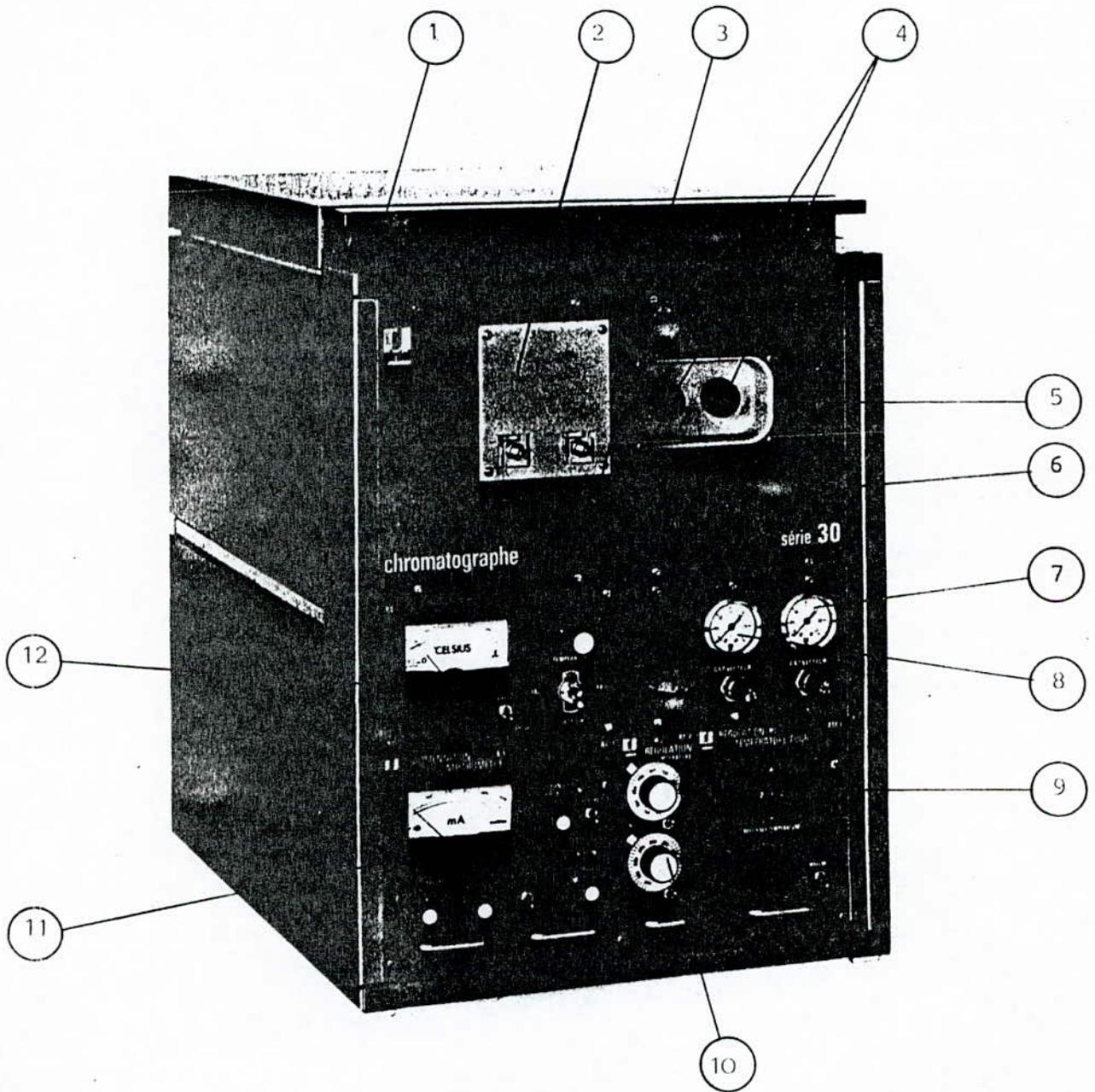
Annexe 1

Borak 22

Caractéristiques physico-chimiques	Normes	Unités	RESULTATS TYPIQUE
Couleur			L1
Densité à 15°C			0.861
Viscosité à 20°C 40 100			34,7 15,28 3,43
Indice de viscosité			97
Point éclair V.O V.C	D92 D93	°C °C	176 170
Point d'aniline	D611	°C	95
INDICE DE NEUTRALISATION	D974	MGKOH/G	0.006
