

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

7/96

وزارة التربية الوطنية

MINISTRE DE L'EDUCATION NATIONALE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT Génie Chimique.

## PROJET DE FIN D'ETUDES

### SUJET

**Elaboration de catalyseurs à base de  
Bentonite et de Kieselguhr.**

**Applications au cracking catalytique  
des hydrocarbures et du Gas-oil**

Proposé par :  
Pr. C.E. CHITOUR

Etudié par :  
M. KHELIOUEN  
N. DEBIANE

Dirigé par :  
Pr C.E CHITOUR  
Mr E. SELMI  
Mme S. HADDOUM

PROMOTION  
1996

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التربية الوطنية

MINISTRE DE L'EDUCATION NATIONALE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT Génie Chimique.

## PROJET DE FIN D'ETUDES

### SUJET

**Elaboration de catalyseurs à base de  
Bentonite et de Kieselguhr.**

**Applications au cracking catalytique  
des hydrocarbures et du Gas-oil**

Proposé par :

Pr. C.E. CHITOUR

Etudié par :

M. KHELIQUEN

N. DEBIANE

Dirigé par :

Pr C.E CHITOUR

Mr E. SELMI

Mme S. HADDOUM

PROMOTION

1996

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ  
رَبِّ أَوْزَعْنِي أَنْ أَشْكُرَ نِعْمَتَكَ  
الَّتِي أَنْعَمْتَ عَلَيَّ وَعَلَى وَالِدَيَّ  
وَأَنْ أَكْمَلَ صَلَاحَاتِي وَرِضَاةَ  
بِرِّحَتِكَ فِي عِبَادَتِكَ الصَّالِحِينَ  
- صدق الله العظيم -

## DEDICACES

*A mon cher père*

*A ma chère mère*

*A mes frères et sœurs*

*A Riadh et Adnane*

*A toute ma famille*

*A Sofiane, Nadir et à tous mes ami (es)*

*A Nadia*

*A tous ceux qui me sont chers*

**Mohamed.**

*A mes très chers parents*

*A mes frères*

*A mes sœurs, leurs époux ainsi que leurs enfants*

*A toute ma famille*

*A la mémoire de mon ami Adel*

*A Sofiane et Mohamed*

*A Farid, Mohamed, Aziz, Madjid, Ouahid et à tous mes  
ami (es).*

**Nadir.**

*A la mémoire de notre ami et frère Missoum.*

**Mohamed & Nadir.**

## Ecole Nationale Polytechnique.

### Résumé:

Le travail a concerné l'élaboration de catalyseurs à base de Bentonite et de Kieselguhr activés à l'acide chlorhydrique et imprégnés aux sels précurseurs de Nickel, de Fer et de Chrome.

La caractérisation physico-chimique des catalyseurs a été effectuée.

Des tests de cracking catalytiques des molécules sondes et du gasoil ont été menés, pour la recherche du meilleur catalyseur.

### Abstract:

In our work, we have elaborated some support based on Kieselguhr and Bentonite. Acid treatment and incorporation of metal such Nickel, Iron and Chromium have been realised for our supports.

Some tests of catalytic cracking of models molecules and of gas-oil was led, for the research of best catalyst.

## Remerciements

Le présent travail a été réalisé au laboratoire de valorisation des énergies fossiles du Département Génie chimique de l'Ecole Nationale polytechnique, sous la direction du Professeur **C.E CHITOUR** à qui nous adressons nos sincères remerciements pour avoir proposé et dirigé ce travail.

Nous tenons à remercier Monsieur **E.SELMI** pour l'assistance et l'aide qu'il nous a fourni et pour ses orientations et ses conseils tout au long de la réalisation de ce travail.

Que Madame **S.HADDOUM** trouve ici, l'expression de notre profonde gratitude.

Que Madame **S.CHARCHARI**, chargé de cours à **L'E.N.P**, trouve ici nos remerciements pour nous avoir fait l'honneur de présider notre jury.

Nos remerciements s'adressent également à : Mr **HADJADJ-AOUL**,  
**M DEMRI** pour avoir accepté de faire partie de notre jury.

Nous tenons à remercier Mr **H.GUERMOUCHE**, professeur à l'**USTHB** ainsi que son équipe (**Nadia, Nacéra et Katia**) pour nous avoir aidé à effectuer certaines analyses.

Que les Familles **M'RAOUI, LOUNES, et ZOUANI** trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude pour leur soutien tout au long du travail.

Nous remercions vivement nos amis **Sofiane M'RAOUI, Mohamed KHALFI, Samir KACI, Mahfoud MABED, Kamel BENMAZA et Zakaria ZOUANI** pour l'aide précieuse qu'ils nous ont fourni.

**Mohamed & Nadir**

## TABLE DES MATIERES

<b>INTRODUCTION GENERALE</b>	<b>1</b>
<b>PARTIE THEORIQUE</b>	
Chapitre I : Catalyse et catalyseurs	2
I.1- Types de catalyse	2
I.1.1- Catalyse homogène	2
I.1.2- Catalyse hétérogène	4
I.2- Mécanisme de la catalyse hétérogène	4
I.3- Classification des catalyseurs	5
I.3.1- Catalyseurs métalliques	5
I.3.2- Catalyseurs semi-conducteurs	6
I.3.3- Catalyseurs isolants	6
I.4- Propriétés et caractéristiques d'un catalyseur	7
I.4.1- L'activité	7
I.4.2- La sélectivité	8
I.4.3- La stabilité	8
I.4.4- La morphologie	8
I.4.5- Critères de sélection d'un catalyseur	8
Chapitre II - Supports utilisés et leurs propriétés	10
II.1- La masse catalytique	10
II.2- Présentation des argiles	11
II.2.1- La bentonite	11
II.2.2- Le kieselguhr	12
II.3- Préparation des supports	12
II.3.1- L'activation thermique	14
II.3.2- L'activation chimique	14
II.3.3- L'activation par échange de cations	14

Chapitre III: Le cracking catalytique	15
III.1- Généralités sur le cracking	15
III.2- Le cracking thermique	15
III.3- Le cracking catalytique	16
III.3.1- Cracking des différentes classes d'hydrocarbures	17
III.3.2- Facteurs influent sur le cracking catalytique	18
III.3.3- Cracking du gasoil	22
III.3.4- Thermodynamique du processus du cracking	23
III.3.5- Les procédés industriels du cracking catalytique	25
III.4- Désactivation du catalyseur par dépôt de coke	26
III.4.1- Origine du coke	28
III.4.2- Hydrocarbures précurseurs du coke	29
III.5- Empoisonnement du catalyseur	29
III.6- Régénération du catalyseur	30

## **PARTIE PRATIQUE**

Chapitre I. Préparation des catalyseurs	31
I.1- Composition des supports	32
I.2- Elaboration des catalyseurs	32
I.2.1- Activation thermique	33
I.2.2- Activation acide	33
I.2.3- Activation par échange cationique	33
Chapitre II. Caractérisation des catalyseurs	36
II.1- Mesure des surfaces spécifiques	36
II.1.1- Principes fondamentaux du procédés	36
II.1.2- Appareillage	37
II.1.3- Résultats et commentaires	37
II.2- Mesure du taux d'imprégnation	38
II.2.1- Analyse des filtrats par colorimétrie	38



Chapitre III: Le cracking catalytique	15
III.1- Généralités sur le cracking	15
III.2- Le cracking thermique	15
III.3- Le cracking catalytique	16
III.3.1- Cracking des différentes classes d'hydrocarbures	17
III.3.2- Facteurs influent sur le cracking catalytique	18
III.3.3- Cracking du gasoil	22
III.3.4- Thermodynamique du processus du cracking	23
III.3.5- Les procédés industriels du cracking catalytique	25
III.4- Désactivation du catalyseur par dépôt de coke	26
III.4.1- Origine du coke	28
III.4.2- Hydrocarbures précurseurs du coke	29
III.5- Empoisonnement du catalyseur	29
III.6- Régénération du catalyseur	30

## PARTIE PRATIQUE

Chapitre I. Préparation des catalyseurs	31
I.1- Composition des supports	32
I.2- Elaboration des catalyseurs	32
I.2.1- Activation thermique	33
I.2.2- Activation acide	33
I.2.3- Activation par échange cationique	33
Chapitre II. Caractérisation des catalyseurs	36
II.1- Mesure des surfaces spécifiques	36
II.1.1- Principes fondamentaux du procédé	36
II.1.2- Appareillage	37
II.1.3- Résultats et commentaires	37
II.2- Mesure du taux d'imprégnation	38
II.2.1- Analyse des filtrats par colorimétrie	38

II.3-La spectroscopie infrarouge	41
II.3.1- Appareillage	41
II.3.2- Objectifs	41
II.3.3- Principe	41
II.3.4- Interprétation des différentes bandes d'absorption	42
Chapitre III: Cracking catalytique des molécules sondes	48
III.1- Description de l'appareillage	48
III.1.1- Mode opératoire	48
III.1.2- Remplissage du réacteur	50
III.1.3- Conditions opératoires	51
III.2- Cracking des molécules sondes	51
III.2.1- Cracking de l'heptane	52
III.2.2- Cracking du cyclohexane	53
III.2.3- Cracking du Toluène	54
Conclusion	56
Chapitre IV: Cracking catalytique du gas-oil	57
IV.1- Analyse de la charge	57
IV.2- Résultats du cracking du gas-oil	58
IV.3- Analyse par C.P.G. des produits du cracking	59
IV.3.1- Conditions opératoires	59
IV.3.2- Résultats d'analyses	60
IV.3.3- Identification des produits éluant avant le nC12	60
IV.3.4- Composition par famille et par nombre de carbone	60
IV.4- Calcul des indices d'octane	61
IV.5- Choix du meilleur catalyseur	62
Conclusion	62
<b>CONCLUSION GENERALE</b>	<b>63</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>64</b>
<b>ANNEXES</b>	

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

## **INTRODUCTION GENERALE**

De nos jours une demande excessive et supplémentaire des essences à haut indice d'octane est observée dans le monde.

Afin de satisfaire cette demande, on procède au cracking catalytique des coupes lourdes de la distillation atmosphérique du brut.

D'autre part le gasoil (fraction lourde) n'est pas totalement valorisé, celui ci est utilisé comme carburant diesel, comme combustible, ou encore comme huile de forage, l'excédant est utilisé en raffinage ou en pétrochimie.

Notre travail entre dans le cadre des activités du Laboratoire de Valorisation des Energies fossiles de l'E.N.P et consiste à valoriser la fraction lourde (gasoil) pour cela nous procédons au cracking de celle-ci afin d'obtenir des essences à haut NO<sub>x</sub>, et ce en présence de catalyseurs à base de matières premières locales qui sont la Bentonite et le Kieselguhr.

La première partie de cette étude a été consacrée à la préparation des catalyseurs utilisant un support mixte (Bentonite/Kieselguhr) de rapport massique (20/80) lesquels sont activés par l'acide chlorhydrique et imprégnés par les sels précurseurs de métaux (Fe, Ni, Cr), les caractéristiques physico-chimiques des catalyseurs ont été effectuées par différentes méthodes (IR, Taux d'imprégnation et surface spécifique).

Dans la deuxième partie, des tests de cracking catalytique de molécules sondes (n heptane; toluène; cyclohexane) qui simulent les trois familles d'hydrocarbures ( Paraffines, Naphtènes et Aromatiques); et du gas-oil ont été effectués, et ce pour connaître l'activité et la sélectivité des différents catalyseurs afin de pouvoir en sélectionner le ou les meilleurs.

PARTIE  
THÉORIQUE

*CHAPITRE I*  
*CATALYSE ET CATALYSEURS*

## CHAPITRE I

### CATALYSE ET CATALYSEURS

#### Introduction:

La catalyse est l'augmentation de la vitesse des réactions chimiques par une substance dite catalyseur. Ce dernier ne modifie pas les possibilités réactionnelles qui sont fixées par la thermodynamique.

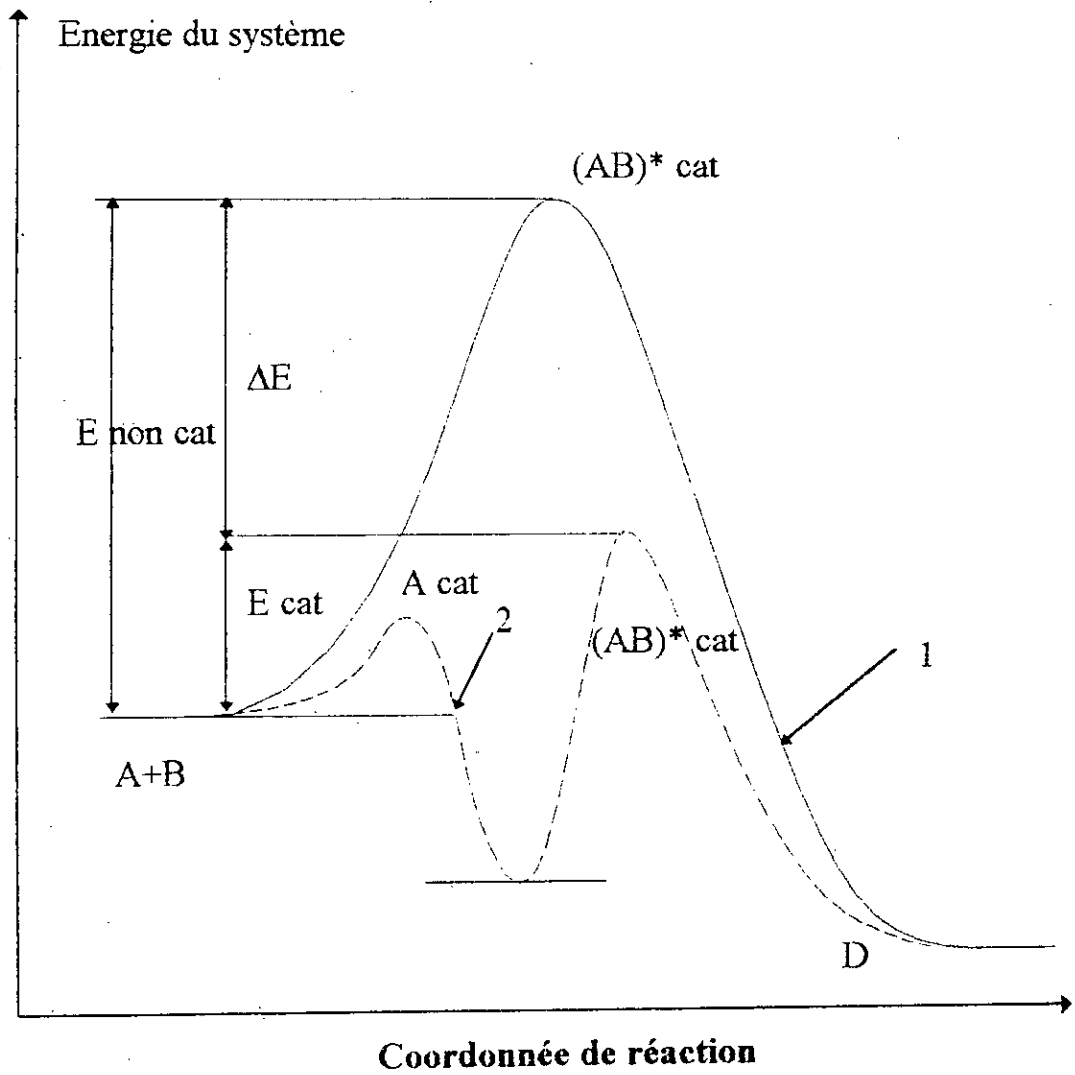
La catalyse traduit une interaction chimique intermédiaire entre les réactifs et le catalyseur, elle fournit ainsi un nouveau chemin réactionnel par lequel les réactifs finissent par se transformer en produit de la réaction [1]. Le chemin réactionnel est souvent plus complexe que celui suivi par les réactifs en l'absence de catalyseur. Le nombre d'étapes intermédiaires est plus élevé en présence du catalyseur, mais les hauteurs d'énergie de ces étapes individuelles sont toutes inférieures à celles des étapes intermédiaires d'une même réaction globale non catalysée. (Figure I.1).