Indice d'acide	CEI 296	Mg KOH/g	-
CORROSION LAMME DE CUIVRE(3H-100°C)	D130		1A
RIGIDITÉ DIELECTRIQUE	CEI	kV	50
INDICE DE NEUTRALISATION		mg KOH/g	0.05
DEPOTS		%PDS	0.25
PRÉSENCE SOUFRE ACTIF	D 1275		NON CORROSIVE

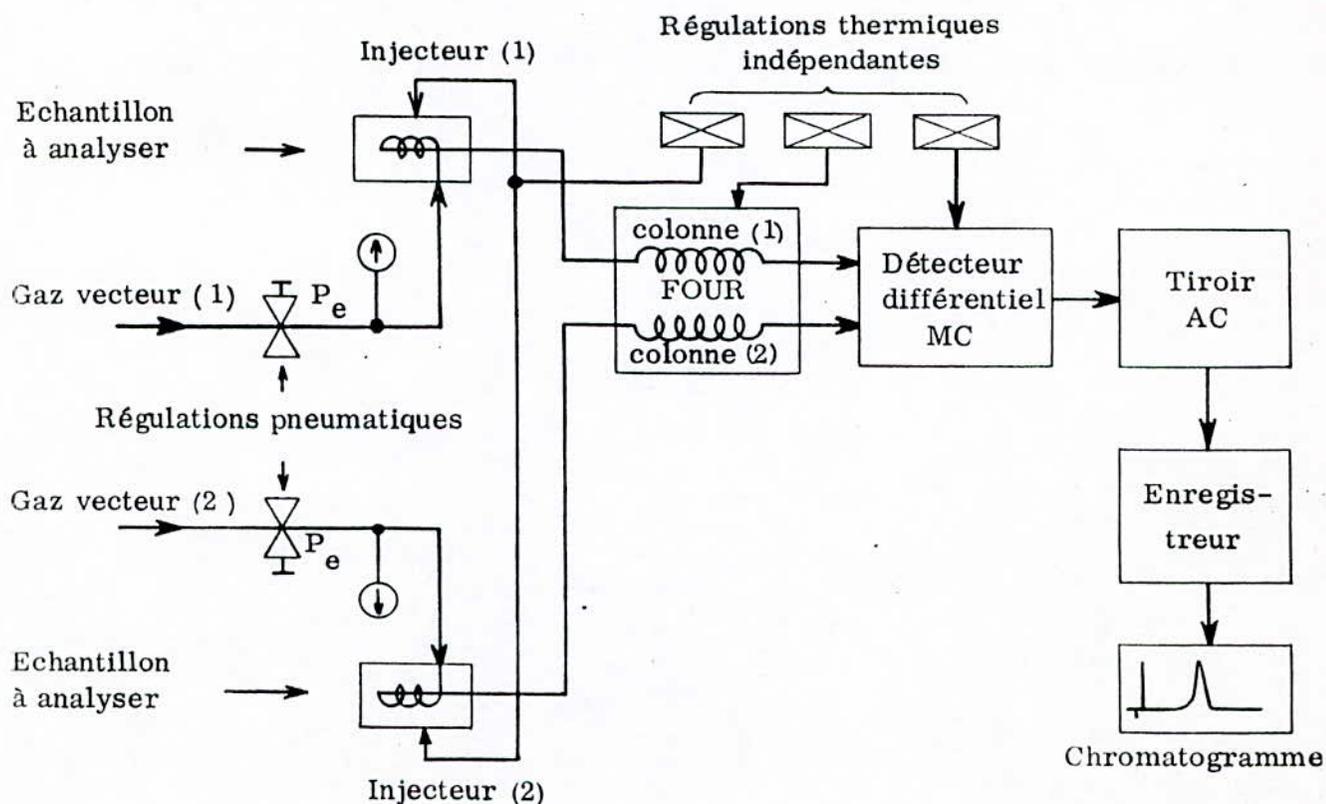
Annexe 2

I DESCRIPTION



Cet appareil comprend : (Fig 1 et 2)

- (1) -Un système de sécurité coupant le chauffage du four lors de l'ouverture de la porte.
- (2) -Un détecteur à thermoconductibilité.
- (3) -Un système de sécurité permettant de limiter la température maximale du four.
- (4) -Deux injecteurs 1'8
- (5) -Un emplacement réserve aux vannes de commutation, de "backflush".
- (6) -Un emplacement réservé à une vanne d'introduction d'échantillons gazeux .
- (7 et 8) Deux "façades gaz vecteur" assurant commande et contrôle pneumatiques en amont de chaque injecteur.
- (9) -Un tiroir (RTF-1 ou PTF-6) assurant la régulation thermique et/ou la programmation de température du four.
- (10) -Un tiroir RT-2 de régulations proportionnelles des températures des injecteurs et du détecteur.
- (11) -Un tiroir AC 7 assurant l'alimentation, la commande et le contrôle du détecteur à thermoconductibilité.
- (12) -Une façade de commande générale et de contrôle thermique.



Annexe 3

1. - DESCRIPTION

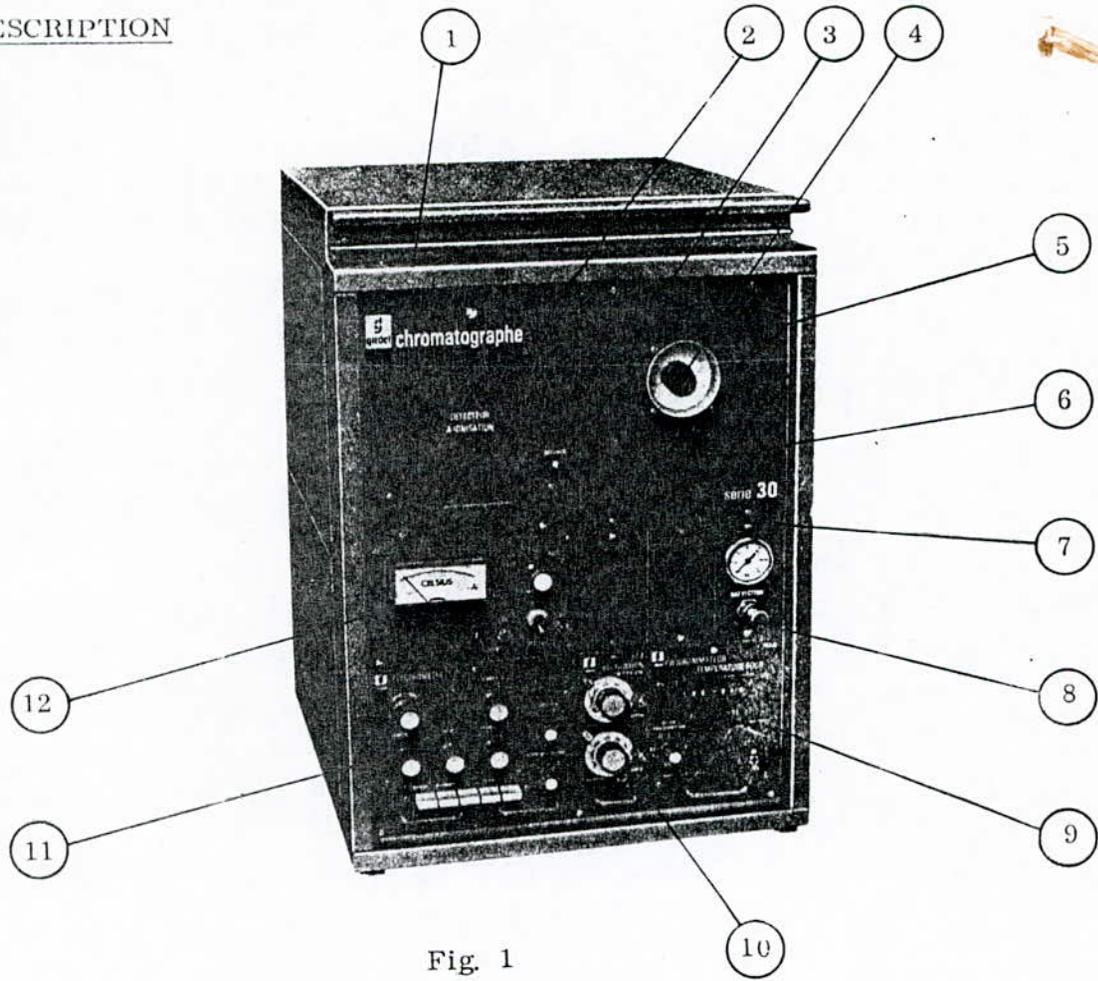
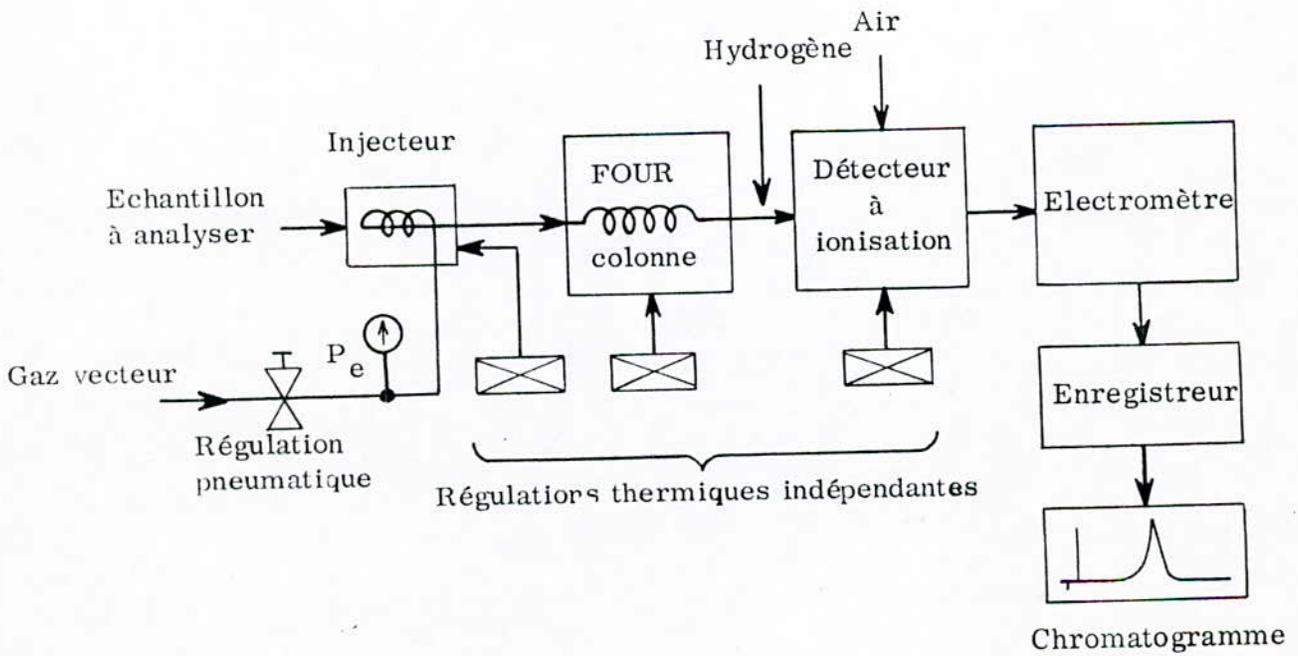