#### I-1) Types de catalyse :

On distingue deux grands types de catalyse

##### I-1-1) Catalyse homogène :

Elle est caractérisée par le fait que le catalyseur et les réactifs (ou produits) appartiennent à une même phase. Le mécanisme de l'action catalytique lors de la catalyse homogène consiste en une formation d'intermédiaires résultant de l'interaction entre les réactifs et le catalyseur.



**Figure I-1: Diminution de l'énergie d'activation dans une réaction catalytique**

- 1) Réaction non catalytique.
- 2) Réaction catalytique.



### **I-1-2) Catalyse hétérogène :**

Elle est beaucoup plus utilisée, où, dans ce cas, le catalyseur appartient à une phase distincte de celle où se produit la réaction.

La catalyse hétérogène correspond surtout au cas particulier où le catalyseur mis en oeuvre est un solide et le milieu réactionnel est liquide gazeux ou mixte.

La réaction se produit à la surface du catalyseur, le fluide sert de réservoir à molécule de réactifs et produits; on parle alors de catalyse de contact.

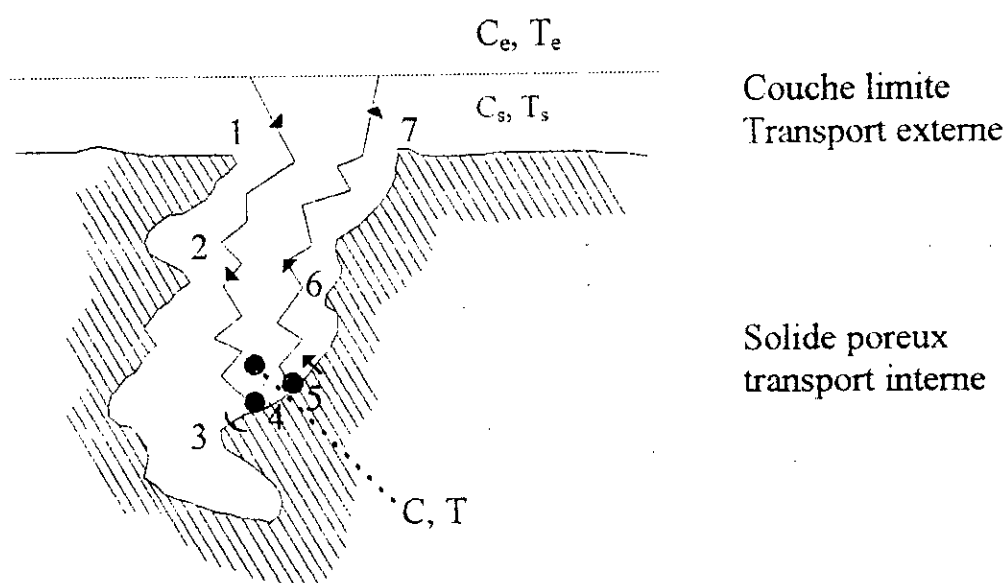
### **I-2) Mécanisme de la catalyse hétérogène :**

Dans les réactions de catalyse hétérogène, les réactifs présents dans le fluide vont réagir à la surface active d'un catalyseur; en général un solide poreux. Les produits de la réaction repartent ensuite de la surface catalytique vers le fluide. Simultanément, la chaleur de la réaction se transmet à l'intérieur et à l'extérieur du solide. Le déroulement de la réaction implique plusieurs étapes placées en séries (fig. I-2).

- Diffusion à travers la couche limite entourant les grains de solide (transfert externe)
- Diffusion au sein du solide poreux ( transfert interne )
- Adsorption des réactifs
- Réaction chimique proprement dite en phase adsorbée
- Désorption des produits qui franchissent les mêmes étapes en sens inverse.

La plus lente des sept étapes en série de la figure (fig-I-2) impose la vitesse de la réaction. Les étapes 3, 4, 5 relèvent de la cinétique chimique hétérogène (microcinétique )

Les étapes 1, 2, 6, 7 relèvent de la cinétique physique (macrocinétique ) [3].



**Figure I-2: Les étapes d'une réaction catalytique hétérogène [3].**

Les étapes d'une réaction catalytique hétérogène;

1, 7 :Transport externe;

2, 6 :Transport interne;

3, 5 :Adsorption/désorption;

4 :Réaction.

Concentration et température dans le fluide :

-  $C_e, T_e$  au sein du fluide interstitiel;

-  $C_s, T_s$  à l'embouchure des pores, à la surface extérieure du solide;

-  $C, T$  dans le pore au point ou à lieu la réaction.

### I-3) Classification des catalyseurs :

L'intérêt accordé aux propriétés électroniques des phases actives a conduit plus récemment à classer les masses de contact en trois groupes [4]:

- les catalyseurs métalliques (conducteurs );
- les catalyseurs à valence variable (semi-conducteurs );
- les catalyseurs isolants.

#### I-3-1) Catalyseurs métalliques :

Les métaux utilisés en catalyse sont ceux des quatrième, cinquième, sixième périodes de transitions et quelques métaux IB limitrophes (Tableau. I-1 ); les plus utilisés sont les triades du groupe VIII ; ils sont actifs dans les réactions d'hydrogénation; déshydrogénation; oxydation, et ils chimisorbent les gaz simples ( $H_2$ ,  $O_2$ ,  $CO$ , ...) [5].

Dans la catégorie des catalyseurs métalliques au cours de l'acte catalytique; on estime généralement que l'activité est due à la phase métallique à l'état réduit.

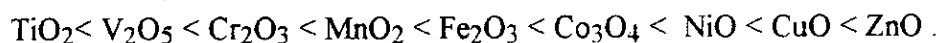
Les catalyseurs métalliques présentent une conductibilité électrique élevée de  $10^4$  à  $10^6$  et sont utilisés surtout en reforming catalytique ou en cracking catalytique.

**Tableau I-1 :Principaux métaux catalyseurs dans la classification périodique des éléments**

	IIIA	IVA	VA	VIA	VIIA	VIII A			IB
4 <sup>ème</sup> Période	Sc	Ti	V	Cr	Mn	Fe	Co	Ni	Cu
5 <sup>ème</sup> Période	Y	Zr	Nb	Mo	Tc	Ru	Rh	Pd	Ag
6 <sup>ème</sup> Période	La	Hf	Ta	W	Ra	Os	Ir	Pt	Au

### I-3-2) Catalyseurs semi conducteurs :

La phase active d'un catalyseur appelé, semi-conducteur est généralement un oxyde de métaux de transition (NiO , ZnO ,...) qui permettent plusieurs degrés d'oxydations stables et dont le spectre d'activité est le suivant :



Leur caractère le plus remarquable est de pouvoir, sans changer de structure cristalline, s'écarter entre certaines limites de leur composition théorique (non stoechiométrique) , par perte ou gain d'oxygène avec réduction ou oxydation concomitante de cation. Ils deviennent conducteurs d'électricité, mais avec des conductibilité beaucoup moindre que celle des métaux ( $10^{-4}$  à  $10^{-2}$  contre  $10^4$  à  $10^6$  ).

En catalyse, ils présentent la même spécificité que les métaux, mais ils sont nettement moins actifs d'où la nécessité de travailler à des températures élevées. On les appelle aussi oxydes d'éléments à valence variable.

### I-3-3) Catalyseurs isolants :

Ce sont les oxydes solides des métaux IA, IIA et des métaux et métalloïde IIB, IIIB, VB légers. Les oxydes des premiers sont basiques, ceux des seconds sont acides. Ils catalysent les mêmes réactions que les acides et bases en solution.

Cette famille ne compte en toute certitude qu'un petit nombre de membres : terres activées et gels mixtes de silices et d'alumines ou magnésie.

Puisqu'il s'agit d'isolants, les propriétés électriques de la phase active tridimensionnelle ne peuvent plus être invoquées.

Les centre actifs sont des centres de LEWIS et BRONSTEDT (cation ou proton lié à l'anion ) ou des centres basiques (anions). Les oxydes acides ont comme types d'alumine, mais on obtient des catalyseurs acides beaucoup plus actifs en associant l'alumine à la silice dans des oxydes mixtes amorphes, les aluminosilicates constituent donc de véritables acides solides (fig.I-3). [6].

Notons que les argiles naturelles sont des silicates d'alumines complexes., comme la Montmorillonite.

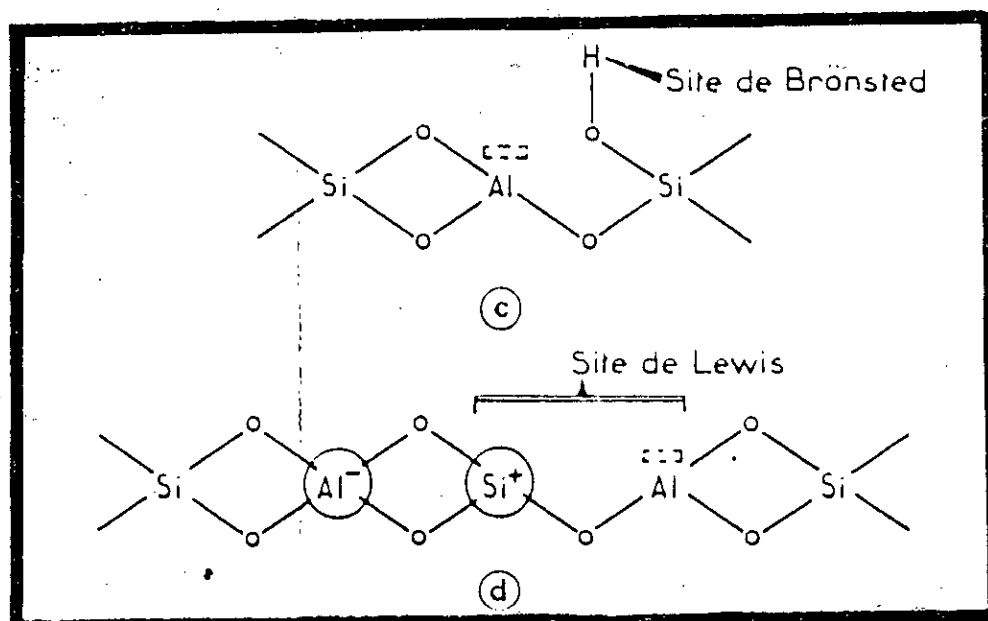


Fig.I-3 :Nature des sites acides superficiels dans les catalyseurs de craquage.

#### I-4) Propriétés et caractéristiques d'un catalyseur :

On distinguera les propriétés fondamentales qui résultent de la définition même du catalyseur, activité, sélectivité et stabilité, des autres propriétés ou caractéristiques dites secondaires ou techniques que doit, en supplément, posséder le catalyseur pour mériter le label industriel : régénéralité, reproductibilité, caractéristiques morphologiques, mécaniques, thermiques et prix.

##### I-4-1) L'activité :

Une grande activité, c'est à dire l'obtention d'une vitesse de réaction élevée, se traduira soit par une productivité élevée, un réacteur de faible volume et la mise en oeuvre d'une faible quantité de catalyseur, soit par un fonctionnement dans des conditions opératoires peu sévères et en particulier à une température relativement basse permettant d'opérer avec une bonne sélectivité et une bonne stabilité dans un domaine thermodynamique éventuellement plus favorable. [7].

#### **I-4-2) La sélectivité :**

Une bonne sélectivité permet d'obtenir de bons rendements du produit désiré en réprimant les réactions parasites, concurrentes et consécutives.

#### **I-4-3) La stabilité :**

Une bonne stabilité caractérise le fait que le catalyseur n'évolue que très lentement au cours du temps dans les conditions de mise en oeuvre et de régénération. En pratique, il est loin d'en être ainsi et parmi les causes d'évolution entraînant progressivement la perte d'activité, de sélectivité ou de solidité, on peut citer :

- Le dépôt de coke sur certains catalyseurs;
- L'attaque des agents actifs ou du support par les réactifs, les produits ou les poisons;
- L'adsorption progressive de poisons présents dans la charge ou les produits.

#### **I-4-4) La morphologie :**

Les caractéristiques morphologiques externes du catalyseur, c'est à dire sa forme et sa granulométrie devront être adaptées au procédé catalytique correspondant, pour un lit fluide, on utilise une poudre de forme sphéroïde si possible pour limiter l'attrition et de répartition granulométrique bien déterminée pour obtenir une bonne fluidisation. Dans un lit fixe, on utilise des billes, des anneaux, des pastilles, des extrudés, des écailles.

#### **I-4-5) Critères de sélection d'un catalyseur :**

Les principaux critères qui déterminent le choix d'un catalyseur sont les suivants :

- Une bonne activité catalytique;
- Une bonne sélectivité pour le produit désiré;
- Une bonne stabilité chimique vis à vis du milieu réactionnel;
- Une bonne stabilité thermique;
- Une bonne résistance mécanique (pour les solides : résistance à l'effritement ou à l'écrasement);
- Possibilité de régénération (régénérabilité);
- Longue durée de vie (nombre élevé de régénérations);
- Longue durée de cycle (longue utilisation entre deux régénérations). [8].

*CHAPITRE II*  
*SUPPORTS UTILISÉS ET*  
*LEURS PROPRIÉTÉS*

## **CHAPITRE II**

### **SUPPORTS UTILISES ET LEURS PROPRIETES**

#### **II-1) La masse catalytique :**

Dans le domaine de la catalyse hétérogène, les catalyseurs de craquage catalytique occupent une place importante. Ce type de catalyseurs doit posséder des caractéristiques bien spécifiques tant au niveau de l'activité et de la sélectivité, qu'au niveau des propriétés physiques (texture poreuse, résistance à l'attrition, stabilité thermique), qui dépendent d'une part de la composition du catalyseur, d'autre part, de son procédé de fabrication.

Depuis les premières installations de cracking catalytique en lit fluidisé, la nature des catalyseurs utilisés en craquage catalytique a connu de nombreuses évolutions.

Les argiles naturelles, activées par des lavages d'acides, ont été rapidement remplacées par des catalyseurs constitués d'aluminosilicates amorphes. La découverte des zéolithes synthétiques (aluminosilicates cristallisés) a provoqué un changement dans les catalyseurs utilisés, ils possèdent des propriétés craquantes beaucoup plus importantes que les aluminosilicates amorphes, du fait de la nature, de la répartition, et de la densité plus grande de leurs sites acides.

Les industries chimiques et pétrochimiques font appel à l'alumine et aux silico-alumines comme catalyseurs ou supports de catalyseurs en raison de leur grande résistance chimique et thermique, de leur porosité et de la modicité relative de leur coût, en plus elles offrent des sites d'acidité capables de catalyser certains types de réactions chimiques telles que celles de cracking. [6].



## **II-2) Présentation des argiles utilisées :**

### **II-2-1) La bentonite :**

La bentonite est une dénomination technique et commerciale de la "Montmorillonite", argile qui fut trouvée dans la montagne Montmorillon (France).