Fig. 1



Cet appareil comprend : (Fig. 1 et 2)

- (1) Un système de sécurité coupant le chauffage du four à l'ouverture de la porte.
- (2) Un détecteur à ionisation de flamme.
- (3) Un système de sécurité permettant de limiter la température maximale du four.
- (4) Un injecteur 1/4".
- (5) Un emplacement réservé aux vannes de commutation "backflush". . .
- (6) Un emplacement réservé à une vanne d'introduction d'échantillons gazeux.
- (7) Une "façade gaz vecteur" assurant commande et contrôle pneumatiques en amont de l'injecteur.
- (8) Un emplacement destiné à recevoir une vanne à vernier pour le réglage de la fuite d'un diviseur d'entrée pour colonne capillaire (voir OPTIONS).
- (9) Un tiroir (PTF-1 ou PTF-6) assurant la régulation thermique et/ou la programmation de température du four.
- (10) Un tiroir RT-2 de régulations proportionnelles des températures de l'injecteur et du détecteur.
- (11) Un électromètre E-2
- (12) Une façade de commande générale et de contrôle thermique.

Annexe 4

Tableau II

Table d'identification des défauts dans les isolations huile-papier

Données principales										Données complémentaires						Nature de la contrainte		Localisation		Exemples types						
H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₂ H ₂	C ₃ H ₄	C ₃ H ₆	C ₃ H ₂	CO	CO ₂	CO	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CH ₄	CH ₄	CO*	E	T	H	PI	Défauts types	Exemples types	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Arcs	Exemple de cas possibles, correspondant à l'analyse - non limitatif - non impératif.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Arcs	Amorçages brutaux. Durée très courte	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Arcs-Arcs grêles	Coup de foudre	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Arcs-Arcs grêles	Court circuit HT BT	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Arcs-Arcs grêles	Amorçages localisés répétés. Cuves. Bornes. CM. Régleur en charge.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Arcs-Arcs grêles	Rupture canal d'huile - pièce potentiel flottant.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP superposés à quelques fortes DP.	Mauvaise imprégnation, bulles d'air	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Défaut électrique avec fort effet thermique	Humidité. DP superposés aux arcs du régleur.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Point chaud < 500°C	Mauvaise connexion. Régleur + Pt chaud	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Point chaud > 500°C	Tôles CM en court-circuit.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	130 < Point chaud < 500°C	Mauvaise connexion. Spire en C.C.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Mauvaise connexion.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Défaut de C.M.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Viellissement thermique.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Surchauffe conducteur	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Viellissement thermique	Volume gazeux limité par huile.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Volume gazeux limité par PI.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Vie normale.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Mauvaise imprégnation. Bulles. H ₂ O	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Pièce potentiel flottant. Gassing.	
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+										+	+	+	+	Faibles DP	Début défaut électrique.	

(*) Condition suffisante mais pas nécessaire.

Légende : E électrique, T thermique, H huile, PI papier imprégné ou isolation solide.

Remarques : quand aucune indication ne figure dans les colonnes "Données complémentaires", les rapports peuvent prendre n'importe quelle valeur.

BIBLIOGRAPHIE :

- [1] **M.Kosteinko &L.Petrovski** ; "Machines électriques T1", Édition Mir, 2^{ème}Ed, 1976, pp :370-400.
- [2] **H.Borsi** ; " Methods for the sensitive judgement of the insulation of the fluid insulated transformers during operating ", pp : 1026.1-1026.4
- [3] **R.Baehr** ; "Application de matériaux nouveaux aux transformateur de puissance", CIGRE, 1986, Vol. 1rapport 12-09.
- [4] **Bernard Hochard** ; "Le transformateur de puissance", 2^{ème} édition, 1988, pp :70-85 ;198-215.
- [5] **A.R.VonHippel** ; "Les diélectriques et leur applications", Dunod, 1961, pp :192-197.
- [6] **L.L.Alston** ; "High- Voltage technology ", Oxford University press, 1968, pp :254-302.
- [7] **P.Vuarchex** ; "Huiles et liquides isolants », Techniques de l'Ingénieur, 9-1986, **D230**.
- [8] **R. Fournié & coll.** " Les PCB dans l'industrie: Quels risques? Par quoi les remplacer? Comment les éliminer? ", RGE, 1987, N°08.
- [9] **Circulaire interministrielle du 04.12.85**; "suivie du décret du 18/08/87 relatif aux PCB
- [10] **R.Fournié** ; « Les isolants en électrotechnique ; Essais, Mécanismes de dégradation, Applications industrielles », Ed Eyrolles, Paris, 1990.
- [11] **B. Pihant et A. Bonzm** ; " Huiles isolantes :paraffiniques ou naphéniques ",RGE JUIL, 1986 ,N° 7 ,pp 01-09 .
- [12] **D. Kind et H. Kärner** ; "High voltage insulating technology", Friedr-Vieweg Sohn ; Branschweig / Wiesbaden, 1985, pp ! ?
- [13] **R. J. Millischer** ; "Les PCB et leurs produits de décomposition : Peut-on évaluer un seuil de toxicité ?", RGE 1987 ? N°8, pp:23-37.
- [14] **P.Vuarchex** ; "Huiles minérales isolantes ",Techniques de l'ingénieur, 1986 ,D231 .
- [15] **Recommandation CEI 628**. " Gassing des isolants liquides sous contrainte électrique et ionisation", 1985.
- [16] **J. Bastran** ; "L'évaluation des diélectriques liquides " ; RGE 1989 , N°4, pp 15-18.
- [17] **M. Nemamcha** ; "Décharges électriques dans différentes structures d'isolation imprégnée", Thèse d'état Es-sciences, ENP, 1993, pp 15-17.

- [18] **T.J.Lewis**; *J. App. Phys.* 27, 1956, 645.
- [19] **J.Adamczewski**, *Zeszyty nauk, Politech, Gdanska*; 3, 1957, 3.
- [20] **D.W.Swan**; *Proc. Phys. Soc.* 78, 1961, 423.
- [21] **F.Kock**; *Electrotechn. Zeits*, 36, 1915, 85.
- [22] **K.C.Kao and J.B.Highman**, *J. Electrochem. Soc.*, 108, 1951, 522.
- [23] **P.K.Watson and A.H.Sharbaugh**, *J. Electrochem. Soc.*, 107, 1960, 516.
- [24] **A.Beroual**; "Phénomènes de propagation et de génération des streamers dans les diélectriques liquides en géométrie pointe-plan sous créneaux de tension", Thèse de doctorat ES.sciences Physique, Grenoble, 1987.
- [25] **J.P.Gosse, B.Gosse, A.Denat**; "La conduction électrique des liquides diélectriques", *Revue R.G.E.*, N°10, 1985, pp 733-744.
- [26] **L.Onsager**, *J. Chem. Phys.*, N°2, 1934, 599.
- [27] **R.Tobazéon, R.cohelo**; "Conduction électrique dans les liquides", *Techniques de l'Ingénieur*, 1986, D225.
- [28] **R.Coelho**; "Conduction électrique dans les liquides : Interprétation des phénomènes", *Techniques de l'ingénieur*, 1986, D227.
- [29] **K.C.Kao**; "Deformation of gaz bubbles and liquid drops in an electrically stressed insulating liquid", *Natur*, 208, 1965, pp:279-280.
- [30] **G.Schöne**; "Zum Verhalten von gasblasen in isolierd in elektrischem feld", *Electric*, 10, pp: 335-339.
- [31] **M.Benmansour**; "Etude du comportement des bulles dans un diélectrique liquide soumis à un champ électrique : Répartition du champ électrique et critères d'instabilité", Thèse de Magister, Génie électrique, ENP, 1983.
- [32] **Y.Kako & coll**; "Influence de particules de faibles dimensions sur la rigidité diélectrique de l'huile isolante", *CIGRE*, 1986, Vol.1, Gr. 15-03.
- [33] **H.Moulai**; "Contribution à l'étude des phénomènes de streamers dans les diélectrique liquides en géométrie pointe-plan sous tension de choc de foudre", Thèse de Magister, Génie électrique, ENP, 1990.
- [34] **R.Tobazeon**; "Liquides diélectriques: Claquage et préclaquage", *Techniques de l'Ingénieur*, 1986, D 226.
- [35] **A.Berthilier**; "La chromatographie et ses applications", Ed.Dunod, Paris, 1972.
- [36] **R. Bellabes**; "Méthodes de chromatographie avec "buckflushing" avec un gradient longitudinal de température l'inversion, ou en isotherme ou avec