Très importante de par ses propriétés physico-chimiques, la bentonite est utilisée comme terre décolorante dans l'industrie des matières grasses, en tant que liant dans le domaine du génie civil, comme boue de forage, et en tant que catalyseur ou échangeur d'ions dans l'industrie chimique et pétrolière.

#### **A)-Propriétés de la Bentonite :**

- La bentonite est une roche tendre, friable, présentant un aspect gras. très onctueuse au toucher, sa teinte est blanche, grise ou légèrement teintée de bleu.

- Elle a un pouvoir gonflant considérable, de 3 à 30 fois son volume initial, alors que ses propriétés colloïdales (gels et suspensions) la mettent en pôle position dans l'industrie pétrolière pour préparer des émulsions d'asphaltes, et la préparation des catalyseurs.

-Les argiles ont la propriété d'adsorber certains cations et anions; ainsi que la propriété de plasticité. L'analyse granulométrique montre que l'état argileux est en rapport étroit avec l'extrême finesse des constituants.

Encore; les gels de bentonite manifestent le phénomène de thixotropie; ils s'épaississent durant un repos prolongé et reprennent leurs viscosité par simple agitation.

Parmi les principales propriétés chimiques de la bentonite, on peut citer :

- sa capacité d'échange des cations.
- son affinité adsorptionnelle aux liquides polaires.
- son pouvoir gonflant exceptionnel et sa colloïdabilité.

## **B) - Composition et structure de la Bentonite :**

Le rapport moléculaire des oxydes de silicium et d'aluminium représente un indice caractéristique des montmorillonites, il est voisin de 3 à 4.

En fait la montmorillonite, se compose d'unités structurales qui sont formées de deux couches de tétraèdres de silicium, entre lesquelles est disposée une couche centrale d'octaèdres d'aluminium. Les sommets des tétraèdres sont orientés vers la couche d'octaèdres. (Figure II-1).

Les Bentonites sont constitués feuillets d'épaisseur allant de 10Å° à 19Å° avec des systèmes cristallins monocliniques de formule chimique générale  $(Si_4Al_2Mg_3)O_{10}2OH$  . [9].

### **II-2-2) - Le Kieselguhr :**

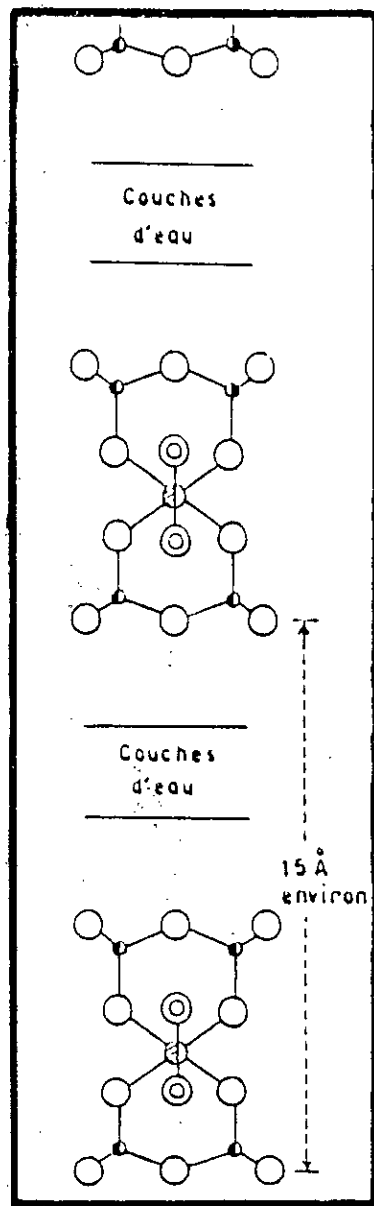
Le Kieselguhr est une roche silicieuse d'origine organique formée par les dépôts d'algues unicellulaires pourvues d'une enveloppe silicieuse. On le trouve souvent en liaison avec des cendres volcaniques. L'altération de celle-ci engendre notamment la bentonite. Les roches à diatomées contiennent très souvent des poissons fossiles. [9].

Le kieselguhr est utilisé comme presse à polir, comme matière inerte pour stabiliser la dynamite et comme produit filtrant et décolorant.

Utilisé comme support de catalyseur, le kieselguhr améliore la résistance mécanique. [10].

### **II-3) - Préparation des supports :**

Il faut noter que l'affinité adsorptionnelle des supports (argiles) à l'état brut est faible . Pour améliorer leur capacité adsorptionnelle; on procède à des activations thermiques et chimiques.



**Figure II-1**  
**MONTMORILLONITE**  
**(hydratée)**

### **II-3-1) - L'activation thermique :**

Cette activation entraîne un changement du pouvoir adsorbant et ce grâce à la libération des sites actifs occupés par l'eau d'adsorption, cette eau s'élimine aux environs de 105°C; le chauffage à 500°C, provoque le départ de l'eau de constitution et la destruction d'impuretés.

### **II-3-2) - L'activation chimique :**

La formation des «bentonites-H" résulte de la modification des liaisons octaédriques de la couche centrale composée de quatre atomes d'aluminium.

Le départ de deux atomes d'aluminium sur quatre laisserait l'ensemble du treillis de la texture élémentaire avec une charge négative compensée par un ion "H+", de l'acide de traitement, qui confère le caractère acide aux argiles activées et duquel dépend l'amélioration du pouvoir de sorption. L'activation se fait généralement par l'acide sulfurique, l'acide chlorhydrique et l'acide nitrique.

### **II-3-3) - L'activation par échange de cations:**

La bentonite a la capacité d'adsorber certains cations et de les retenir dans les conditions d'échange.

Trois facteurs principaux permettent l'échange cationique :

- Les liaisons entre les différentes molécules se trouvant aux bords et aux coins des structures d'aluminosilicates sont rompues, ce qui provoque une augmentation de charges libres.
- La possibilité d'échanger des cations de haute valence par des cations de plus faible valence en laissant des charges libres. Ces remplacements mènent à une structure non équilibrée et donnent lieu aux échanges.
- L'existence de groupes hydroxyles sur les surfaces des argiles et entre les feuillets peuvent être parfaitement remplacés par d'autres cations : la possibilité d'échange à la surface est plus grande qu'entre les feuillets; la faible distance entre les feuillets ne permet pas la pénétration de cations de grande taille. [11].

## CHAPITRE III

### LE CRACKING CATALYTIQUE

#### III-1) Généralités sur le cracking :

Le cracking est un procédé qui vise à transformer des coupes lourdes en composés plus légers et plus valorisables, surtout en essence et à un degré moindre en gaz de pétrole liquifié. [12]. La charge classique de craquage est un gas-oil de distillation sous vide.

La réaction fondamentale qui gouverne le cracking des fractions lourdes consiste en la scission des hydrocarbures aliphatiques saturés en paraffines et oléfines : c'est le cracking primaire. Les entités ainsi formées conduisent, par des réactions de cracking secondaire en divers points de leur chaîne hydrocarbonée à des produits légers variés : gaz incondensable à température ordinaire ( $C_1$  ;  $C_2$ ), gaz liquifié ( $C_3$  ,  $C_4$  ) et essence riches en oléfines, dont la composition et le rendement dépendent des conditions opératoires retenues. [6].

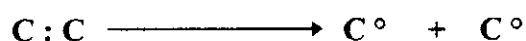
Suivant que le cracking se fera sous l'effet unique de la température ou en présence de catalyseur, on parlera respectivement de cracking thermique et de cracking catalytique.

#### III-2) Le cracking thermique :

Le craquage thermique est le procédé de transformation des hydrocarbures qui met en jeu la température comme agent d'activation. Sa première application industrielle a été mise au point pour la production d'essence à haute performance à partir de coupes lourdes pendant la première guerre mondiale.

Les procédés de cracking thermique ont été développés dès 1913 aux ETATS-UNIS. Ces procédés fonctionnaient suivant la nature de la charge entre 460 et 530 °c. La pression de marche pouvait atteindre 30 à 40 atmosphères.

Les réactions mises en jeu sont des scissions moléculaires de type radicalaire comme l'indique la réaction ci-dessous :



Les essences obtenues par ce procédé ont des rendements qui ne dépassent guère 40 ou 45% en poids par rapport à la charge et avec des indices d'octane compris entre 75 et 80, ce qui s'est rapidement avéré trop faible. De plus, le caractère fortement insaturé de ces essences, du à la présence d'oléfines et de dioléfines leur conférant ainsi une mauvaise stabilité thermique et surtout chimique et une susceptibilité au plomb médiocre.

Tous ces inconvénients ont fait que le cracking thermique fut progressivement remplacé par le cracking catalytique.

### III-3) Le cracking catalytique :

Bien que les premières expériences de transformation des hydrocarbures en présence de catalyseur semblent remonter à la fin du siècle dernier, il faut attendre 1923 pour que l'ingénieur français, EUGENE HOUDRY, entreprenne des études devant aboutir au procédé de craquage catalytique qui a révolutionné le raffinage du pétrole dont la première unité industrielle fut construite en 1936 aux USA par la "HOUDRY PROCESS CORPORATION". [13].

Par rapport à l'action unique de la température, l'emploi d'un catalyseur permet d'accroître la quantité d'essence obtenue aux dépens des sous produits, et aussi d'améliorer sa qualité.

L'opération se déroule en phase vapeur vers 500°C à une pression voisine de la pression atmosphérique.

Le cracking catalytique fait intervenir des sites donneurs de protons H<sup>+</sup>. Ce mécanisme permet d'obtenir un ion carbanion par transfert d'un doublet et formation d'ions électropositif comme l'indique la réaction suivante :



Le procédé permet d'obtenir de meilleurs rendements en essences à haut indice d'octane et dans des conditions moins sévères que le précédent. [13].

### III-3-1) Cracking des différentes classes d'hydrocarbures :

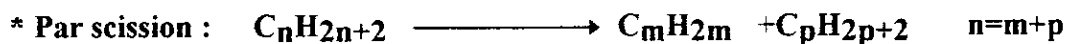
Les réactions catalytiques de scission sont d'autant plus faciles que le poids moléculaire est élevé. L'ensemble des réactions peut se diviser en deux groupes :

- les réactions primaires de scission de la molécule.
- les réactions secondaires mettant en jeu les produits de la réaction primaire.

Les hydrocarbures constituant des séries usuelles se comportent d'une façon assez semblable à l'intérieur de chaque famille. Nous examinerons dans ce qui suit chacune d'elles.

#### a) Le cracking des paraffines :

Le cracking des paraffines donne:



Une nouvelle paraffine plus légère et une oléfine.



Une oléfine et de l'hydrogène.

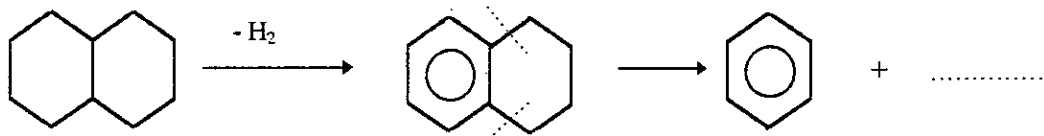
#### \*Par isomérisation des paraffines plus ramifiées:

Elle peut s'isomériser en produisant des chaînes ramifiées, cette modification améliore le nombre d'octane.

Du point de vue thermodynamique, l'isomérisation des paraffines est possible, la formation des isoalcane avec de grandes conversions et toutefois favorisée par des plus basses températures. On peut obtenir une cyclisation des paraffines en aromatiques à température élevée ou en présence de certains catalyseurs [14].

#### b) Cracking des naphthènes :

Le cracking des naphthènes commence par une désalkylation et la chaîne droite ainsi détachée subira à son tour un cracking.



Enfin, les naphènes se déshydrogènt assez facilement en présence de certains catalyseurs pour former des aromatiques, ce qui fait augmenter le NO.

### c) Le cracking des aromatiques :

La séparation des chaînes alkylées a lieu au ras du noyau avec formation d'oléfines, la désalkylation se fait de la manière suivante:



Eventuellement, les aromatiques peuvent se condenser en hydrocarbures polycycliques de poids moléculaires plus élevés pour donner du coke [15].

Les principales réactions intervenant dans le cracking catalytique des divers familles sont résumées dans le tableau III.1

### III-3-2) Facteurs influants sur le cracking catalytique:

La quantité et la qualité des produits de cracking catalytique sont fonction de plusieurs facteurs, parmi lesquels on peut citer:

#### a)- La température :

La température est un paramètre important du craquage catalytique car elle agit sur l'équilibre des transformations chimiques, qui sont des réactions endothermiques.

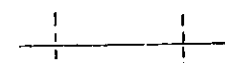

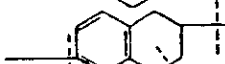
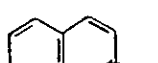
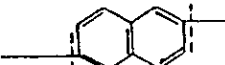
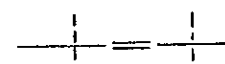
En outre la vitesse de craquage augmente avec la température à cause de la concentration croissante en radicaux.[16].

Un accroissement de la température de craquage conduit notamment à :

- \*une conversion plus importante;
- \*une augmentation de la production d'essence pour vue que la température atteinte ne provoque pas, par le craquage, la destruction de l'essence formée;
- \*des rendements en gaz et coke plus élevés;



**Tableau III-1**  
**Principales réactions intervenant dans le cracking catalytique**  
**des diverses familles d'hydrocarbures.**

Hydrocarbures	Structure chimique schématique	Nature des réactions prédominantes	Principaux produits obtenus
Paraffines (normales et iso)		Rupture de la chaîne hydrocarbonée en divers points ; les ruptures en bout de chaîne sont défavorisées.	Paraffines et oléfines ramifiées comprenant au moins 3 atomes de carbone ; peu de méthane.
Naphtènes		Rupture des cycles et des chaînes latérales.	Paraffines et oléfines ; un peu d'aromatiques.
Naphtènes aromatiques		Ouverture du cycle naph-ténique ; rupture des chaînes latérales au niveau du cycle aromatique.	Paraffines, oléfines et aromatiques.
Aromatiques sans chaîne latérale		Craquage négligeable.	Coke
Aromatiques avec chaînes latérales		Rupture des chaînes latérales au niveau des cycles aromatiques.	Oléfines et aromatiques.
Oléfines		Rupture de la chaîne hydrocarbonée en divers points.	Oléfines ramifiées ; un peu de paraffines.

\*une modification de la nature chimique des produits :

-Des proportions d'oléfines plus importantes dans les produits légers : à partir d'environ 400°C les chaînes d'hydrocarbures sont coupées de préférence en leur milieu, lorsque la température croît la scission se déplace vers l'extrémité de la chaîne, c'est à dire qu'elle conduit à la formation d'oléfines plus légères.

-Des proportions d'aromatiques plus importantes conduisant en particulier à une augmentation du NO dans les produits moyens et lourds.

Les températures de cracking se situent entre 450 et 550°C.

#### **b)- La pression :**

La pression a un effet décisif sur la réaction de craquage , qui conduit à un nombre accru de molécules; une pression élevée favorise les réactions de polymérisation et de condensation , une faible pression augmente le rendement en oléfines.

La pression de marche n'a que peu d'influence sur le taux de conversion.

Dans la pratique industrielle, la pression des réacteurs de craquage demeure toutefois voisine de la pression atmosphérique.

#### **c) Le temps de contact :**

C'est le temps de mise en contact du réactif avec le lit catalytique qui est directement proportionnel à la quantité de catalyseur et varie en sens inverse du débit d'alimentation. Dans la pratique industrielle, on fait appel plus volontiers à la vitesse spatiale pondérale, exprimée généralement en tonnes de charge traitée par tonne de catalyseur et par heure, on la désigne par :

$$P.P.H = MR^0 / m \quad (III.1)$$

où :

$MR^0$  : débit massique;

$m$  : masse du catalyseur.

On utilise aussi la vitesse spatiale volumique  $V.V.H$

$$V.V.H = Q/V = P.P.H *dL/dR \quad (III.2)$$

où :

Q : débit volumique;

V : volume du lit catalytique;

d : masse spécifique du lit catalytique;

dR : masse spécifique du réactif liquide.

L'augmentation de la durée du cracking c'est à dire la diminution de la vitesse spatiale, a pour effet d'augmenter le taux de conversion.

Le temps de contact influence, à température constante le rapport entre produits primaires et secondaires un temps de contact court conduit à une prédominance de produits primaires, par contre un temps de contact plus long engendre davantage de réactions secondaires comme l'oligomérisation et le dépôt de carbone.[16].

#### **d) La nature de la charge :**

Le craquage catalytique des fractions très lourdes est beaucoup plus aisé , on obtient effectivement de meilleurs rendements en essence qu'avec des distillats légers.

Les charges paraffiniques craquent très facilement, les naphthéniques un peu moins bien mais donnent de bons rendements en essence et les coupes aromatiques craquent mal mais donnent des essences à nombre d'octane plus élevé.

#### **e) Les catalyseurs :**

Les catalyseurs de cracking prennent part successivement à deux types de réactions :

- 1- Les réactions de cracking qui sont des réactions endothermiques.
- 2- Les réactions de régénération du catalyseur qui sont l'oxydation exothermique du coke déposé sur le catalyseur pendant l'opération de cracking.

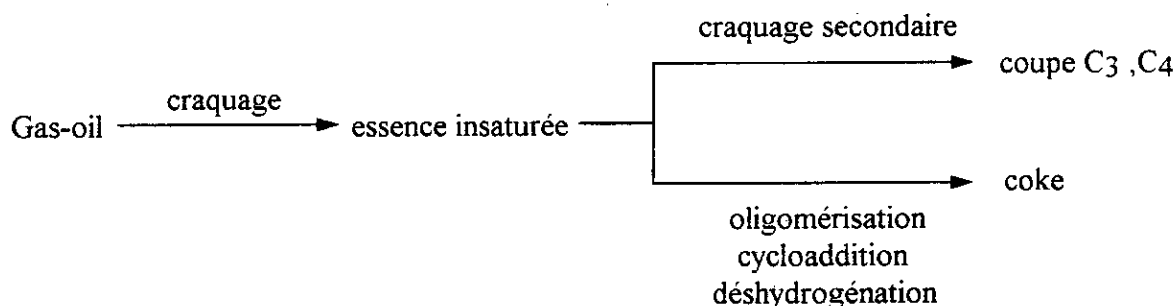
Les réactions de cracking nécessitent un caractère acide du catalyseur et les opérations de régénération nécessitent une grande stabilité physique et chimique vu les très hautes températures et les efforts mécaniques auxquels il est soumis.

Les premiers catalyseurs utilisés industriellement ont été des argiles naturelles de type bentonite, mais elles ont été rapidement surplacées par des catalyseurs synthétiques constitués par des aluminosilicates amorphes dont l'activité est sensiblement plus grande du point de vue rendement et indice d'octane. Une troisième génération de catalyseurs a vu le jour en 1962 et qui a révolutionné la fabrication des essences à base d'aluminosilicate, cristallisées ou zéolithes (tamis moléculaires), ces catalyseurs résistent mieux aux poisons et à la température élevée.

La résistance mécanique des zéolithes étant mauvaise, on ne les emploie pas à l'état pur comme catalyseurs industriels. Ordinairement, on les introduit 5 à 20% dans une matrice amorphe de silico-aluminate qui possède une structure suffisamment solide.[17].

### III-3-3) Cracking du gas-oil :

Le cracking du gas-oil donne naissance à une essence insaturée qui constitue généralement le produit recherché, mais cette dernière peut réagir à son tour, soit par craquage secondaire, pour conduire aux coupes C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub>, soit par oligomérisation et cycloaddition de ses constituants insaturés pour mener après déshydrogénation au coke comme le montre le schéma suivant :



L'approche du cracking catalytique du gas-oil est très difficile à cause du grand nombre de composés et des réactions qu'il présente [18].

Etant donné la complexité de l'opération, on définit un certain nombre de grandeurs et de critères permettant d'évaluer l'efficacité de l'opération de cracking et la qualité des produits obtenus.

L'ensemble des produits obtenus est divisé en trois types : gazeux, liquide et solide, ce dernier est constitué de coke qui se dépose sur le catalyseur et susceptible d'être éliminé par combustion lors de l'opération de régénération du catalyseur. Les autres produits sont récupérés à la sortie du réacteur et séparés : les gaz, la partie légère du produit liquide ou distillat (température d'ébullition inférieure à 220°C) et la partie lourde ou résidu.

Ainsi, on définit la conversion dans l'opération de cracking catalytique par la formule :

$$\tau = 100 - Y$$

avec :  $\tau$  : est le taux de conversion

$Y$  : est le pourcentage en volume de l'huile distillant après 220°C.

### III-3-4) Thermodynamique du processus de craquage :

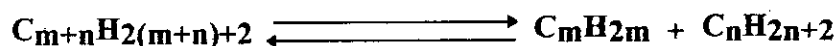
Toutefois, les calculs thermodynamiques permettent dans le cas des processus de craquage, la connaissance de la direction du déroulement du processus des réactions secondaires possibles en fonction de la température et de la pression de la zone de réaction.

Sur le plan thermodynamique, les hydrocarbures insaturés recherchés n'apparaissent stables par rapport aux hydrocarbures saturés qui leur donnent naissance qu'à des températures relativement élevées. Ce fait est illustré par la figure III.2 [19] qui traduit la variation, en fonction de la température, de l'énergie de formation ( $\Delta G^\circ$ ) rapportée à un atome de carbone, de quelques composés hydrocarbonés caractéristiques.

Certains auteurs [19] utilisent les relations :

$$\Delta G^\circ = 18,000 - 34 T \quad \text{cal/mol} \quad (1)$$

dans le cas de la pyrolyse avec coupure de liaison C-C :



qui fournit une paraffine et une oléfine;

$$\Delta G^\circ = 30,000 - 34 T \quad \text{cal/mol} \quad (2)$$

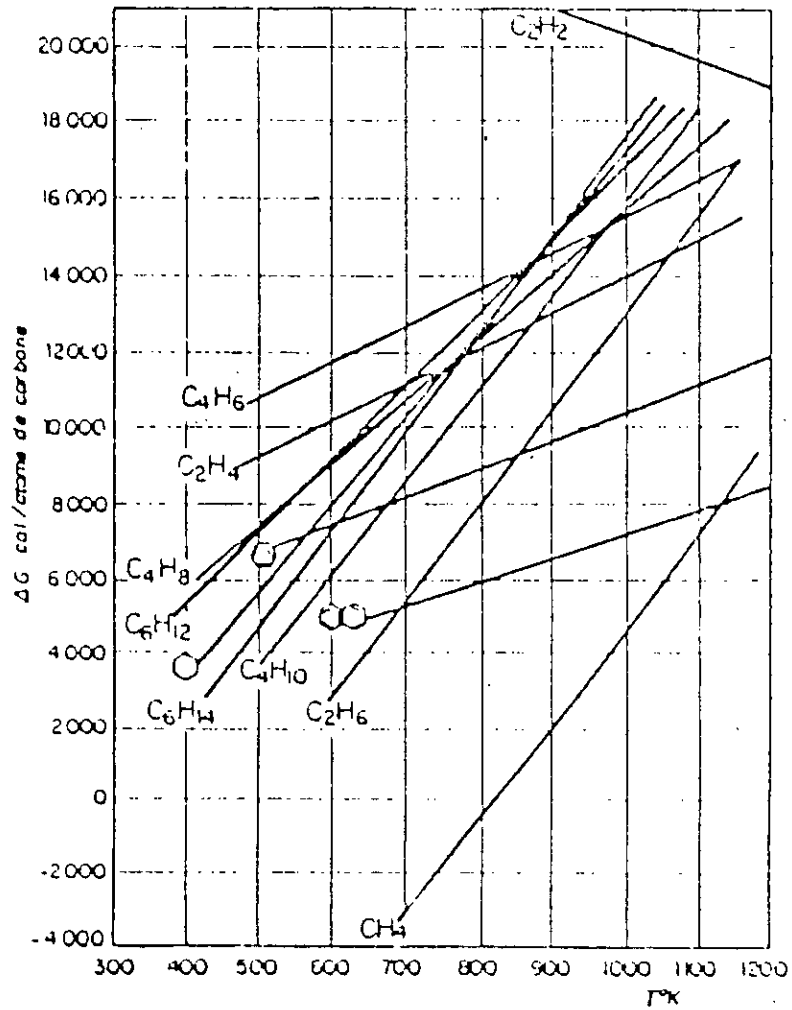
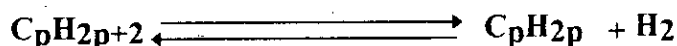


Figure III-2: Energie libre de formation rapportée à une atome de carbone [6]

dans le cas de la déshydrogénation :



Dans les relations (1), et (2),  $\Delta G$  est l'enthalpie libre et  $T$  la température exprimée en degré Kelvin.

Il s'agit donc de réactions très endothermiques. Le cracking est ainsi plus facile que la déshydrogénation du point de vue thermodynamique. [21].

A ces réaction peuvent s'ajouter des réactions secondaires de transformation des oléfines formées, comme par exemple la polymérisation pour laquelle :

$$\Delta G^\circ = - 19,000 + 34 T \quad \text{cal/mol} \quad (3)$$

qui est défavorisée par la température et, évidemment, favorisée par la pression [21].

### III-3-5) Les procédés industriels de cracking catalytique :

Le cracking des hydrocarbures est connu depuis le milieu du 19<sup>ème</sup> siècle, mais son réel essor ne date que du début du 20<sup>ème</sup> siècle. Depuis lors, plusieurs procédés se sont succédés :

#### III-3-5-1) Procédé à lit catalytique fixe :

La première unité industrielle de craquage catalytique a été construite en 1937 à la raffinerie SUN-OIL de MARCUS HOOK (NEW JERSEY -USA) fonctionnant en lit fixe. La production était assurée par l'emploi d'une batterie de réacteurs en parallèle dont certains fonctionnaient en craquage alors que d'autres étaient en régénération (fig III.3.a ). Le cycle d'un réacteur est d'environ 30 minutes qui se répartissent comme suit :

- Passage des vapeurs à catalyser.....10 minutes
- Elimination des vapeurs du réacteur.....5 minutes
- Régénération à l'air du catalyseur.....10 minutes
- Abaissement de la température, purge d'air et de CO du réacteur.....5 minutes

En raison des difficultés technologiques rencontrées dans l'exploitation de ces unités et leurs coûts élevés, on a cherché ensuite à conduire le cracking et la régénération dans des

appareils séparés, ceci implique une circulation du catalyseur entre le réacteur et le régénérateur (fig III.3.b).

### **III-3-5-2) Le procédé à lit mobile :**

Une des sociétés associée à HOUDRY, la VACCUM OIL en 1944, mit sur pied un système appelé "Thermofor catalytic cracking" (T.C.C).

Dans ce procédé le catalyseur, constitué de granules de quelques millimètres de diamètre, passe du réacteur au régénérateur par gravité, les granules de catalyseur régénérés sont ramenées au sommet du réacteur par entraînement gazeux (fig III.3.c).

### **III-3-5-3) Le procédé à lit fluidisé :**

La première unité de cracking en lit fluidisé ou F.C.C fut mise à feu en Mai 1942 à la raffinerie ESSO en LOUISIANE.

Le catalyseur, mis en oeuvre, est sous forme de particules sphéroïdes de 20 à 150 microns de diamètre.

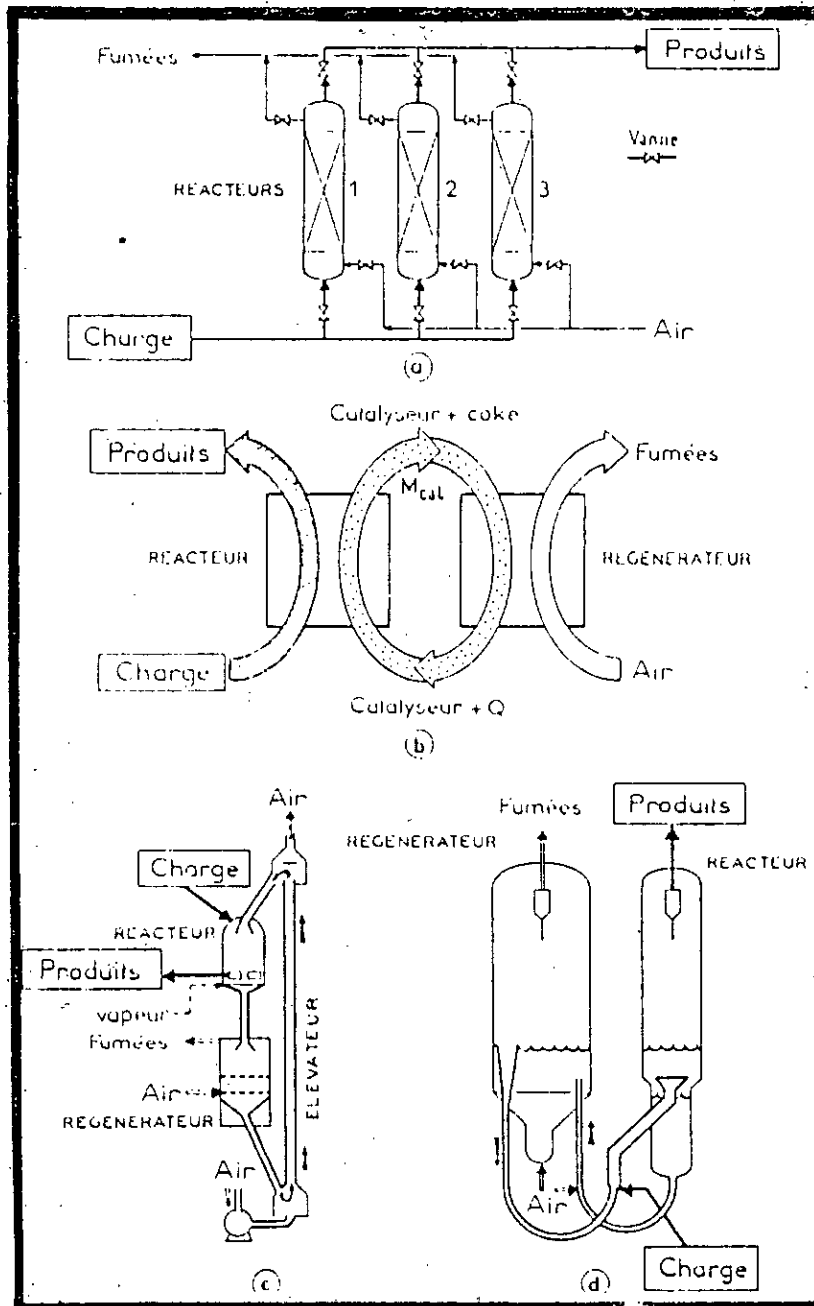
Les particules de catalyseurs sont mises dans un réacteur, une grille placée en bas empêche leur descente par gravité. Par suite de l'écoulement du fluide vers le haut, les particules de catalyseur sont fluidisées. La phase gazeuse est constituée dans le réacteur par la charge hydrocarbonée vaporisée et dans le régénérateur par l'air de combustion (fig III.3.d).