- programmation de durant le sens direct du gaz vecteur" Thèse de Doctorat ès sciences physiques, Univ. de S.Etienne, 1980.
- [37] **J.Tranchant**; " Manuel pratique de chromatographie en phase gazeuse", 3ème Ed.Masson, 1982.
- [38] **A.Casadeval**; " Manipulation de chimie-physique",Ed. G.V,Paris,1962.
- [39] **J.Tranchant**; " chromatographie en phase gazeuse", Techniques de l'ingenieur,1986,P 1485, pp:1-27.
- [40] **K.Abdeddaim**; " Méthodes de chromatographie en phase gazeuse couplant la programmation de température à l'inversion du débit de gaz vecteur", Thèse de doctorat ès.sci.phy., Univ.d'Alger,1975.
- [41] **O.Benhables**; "Contribution à l'étude analytique de quelques monoterpènes par chromatographie en phase gazeuse", thèse de Magister, G. chimique, ENP d'Alger,1991.
- [42] **M.Fatscher**; "chromatographie en phase gazeuse avec gradient de longitudinal température établi", thèse de Doctorat, G. chimique,alger, 1970.
- [43] **Recommandation CEI 567** ; " Guide d'échantillonnage de gaz et d'huile dans les matériels électriques immergés, pour l'analyse des gaz libres et dissous", 1992.
- [44] **H.Borsi** ; "Methods for the sensitive judgement of the insulation of the fluid insulated transformers during operation", 9th ISH, August 28-Sept 1, 1995, Graz convention center, Austria, pp : 1026.1 - 1026.4.
- [45] **E.Dorenburg & Co** ; "Surveillance des transformateurs dans l'huile par analyse de gaz", Brown Boveri, N° 5, Mai 1974, pp : 238-247.
- [46] **B.Fallou, R.Fournié & Co** ; "Analyse des gaz dissous dans l'huile en tant que moyen de surveillance des transformateurs et de détection des défauts naissants", CIGRE 1970, Vol.I,Gr 12-02.
- [47] **T.Kawaromovra & Co** ; "L'analyse des gaz dissous et son utilisation pour la maintenance des transformateurs", CIGRE 1986, Gr 12-05.
- [48] **LABORELEC** ; "Gaz dissous dans les huiles isolantes", Réunion d'information(22.04.1975).