### **III-4) Désactivation du catalyseur par dépôt de coke :**

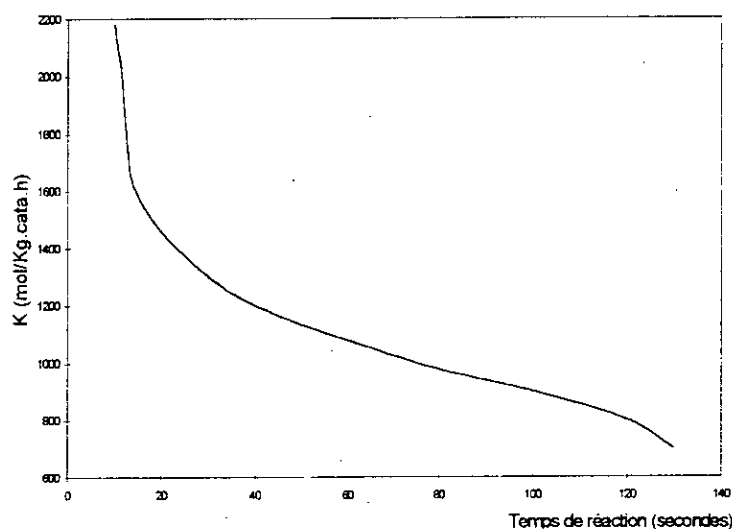
La désactivation d'un catalyseur de craquage par cokage est un phénomène rapide. La (figure III.4) [22] montre que la durée pendant laquelle le catalyseur travaille de manière efficace et continué dans le réacteur est de l'ordre de la minute, il est ensuite nécessaire de procéder à sa régénération.

Les fourchettes de teneurs en coke avant et après régénération varient respectivement de 2 à 6% pds et de 0,05 à 0,5 % pds.





**Fig III-3: Schéma de principe des procédés de craquage catalytique**



**Fig III.4 Diminution de l'activité catalytique pendant le craquage d'un gas-oil [22]**

### III-4-1) Origine du coke :

On reconnaît généralement quatre origines distinctes pour le coke présent sur le catalyseur à l'entrée du régénérateur. [23],[24].

- 1- le coke catalytique qui résulte directement de l'acidité du catalyseur;
- 2- le coke C/O (C/O = rapport pondéral des débits de catalyseur et de charge) qui résulte du stripping incomplet des hydrocarbures du catalyseur à sa sortie du réacteur;
- 3- le coke  $C_{add}$  (additive coke) directement relié au poids moléculaire et au carbone conradson de la charge, et qui peut être considéré comme d'origine thermique;
- 4- le coke de contamination qui est dû aux poisons métalliques déposés irréversiblement sur le catalyseur.

### III-4-2) Hydrocarbures précurseurs de coke, Nature du coke :

Tous les auteurs [24],[25],[26] s'accordent à reconnaître que le coke se forme plus rapidement à partir des molécules insaturées, oléfines, dioléfines et aromatiques, qu'à partir des paraffines ou des naphènes.

NACE, VOLTZ ET WEEKMAN [26] ont montré que la désactivation du catalyseur est d'autant plus importante que la concentration en aromatique est plus élevée et que la formation de coke est surtout reliée aux aromatiques de hauts poids moléculaires.

Le coke étant une molécule de poids moléculaire élevé donc de dimension relativement importante.

Il est probable que les principales réactions responsables de la formation de coke sur les sites acides sont :

- La condensation des cycles aromatiques;
- Les transferts d'hydrogène qui ont lieu sur les oléfines, les naphènes ou les chaînes alkyles des aromatiques conduisent à des composés insaturés fortement réactifs qui pourront se polymériser, se cycliser et, ou s'aromatiser;
- L'alkylation des oléfines, produits primaires du craquage des paraffines et des naphènes, sur les cycles aromatiques avec fermeture et formation de nouveaux cycles.

### III-5) Empoisonnement du catalyseur :

L'empoisonnement peut avoir essentiellement deux causes :

-D'une part une inhibition de la fonction acide par des composés basiques, hétérocycles azotés, métaux alcalins ou, à un degré moindre, alcalino-terreux, dont l'action principale est de diminuer l'activité du catalyseur.

-D'autre part le dépôt de composés métalliques Ni, V et Cu qui influent surtout sur la sélectivité.

La perte d'activité provoquée par l'adsorption de composés azotés à caractère aromatique et fortement basiques, apportés par la charge, est réversible : Ces composés peuvent être désorbés ou décomposés et brûlés au cours de la régénération.

La contamination du catalyseur par des composés métalliques, de nickel et vanadium notamment, contenus dans la charge, a une incidence particulièrement importante sur les performances du catalyseur et le raffineur va évidemment chercher à en limiter la portée. Les charges de craquage contiennent toutes des teneurs plus au moins élevées de composés métalliques, notamment Ni et V, qui se déposent sélectivement sur le catalyseur au cours de la réaction. Les teneurs habituelles d'un gas-oil classique de distillation sous vide sont généralement inférieurs à 1-2 ppm de Ni+V [26].

Le nickel est le plus nuisible : à quantité identique, il produirait quatre à cinq fois plus de coke que le vanadium.

### III-6) Régénération du catalyseur :

Des essais de régénérations ont permis de montrer que la combustion totale du coke à 500°C dans un courant d'air (4 l/h) est possible. Une oxydation totale en CO<sub>2</sub> a été obtenue dans ces conditions en 30 minutes et la même activité catalytique initiale vis à vis de la réaction de méthylation a été retrouvée après régénération.

Le suivi de la régénération a été effectué en analysant la teneur en CO<sub>2</sub> du gaz de combustion et celle-ci a été considérée comme totale lorsque la teneur en CO<sub>2</sub> des gaz issus du réacteur a atteint celle de l'air entrant [27].

*PARTIE  
EXPERIMENTALE*

CHAPITRE I  
PRÉPARATION  
DES CATALYSEURS

## CHAPITRE I

### PREPARATION DES CATALYSEURS

#### Introduction :

L'objectif de cette partie est l'élaboration d'un solide portant à sa surface une densité élevée de centres actifs spécifiques, afin d'atteindre une vitesse suffisante par unité de surface.

Nous présentons dans ce chapitre succinctement la composition chimique des supports ainsi que le protocole opératoire pour l'élaboration des catalyseurs utilisés au craquage catalytique.

#### I-1:Composition des supports :

Avant de décrire la démarche préconisée pour la fabrication des catalyseurs, nous présentons dans un premier temps les supports utilisés : La bentonite et le kieselguhr.

\* La Bentonite que nous avons utilisée provient de la mine de Mostaganem, elle est fournie par l'entreprise nationale des produits miniers non ferreux (E.N.O.F). C'est une bentonite de charge, utilisée notamment pour la fabrication de pesticides et dans l'agriculture. Sa composition chimique est donnée dans le tableau I-1

**Tableau I-1 : COMPOSITION CHIMIQUE DE LA BENTONITE.**

SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MgO	CaO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	TiO <sub>2</sub>	PAF
65.20	17.25	2.10	3.10	1.20	2.15	0.60	0.20	8.20

Le rapport SiO<sub>2</sub>/ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> est de 3.78

\* Le kieselguhr dont nous disposons est produit par l'E.N.O.F. Il est extrait de la mine de Sig. Sa composition chimique est donnée dans le tableau ci dessous :

**Tableau I-2 : COMPOSITION CHIMIQUE DU KIESELGUHR.**

SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MgO	CaO	H <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	PAF
58.52	2.65	1.12	1.96	12.32	1.85	9.73	12

Le rapport SiO<sub>2</sub>/ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> est de 22.08.

Compte tenu des travaux déjà réalisées dans ce domaine [11] et [28] et afin d'orienter de futures recherches pour la détermination de la composition optimale, nous avons choisi un support mixte (Bentonite/Kieselguhr) de rapport massique (20/80). Le tableau I-3 donne la composition chimique du support calculée en faisant une moyenne pondérée à partir de celles de la bentonite et du kieselguhr.

**Tableau I-3 : COMPOSITION CHIMIQUE DU SUPPORT ELABORE.**

SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MgO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	TiO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	CaO	PAF
59.86	5.57	1.32	2.19	0.43	0.12	0.04	1.48	7.78	10.10	11.24

Le support ainsi préparé à un rapport SiO<sub>2</sub>/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> de l'ordre de 10,75. Nous constatons que ce support est plus proche de celle de la bentonite.

### **I-2 : Elaboration des catalyseurs :**

Dans un premier temps, les deux roches sont broyées puis tamisées de manière à ne recueillir que les fractions inférieures à 140 µ m de diamètre.

Ensuite, deux activations sont réalisées dans le but d'éliminer certains constituants, tels que les calcites, les carbonates et le quartz, de doter aussi le support de certaines fonctions désirées et d'augmenter sa surface spécifique. Après chaque activation la pâte résultante est transformée extrudés cylindriques de 1 à 2 mm de diamètre et de 4 à 5 mm de longueur, ces derniers sont séchés et enfin calcinés à la température désirée.



### I-2-1 : Activation thermique :

Le support (mélange 20% Bentonite avec 80% Kieselguhr) est séché à 110°C dans une étuve pendant douze heures dans le but d'éliminer l'eau occupant les pores.

### I-2-2 : Activation acide :

Dans un ballon, on met en contact 100g de support avec 100 ml d'acide chlorhydrique 20% (en poids). Le mélange est soumis à une agitation mécanique pendant quarante huit heures à température ambiante. On procède ensuite à une opération de filtration suivie d'un lavage avec de l'eau distillée jusqu'à élimination des ions chlorures (testés par le nitrate d'argent).

### I-2-3 : Activation par échange cationique :

Cette opération consiste à disperser un agent actif sur le support. L'imprégnation des supports a été réalisée au moyen de solutions de sels précurseurs. Nous avons choisi les sels précurseurs présentés dans le tableau suivant :

**Tableau I-4 : CARACTERISTIQUES DES SELS DE METAUX.**

Sels	MM(g)	d	Teb (°C)	Tf (°C)	Solubilité	caractéristiques et propriétés
Nitrates de Nickel hexahydraté $\text{Ni}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	290.76	2.050	136.7	56.7	238.5 g/100cc d'eau	Système cristallin monoclinique couleur verte
Trinitrate de Fer nanohydraté $\text{Fe}(\text{NO}_3)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$	404.00	1.685	1.25 décomposé	47.2	Soluble dans l'eau froide	Système cristallin monoclinique couleur marron
Trisulfate de dichrome hydraté $\text{Cr}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 15\text{H}_2\text{O}$	662.3	1.867 à 17°C		100	soluble dans l'eau froide	Système cristallin amorphe, couleur verte sous forme d'écailles

Afin d'obtenir les catalyseurs les plus performants, nous avons maximisé la masse de métal utilisée pour l'imprégnation ainsi que le temps d'agitation, pour cela, on pèse 100g de support auquel on ajoute une masse de sel contenant 10g de métal. Nous ajoutons au mélange 250cc d'eau distillée, le tout est soumis à une agitation pendant 48 heures.

Ensuite, on procède ensuite à une filtration et la pâte ainsi obtenue subira un lavage afin d'éliminer les impuretés qui constituent des poisons pour le catalyseur.

La pâte est mise sous forme d'extrudés que l'on sèche à 120°C pendant douze heures, afin d'éliminer les traces d'eau.

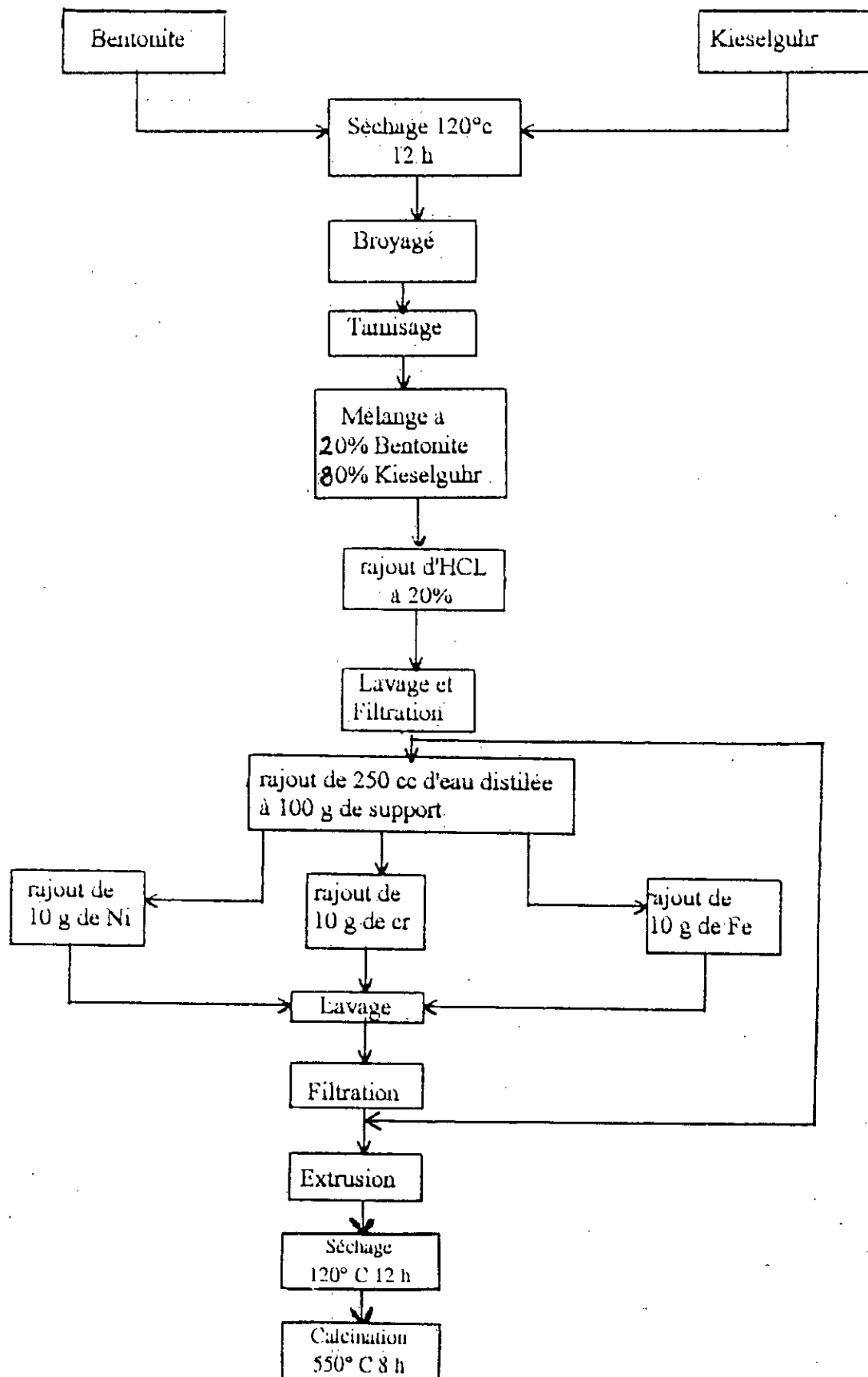
La calcination s'opère à 500°C, pendant huit heures : ses objectifs sont l'obtention d'une structure bien déterminée pour les agents actifs ou le support.

Le chemin suivi pour l'élaboration de nos catalyseurs est illustré dans la figure I-1.

La nomenclature des différents catalyseurs est donnée dans le tableau I-5

**Tableau I-5 : NOMENCLATURE DES DIFFERENTS CATALYSEURS ELABORES**

KBA	Catalyseur à base de Bentonite et de Kieselguhr de rapport massique (20/80) traité à l'acide
KBANi	Catalyseur KBA imprégné au Nickel
KBAFe	Catalyseur KBA imprégné au Fer
KBACr	Catalyseur KBA imprégné au chrome



Protocole de préparation des catalyseurs.

CHAPITRE II  
CARACTERISATION  
DES CATALYSEURS

## CHAPITRE II

### CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE DES CATALYSEURS

L'interprétation des performances d'un catalyseur nécessite l'étude des caractères physico-chimiques intrinsèques du solide. Nous avons procédé aux analyses suivantes :

#### II-1 : Mesure des surfaces spécifiques :

##### II-1-1 : Principes fondamentaux du procédé :

Ce procédé sert à déterminer la surface spécifique de substances solides selon la méthode BET (Brunauer, Emmet et Teller ). Cette méthode a toutefois été considérablement simplifiée par Haul et Dumbgen.

- 1) Grace à l'emploi d'un dispositif de mesure différentielle, il n'est plus nécessaire de procéder à une correction pour le "volume mort".
- 2) On ne détermine qu'un seul point de mesure de l'isotherme d'adsorption.
- 3) La pression d'équilibre ne fait pas l'objet d'une détermination à part; elle est déterminée en même temps que la mesure de la différence de pression.
- 4) Il est superflu de calculer les grandeurs de surfaces (opération qui demande beaucoup de temps) puisque les valeurs peuvent être déterminées à l'aide d'un monogramme.
- 5) Le dégazage des échantillons s'effectue dans un thermostat externe d'échauffement de sorte qu'il n'est plus nécessaire d'avoir un appareillage à vide poussé d'un prix élevé.

L'équation d'exploitation se présente de la façon suivante :

$$S_g = A \cdot \Delta H/m$$

Sg : Surface spécifique (m<sup>2</sup>/g).

ΔH : Différence de pression sur le manomètre (mm).

A : Facteur .

m : Prise d'essai de l'échantillon (g).

La grandeur du facteur A n'est fonction que de la pression de remplissage et de la différence de pression sur le manomètre différentiel. Toutes les combinaisons possibles de ces grandeurs peuvent être prélevées sur le monogramme.

### II-1-2 : Appareillage :

Les analyses de la surface spécifique ont été faites au laboratoire de Chimie des surfaces à l'université de Bab ezzouar sur l'appareil mentionné par:

**MICROMERITICS Accusorb 2100 E**

### II-1-3 : Résultats et commentaires :

La mesure des aires spécifiques par la méthode décrite précédemment a fourni les résultats reportés sur le tableau I-1 suivant :

**Tableau II-1 Surfaces spécifiques des différents catalyseurs**

Catalyseurs	KBA	KBANi	KBAFe	KBACr
Surface spécifique (m <sup>2</sup> /g)	34.12	54.24	36.71	42.56

#### Commentaires:

Des travaux faits au HCR, ont donné l'ordre de grandeur des surfaces spécifiques de la Bentonite (21 à 22 m<sup>2</sup>/g). Et du Kieselguhr (24.88 m<sup>2</sup>/g). [29].

Nos catalyseurs présentent des surfaces spécifiques différentes, le KBA en a la plus faible, du fait que les échanges ioniques avec les sels précurseurs des métaux n'ont pas été effectués.

Ceux-ci augmentent la surface spécifique, et on remarque ça dans les autres catalyseurs, KBACr, KBANi, KBAFe.

Les complexes  $[\text{Cr}(\text{H}_2\text{O})_{15}]^{3+}$ ,  $[\text{Ni}(\text{H}_2\text{O})_6]^{2+}$ ,  $[\text{Fe}(\text{H}_2\text{O})_9]^{3+}$  occupent les espaces interfoliaires formant ainsi des piliers, ces derniers seront détruits pour ne garder que les cations métalliques dans le réseau après traitement thermique.

## II-2 : Mesure du taux d'imprégnation:

Nous avons réalisés des imprégnations par des solutions contenant des cations métalliques, après filtration, les filtrats recueillis ont été analysés par colorimétrie.

### II-2-1: Analyse des filtrats par colorimétrie:

La colorimétrie est une méthode d'analyse qui nous a permis de déterminer la quantité du métal qui a été fixée sur le support lors de l'agitation, connaissant la quantité initiale du métal dans le mélange, on peut déduire par analyse du filtrat la quantité non adsorbée par le support et cela après avoir tracer la courbe d'étalonnage après dilution.

L'analyse des trois filtrats par colorimétrie donne les résultats suivants:

**Tableau II-2 : Pourcentage de transmission**

Echantillon	Filtrat du Nickel	Filtrat du fer	Filtrat du Chrome
% de transmission	53	68	40
N° Filtre	42	42	42

**Courbe d'étalonnage :**

Nous prenons une masse connue du métal contenue dans le sel et nous procédons à des dilutions successives.

Les résultats obtenus pour chaque métal sont regroupés dans le tableau suivant:

**Tableau II-3: Pourcentage de transmission après dilutions successives pour chaque métal**

Nickel 2 g	[Ni] g/l	5	8	10	12.5	13.33	16.66	20	25
Filtre 42	% trans	69	58	54	49	47	44	40	36
Fer 2 g	[Fe] g/l	5	8	10	12.5	13.33	16.66	20	25
Filtre 42	% trans	78	72	70	67	66	63	61	56
Chrome 2 g	[Cr] g/l	2	2.5	3.2	4	5	6	7	8
Filtre 42	% trans	67	61	55	52	45	44	38	37

Après avoir tracé les courbes d'étalonnage, nous lisons graphiquement les valeurs des concentrations finales pour chaque métal (Figure II-1).

Pour déterminer la quantité du métal fixée sur le support, nous retranchons la concentration finale de la concentration initiale avant d'être en contact avec le support.

Les résultats sont regroupés dans le tableau ci-dessous:

**Tableau II-4: Taux d'imprégnation par les métaux:**

Métal	Ni	Fe	Cr
Taux d'imprégnation	61.3	51.9	38.6



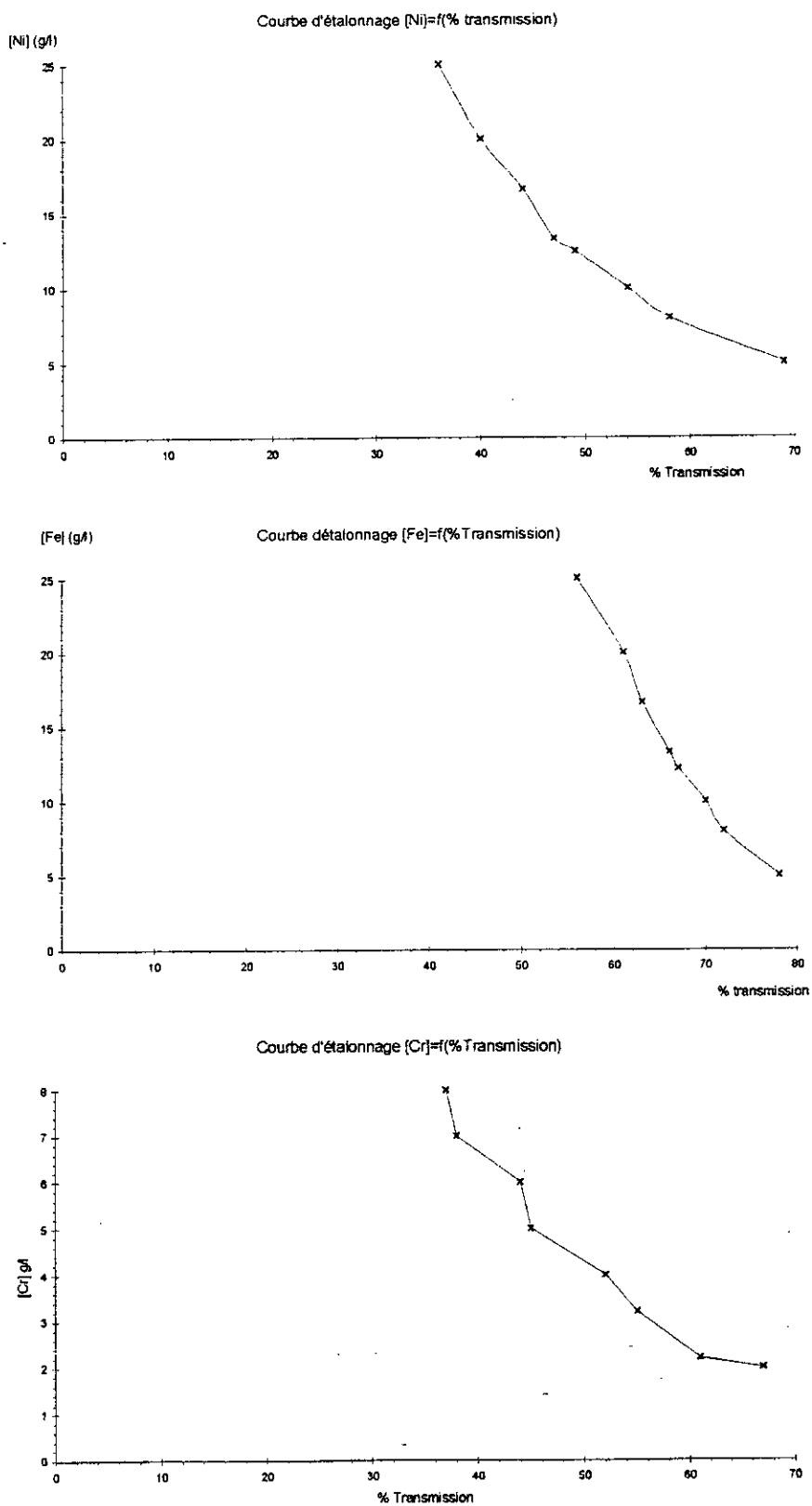


Figure II-2

### **Interprétations:**

d'après les résultats trouvés, nous remarquons que le taux d'imprégnation du complexe  $[\text{Cr}(\text{H}_2\text{O})_{15}]^{3+}$  est faible par rapport à ceux des complexes  $[\text{Ni}(\text{H}_2\text{O})_6]^{2+}$  et  $[\text{Fe}(\text{H}_2\text{O})_9]^{3+}$ , cela proviendrait du fait que ces derniers sont moins volumineux, ce qui facilite leur insertion, et par conséquent leurs fixation. On note également que le taux d'imprégnation des métaux est étroitement lié à la nature du support.

### **II-3 : La spectroscopie infrarouge :**

#### **II-3-1 : Appareillage :**

L'appareil utilisé au niveau de l'ENP est le spectromètre:

**PERKIN-ELMER , 983G INFRARED SPECTROMETER.**

#### **II-3-2 : Objectifs :**

La spectroscopie I.R permet d'effectuer les déterminations qualitatives suivantes :

- Identification des groupements fonctionnels.
- Test d'identité.
- Détermination de la structure.

#### **II-3-3 : Principe :**

Les atomes sont soumis, en permanence, à des mouvements de vibrations correspondant à des élongations ou à des déformations de leurs liaisons. Si la matière est soumise à une radiation (ici infrarouge), on constate une absorption d'énergie chaque fois qu'il y a résonance entre la fréquence de l'onde incidente et l'un des mouvement de vibration possible des atomes [30].

L'absorption dans le domaine I.R est due à deux types de vibrations :

1°- Vibration de valence : Elle est due au battement de deux atomes l'un par rapport à l'autre suivant la liaison qui les relie.

2°- Vibration de déformation : C'est une vibration angulaire entre deux liaisons de valence. Ces vibrations peuvent être de balancement, de rotation ou de torsion.

#### **II-3-4 : Interprétation des différentes bandes d'absorptions :**

Les spectres I.R permettent de vérifier qu'il s'agit bien de la calcite, par la présence de deux bandes de vibration à 2926 , et 2875  $\text{cm}^{-1}$ , et du quartz par les bandes d'absorption à 800 et 700  $\text{cm}^{-1}$

\* Le spectre Si-O se situe entre 900 et 1250  $\text{cm}^{-1}$  [31] , ce spectre confirme sa présence par la bande d'absorption à 1100  $\text{cm}^{-1}$  , nous remarquons que son intensité est forte pour la majorité des catalyseurs.

\* Nous observons également dans les régions de faibles fréquences, une série de bandes situées à 800 et 700  $\text{cm}^{-1}$ , toutes caractéristiques des vibrations Si-O (quartz).

\*Dans le cas des montmorillonites alumineuses, les vibrations du groupement Al-OH se manifestent par un pic à 920  $\text{cm}^{-1}$  [30]. Le traitement acide a influencé sur le groupement en l'éliminant en faveur du pic de Si-o paraissant vers 1100  $\text{cm}^{-1}$ .

On trouvera regroupées sur le tableau II-5 les différentes bandes d'absorption infrarouge des échantillons considérés

**Tableau II-5: Récapitulation des différentes bandes d'absorption IR pour les échantillons**

considérés.