- [49] **S.Caixin** ; "The principle of transformer chromatograph detecting on-line and the analysis of output wave", 9th ISH, Aug. 28 - Sept.1, 1995, Graz, Austria, pp : 1008.1-1008.4.
- [50] **Recommandation CEI 1181** ; "Matériaux isolants imprégnés -Application de l'analyse des gaz dissous (D.G.A) lors d'essais en usine de matériels électriques" ,1993 .
- [51] **M.Thibaut &.J.Rabault** ; "Application de l'analyse des gaz dissous à la maintenance des transformateurs" ,R.G.E N°2, 1975, pp :81-90.
- [52] **J.Galand & Co** ; "Application de la chromatographie en phase gazeuse au diagnostic des dégradations dans l'isolation des matériels électriques" RGE 1972,N°11, pp :727-739.
- [53] **Recommandation CEI 599** ; "Interprétation de l'analyse des gaz dans les transformateurs et autre matériel électrique, remplis d'huile,en service",1978.
- [54] **A.Anderson & Co** ; "Le transfert des gaz provoqué par des défauts internes dans les transformateurs et son influence sur l'interprétation des résultats d'analyse des gaz",CIGRE 1976, Gr 12-02.
- [55] **M.Thibault & Co** ; "Analyse des gaz dissous à la maintenance des transformateurs",CIGRE 1976, Gr 12-06.
- [56] **M Thibault & Co** ; "Méthodes physico-chimiques modernes d'analyse des dégradations d'isolation en service", RGE N°3, Mars 1970, pp :247-252.
- [57] **B Fallou , R.Fournié & Co** ; "Application des méthodes d'analyse physico-chimiques à l'étude des dégradations dans l'isolation des matériels électriques"CIGRE 1970,Vol.I, Gr 15-10.
- [58] **B Fallou, & Co** ; "Evolution des critères de sélection des liquides isolants", CIGRE 1986, Vol.I, Gr 15-10.
- [56] **A.Labbaci** ; "Contribution à et à la régénération des huiles minérales ", thèse de magister, Génie chimique, ENP, 1991, pp : 21_33.
- [57] **A.Bendjama** ;"Etude de la bentonite algérienne : Application à la décoloration des huiles ; ", thèse de magister, génie chimique, ENP, 1981.

- [58] **A.Hamimi**, A.Boubakeur et M.Lebid ; "Influence de la température sur certaines propriétés de l'huile de transformateur utilisée par la SONELGAZ", Deuxième conférence Nationale sur la haute tension, Tizi-Ouzou, 1997.
- [59] **Recommandations CEI**; " Méthodes recommandées pour la détermination de la permittivité et du facteur de dissipation des isolants électriques aux fréquences industrielles, audibles et radioélectriques", Ed 1969.
- [60] **Recommandations CEI 156**; "Isolants liquides: Détermination de la tension de claquage à fréquence industrielle, Méthodes d'essai", Ed 1995.
- [61] **Recommandations ISO 3105**; " Viscosimètre à capillaires en verre pour viscosité cinématique: Spécifications et instructions d'utilisation", Ed 1994.
- [62] **Recommandations ISO 3104**; " Produits pétroliers-Liquides opaques et transparents- Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique", 2^{ème} Ed, 1994.
- [63] **Recommandations ISO 2049**; "Produits pétroliers- Détermination de la couleur (échelle ASTM) ", 2^{ème} Ed, 1996.
- [64] Manuelle d'utilisation, serie 30; Version cathétomètre, Ed 1976.
- [65] Manuel d'utilisation, Série 30; Version cathétomètre, Ed 1976.
- [66] **B. Fallou & coll.**; "Evaluation du comportement d'huiles minérales isolantes d'origine paraffinique", CIGRE, 1982.
- [67] **H. Borsi**; " A synthetic insulating liquid for application in transformers", 9th ISH, 1995.
- [68] **H. Borsi**; " Dielectric behavior Behavior of silicon and ester fluids for use in distribution transformers", IEEE Transactions on electrical insulation, Vol. 26, N° 4, August 1991.
- [69] **Normes françaises NF 27 101**; "Spécifications des huiles minérales"
- [70] **M Thibault & Co** ; "Méthodes physico-chimiques modernes d'analyse des dégradations d'isolation en service", RGE N°3, Mars 1970, pp :247-252.
- [71] **B Fallou , R.Fournié & Co** ; "Application des méthodes d'analyse physico-chimiques à l'étude des dégradations dans l'isolation des matériels électriques"CIGRE 1970, Vol.I, Gr 15-10.
- [72] **B Fallou, & Co** ; "Evolution des critères de sélection des liquides isolants", CIGRE 1986, Vol.I, Gr 15-10.