Echantillon	KBA	KBANi	KBAFe	KBACr	Attribution probable
3500	F	F	F	F	OH libre
2926	Tf	Tf	Tf	Tf	Calcite
2875	Tf	Tf	Tf	Tf	Calcite
2414	f	f	f	f	Calcite
1660	F	F	F	F	H <sub>2</sub> O entre les feuillets
1100	TF	TF	TF	TF	Si-O
800	F	F	F	F	Quartz
700	Tf	Tf	Tf	Tf	Quartz
470	TF	TF	TF	TF	Si-O-Mg

**F:Fort, f: faible, T: Très**

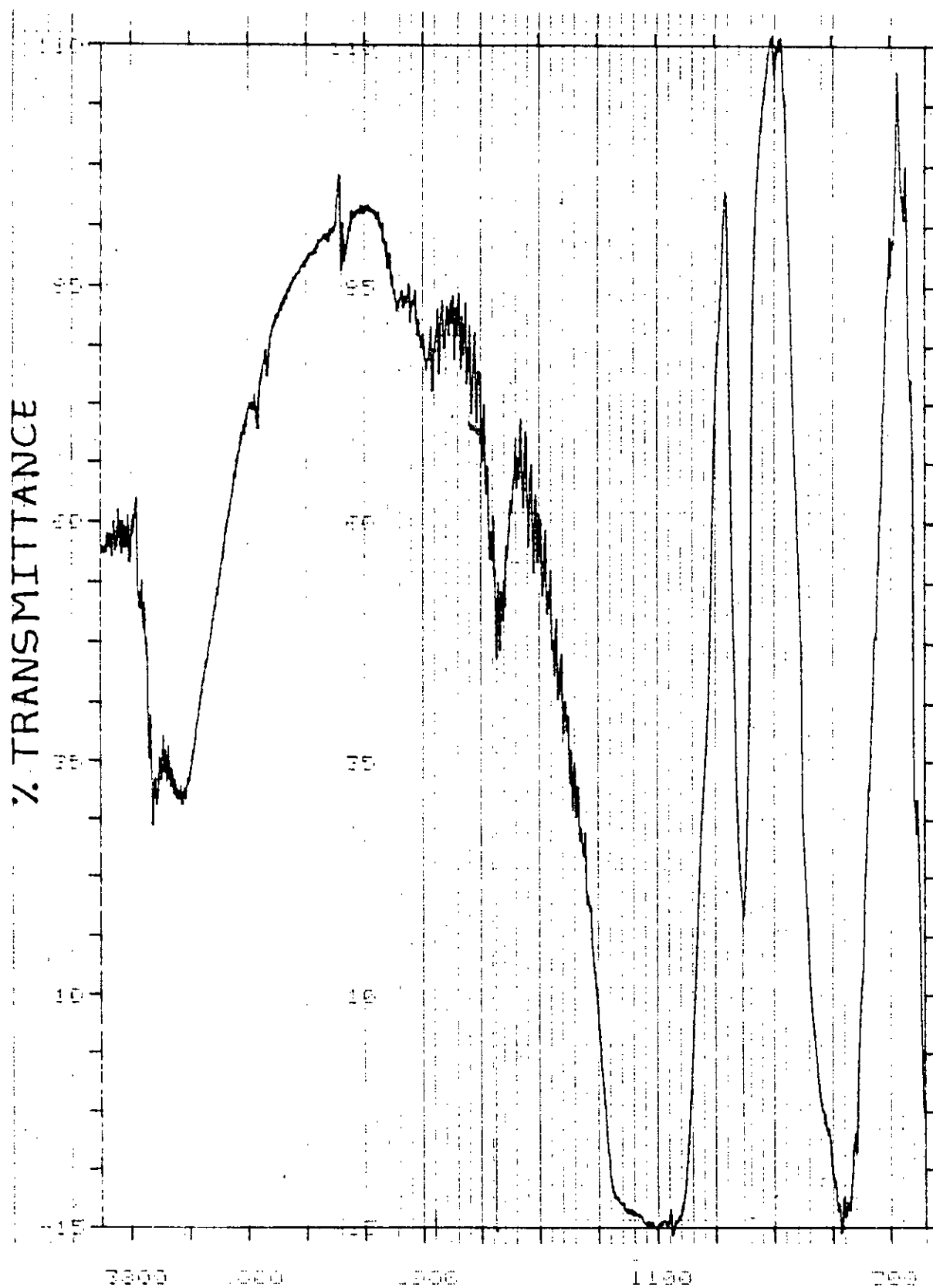


Fig II-1: SPECTRE INFRAROUGE DU KBA.

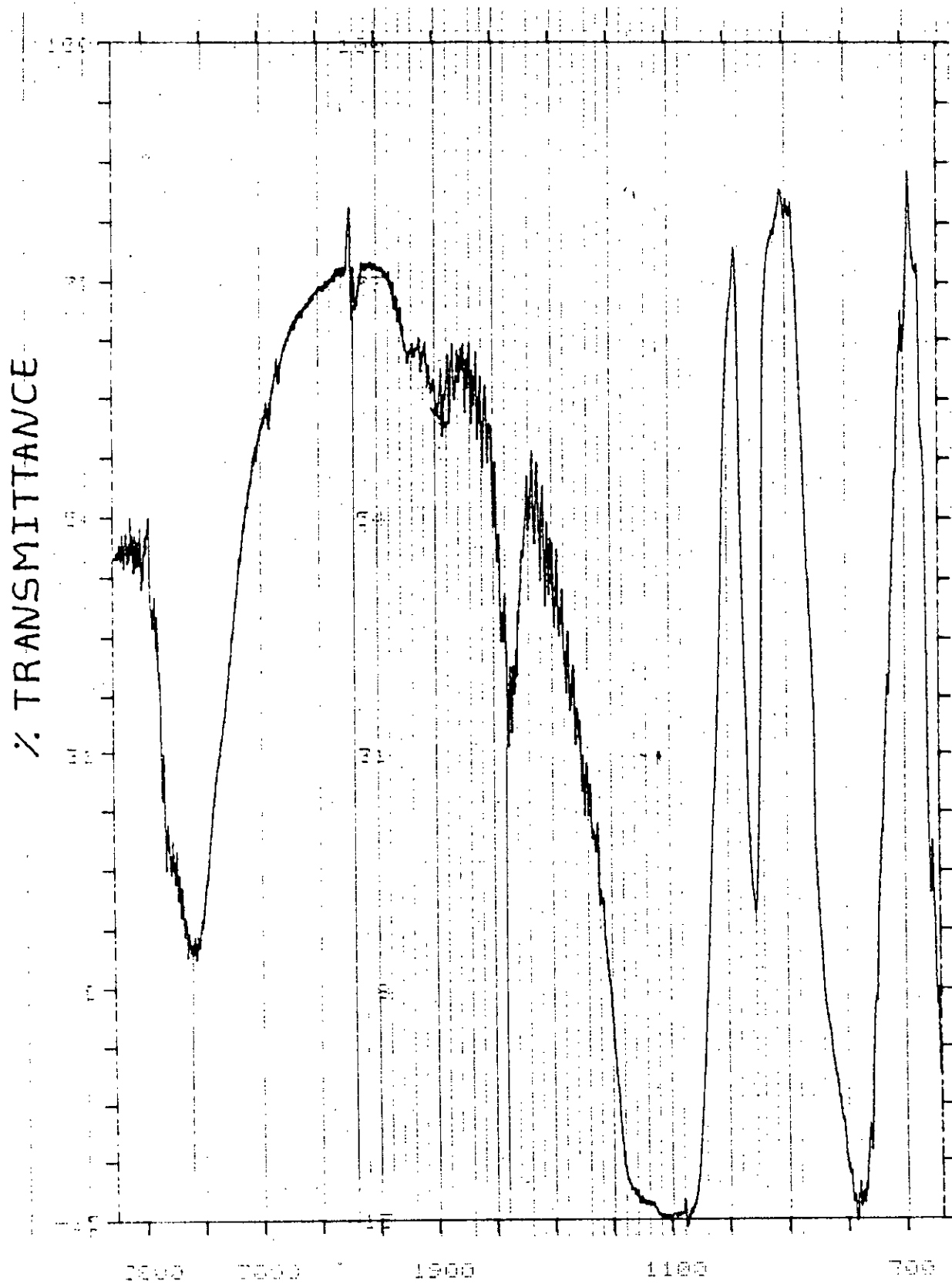
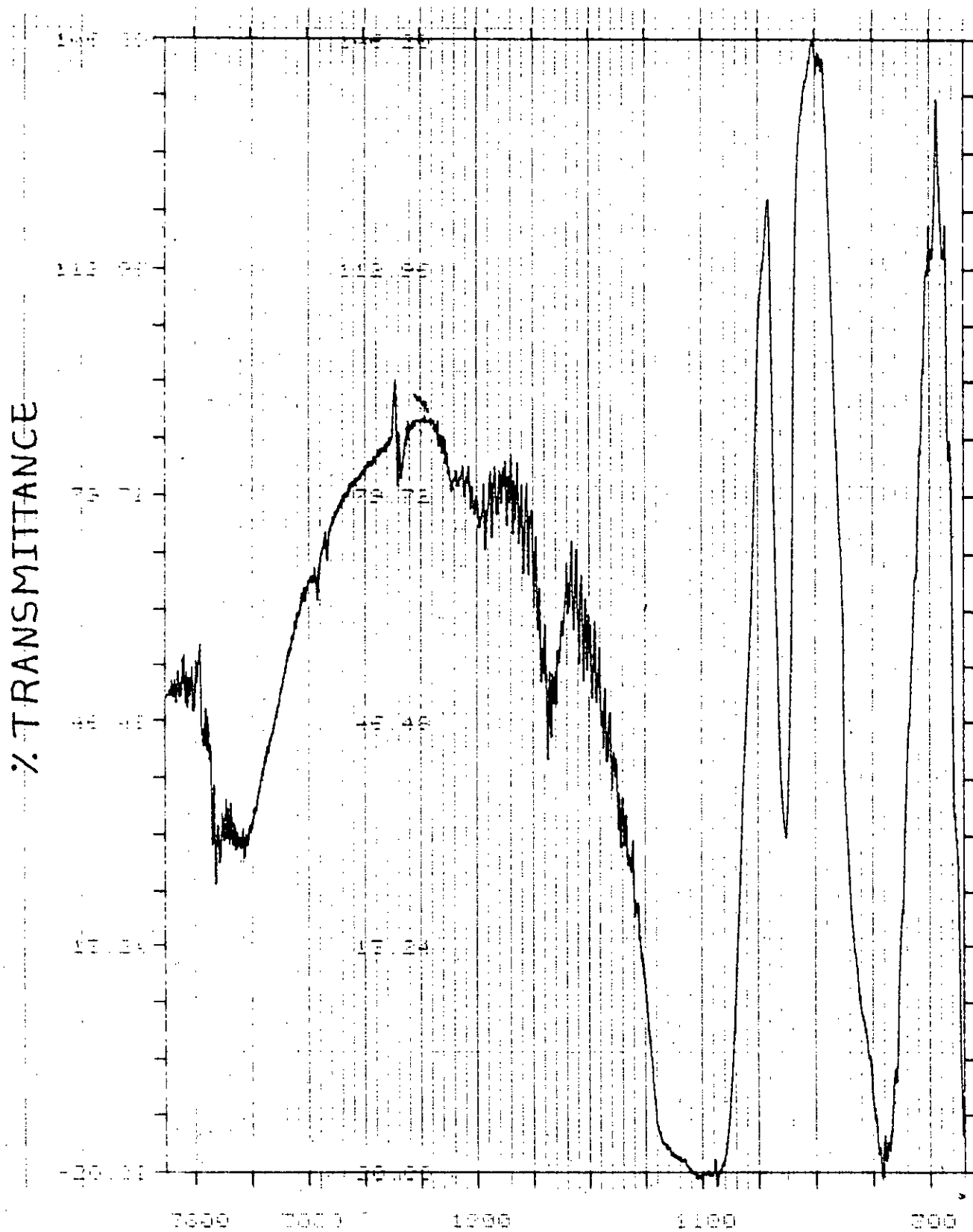


Fig II-2: SPECTRE INFRAROUGE DU KBANi.



**Fig II-3: SPECTRE INFRAROUGE DU KBAFe.**

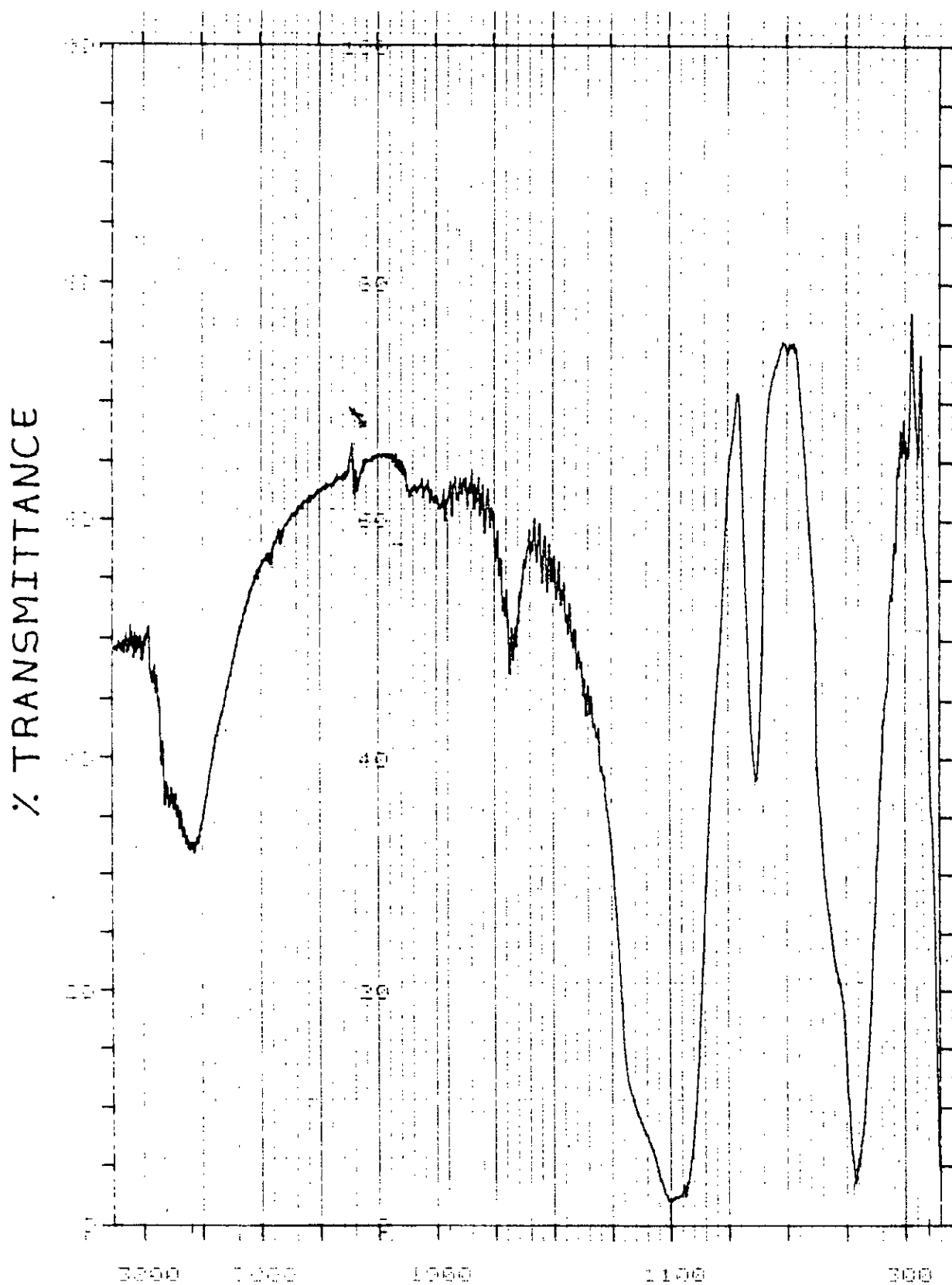


Fig II-4: SPECTRE INFRAROUGE DU KBACr.



*CHAPITRE III*  
*CRACKING CATALYTIQUE*  
*DES MOLECULES SONDÉS*

## CHAPITRE III

### CRACKING CATALYTIQUE DES MOLECULES SONDES

#### III-1)- Description de l'appareillage:

Le montage que nous avons conçu et réalisé comprend trois parties principales (figure III-1)

1- Une section d'alimentation en liquide (réactif) est stocké dans un réservoir. Le liquide est introduit à l'aide d'une pompe doseuse en continu dans le réacteur.

2- Une section réactionnelle comportant un réacteur tubulaire en acier inoxydable de type isotherme, son volume interne est de 250 cm<sup>3</sup> et son diamètre intérieur de 2,5 cm. Il est chauffé par deux résistances de puissance de 1000 watts chacune. Le chauffage est assuré par un four tubulaire atteignant de hautes températures, celles-ci sont mesurées par un thermocouple intégré.

3- Une section de séparation et de récupération des effluents liquides et gazeux.

A la sortie du réacteur, les produits de réactions sont condensés à travers un condenseur tubulaire à eau puis récupérés dans un flacon. Les gaz sont piégés avec des effluents liquides.

Les produits, issus de la réaction condensés puis recueillis dans des tubes à essais, vont être analysés.

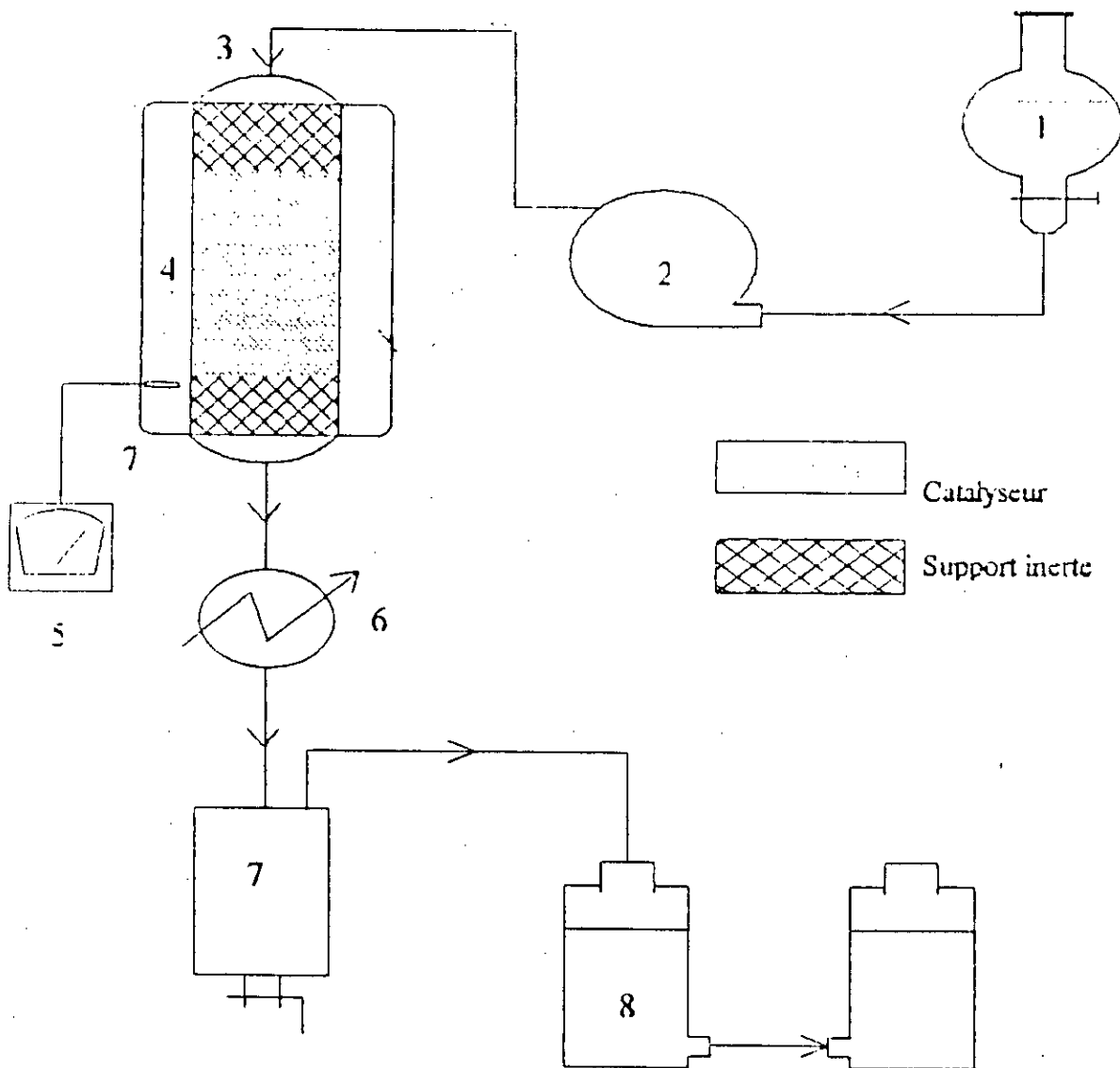
#### III-1-1)- Mode opératoire:

Les différentes opérations sont les suivantes :

1)- Remplir le réacteur (3) de catalyseur et de support inerte, fermer le , et placer le ensuite dans le four (4).

2)- Raccorder le réacteur au réfrigérant (6) par le bas, et par le haut au refoulement de la pompe (2).

3)- Raccorder ensuite le flacon de récupération des produits liquides (7) au réfrigérant (6).



- 1 Récipient d'alimentation
- 2 Pompe doseuse
- 3 Réacteur
- 4 Four tubulaire

- 5 Affichage de température
- 6 Réfrigérant
- 7 Recette des produits liquides
- 8 Recette des produits gazeux

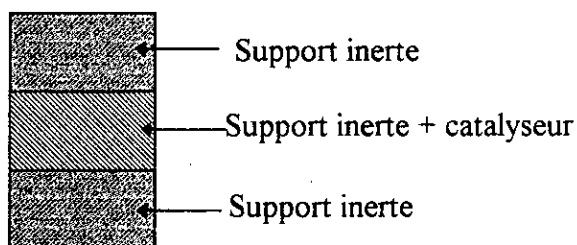
Figure III-1 : Schéma du dispositif expérimental utilisé pour la réaction du cracking catalytique

- 4)- Mettre le four (4) en marche et régler la température désirée, puis mettre le réfrigérant en marche.
- 5)- Régler la pompe pour l'obtention du débit désiré.
- 6)- Dès que la température de cracking est atteinte et stabilisée, relier le système de vases communicants (8) au flacon de récupération (7).
- 7)- Mettre la pompe (2) en marche;
- 8)- Au cours de l'expérience régler le niveau d'eau dans les vases (8) pour travailler à pression atmosphérique.
- 9)- Dès que le temps de réaction est écoulé, arrêter la pompe.
- 10)- Débrancher le four.
- 11)- Arrêter le réfrigérant quelques minutes après.
- 12)- Noter le volume du liquide et du gaz.
- 13)- Attendre que le réacteur se refroidisse pour le démonter et le vider.
- 14)- Déduire la masse du coke.

### III-1-2)- Remplissage du réacteur:

Pour assurer un bon transfert de chaleur et de matière à l'intérieur du réacteur, le catalyseur est mélangé avec de la brique réfractaire qui joue le rôle du support inerte.

L'ensemble est placé dans le réacteur de la façon suivante (Fig III-2).



**Figure III-2: Remplissage du réacteur**

### III-1-3)- Conditions opératoires:

Dans notre étude, nous avons opté pour les conditions opératoires suivantes:

- Température du réacteur = 500°C.
- Vitesse spatiale VVH = 1 H<sup>-1</sup>.
- Volume du lit catalytique = 20 cc.

Ces conditions ont été inspirées de la bibliographie et des travaux précédents réalisés dans le Laboratoire de Valorisation des Energies Fossiles [11],[28],[32].

### III-2 )- Cracking des molécules sondes:

Une fraction pétrolière contient des hydrocarbures des trois familles, à savoir les paraffines, les naphènes et les aromatiques. En vue d'avoir une idée sur les types de réactions mises en jeu en cracking et les activités des catalyseurs élaborés, nous avons choisi trois molécules modèles représentatives des trois familles, ce sont : l'heptane, le cyclohexane et le toluène. Les caractéristiques physiques de ces dernières sont présentées dans le tableau III-1 .

La conversion sera calculée en considérant la différence entre le pourcentage massique initial auquel on retranche le pourcentage massique finale de l'hydrocarbure. Les pourcentages massiques seront déterminés par C.P.G .

**Tableau III-1 : PROPRIETES PHYSIQUES DES MOLECULES SONDES.**

Hydrocarbure utilisé	M(g)	Teb (°C)	d	n
Heptane	100.21	98.5	0.684	1.388
Cyclohexane	84.16	80.8	0.779	1.4250
Toluène	92.11	110.6	0.867	1.4954

### III-2-1 : Cracking de l'heptane :

Le volume de la charge introduite est de 20cc dont les principales caractéristiques sont données dans le tableau III-1 . Les résultats du cracking sont reportés sur le tableau III-2 :

**Tableau III-2 : LES RESULTATS DE CRACKING DE L'HEPTANE.**

Catalyseur	R liq	R gaz	R coke	n	d liq	%final	% conversion	% Pertes
KBA	54.78	22.61	0.066	1.3878	0.6813	65.36	34.64	22.4
KBANi	76.94	9.65	0.047	1.3874	0.6791	77.75	22.25	13.36
KBAFe	59.50	21.60	0.055	1.3876	0.6776	93.65	6.35	18.9
KBACr	59.80	20.75	0.051	1.3877	0.6817	97.09	2.91	19.4

La composition en nombre de carbone, ainsi que la nature chimique en fonction du pourcentage massique relatif du produit, sont données dans le tableau suivant:

**Tableau III-2-1**

Catalyseur	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>	P	O
KBA	21.82	4.05	74.25	68.64	31.36
KBANi	7.56	3.46	88.98	79.91	20.09
KBAFe	5.18	-	94.82	93.65	6.35
KBACr	1.70	1.21	97.09	97.79	1.21

#### Interprétation:

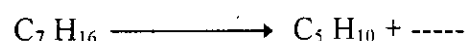
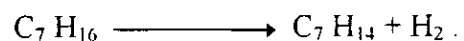
\* Le calcul du taux de conversion a montré que celui-ci est relativement faible pour tout les catalyseurs, notamment pour KBACr et KBAFe ce qui peut nous donner une information primaire, est que le cracking n'a pas eu lieu d'une manière désirable .

\* Nous notons le meilleur rendement en liquide présenté par le catalyseur KBANi.

\* Le rendement en gaz est du même ordre de grandeur néanmoins le KBANi représente un faible rendement par rapport aux autres.

\* Le cracking fournit surtout des C<sub>5</sub> et des C<sub>7</sub> Oléphiniques et redonne toujours le n heptane avec un grande quantité.

Nous pouvons suggérer le mécanisme suivant:



### III-2-2 : Cracking du cyclohexane :

Le volume de la charge est de 20cc , les résultats du cracking sont reportés dans le tableau III-3.

**Tableau III-3 : LES RESULTATS DE CRACKING DU CYCLOHEXANE.**

Catalyseur	R liq	R gaz	R coke	n	d liq	%final	%conversion	% pertes
KBA	65.32	25.7	1.2	1.4311	0.7829	93.53	3.75	7.78
KBANi	89.79	8.2	0.51	1.4302	0.7772	95.17	3.42	1.5
KBAFe	77.40	15.6	0.22	1.4271	0.7780	84.64	15.36	6.78
KBACr	84.61	11.99	0.5	1.4260	0.7754	95.17	3.42	2.9

La composition en nombre de carbone ainsi que la nature chimique en fonction du pourcentage massique relatif du produit, sont données dans le tableau suivant:

**Tableau III-3-1**

Catalyseur	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	P	O	N	A
KBA	2.73	97.27	-	-	96.26	3.74
KBANi	-	98.54	-	3.66	95.17	8.45
KBAFe	-	100	-	-	86.07	13.93
KBACr	-	100	1.58	-	98.42	-

### Interprétation:

\* Le calcul du taux de conversion a montré que celui-ci est faible pour tout les catalyseurs, nous pouvons constater que le cracking n'a pas eu lieu d'une manière désirable .

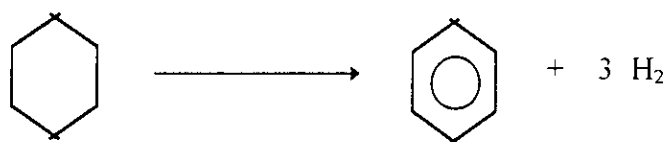
\* Nous notons le meilleur rendement en liquide présenté par le catalyseur KBANi.

\* Le rendement en gaz est du même ordre de grandeur néanmoins le KBANi représente un faible rendement par rapport aux autres. Le KBA a le plus grand.

\* Le cracking fournit surtout des C<sub>6</sub> aromatiques et redonne toujours une très grande quantité du cyclohexane.

\* Le Cyclohexane se décompose aux environs de 500°C en hydrogène, éthylène, butadiène et benzène [13]. L'analyse du produit du cracking par C.P.G nous a permis de confirmer la présence du benzène du butadiène et du cyclohexane non craqué.

Nous pouvons suggérer le mécanisme suivant:



### III-2-3 : Cracking du Toluène :

Comme précédemment, le volume de la charge est de 20cc. Les résultats du cracking sont reportés sur le tableau III-4.

**Tableau III-4 : LES RESULTATS DE CRACKING DU TOLUENE.**

Catalyseur	R liq	R gaz	R coke	n	d liq	%final	%conversion	% pertes
KBA	82.15	0.89	3.6	1.4958	0.8633	62.18	37.82	13.36
KBANi	77.23	0.6	1.4	1.4957	0.8644	62.37	37.63	20.77
KBAFe	79.52	0.74	1.9	1.4955	0.8618	63.83	36.17	17.84
KBACr	89.75	0.87	2.8	1.4956	0.8646	61.54	38.46	6.58



La composition en nombre de carbone ainsi que la nature chimique en fonction du pourcentage massique relatif du produit, sont données dans le tableau suivant:

Tableau III-4-1

Catalyseur	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>	P	O	N	A
KBA	-	23.83	76.17	-	13.99	-	86.01
KBANi	-	23.91	76.09	-	13.72	-	86.28
KBAFe	-	24.74	75.53	-	11.70	-	88.30
KBACr	-	23.59	76.41	-	14.87	-	85.13

**Interprétation:**

\* Le calcul du taux de conversion a montré que celui-ci est de la même grandeur pour tout les catalyseurs.

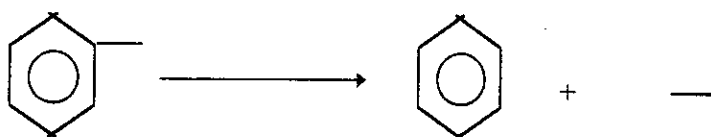
\* Nous notons le meilleur rendement en liquide présenté par le catalyseur KBACr.

\* Le rendement en gaz est du même ordre de grandeur .

\* Nous remarquons que le rendement en coke est élevé en le comparant avec celui obtenu lors du cracking des premières molécules sondes ceci est dû à la difficulté de la désalkylation du groupement méthyl par contre la carbonisation du cycle benzénique est très élevée. Les réactions de condensation se poursuivent et conduisent à la formation de coke et de carbone . [13].

\* Le cracking fournit surtout des C<sub>6</sub> et des C<sub>7</sub> aromatiques et redonne toujours le toluène en grande proportion, les C<sub>6</sub> aromatiques formés sont des benzènes.

Nous pouvons suggérer le mécanisme suivant:



**Conclusion:**

Les résultats obtenus lors du craquage catalytique des molécules sondes montraient que les capacités sorptionnelles des différents catalyseurs diffèrent d'une famille d'hydrocarbure à une autre.

Nous constatons d'après le taux de conversion que le KBAFe favorise la transformation du cyclohexane, le KBACr celle du toluène et le KBA celle de l'heptane.

Le KBANi, malgré que sa surface spécifique est élevée, ne s'est pas distingué devant les autres catalyseurs, d'où le choix difficile du meilleur catalyseur, ce qui nous a conduit aux tests des 4 catalyseurs dans la réaction de cracking du gas-oil.

CHAPITRE IV  
CRACKING CATALYTIQUE  
DU GASOIL

## CHAPITRE IV

### CRACKING CATALYTIQUE DU GAS-OIL

#### Introduction:

Le cracking catalytique traite des charges excédentaires et peu valorisables du raffinage. Il conduit à des mélanges très complexes, toute fois l'utilisation des catalyseurs aluminosilicates oriente le craquage sélectivement vers la production d'essence à haut indice d'octane.

L'approche du cracking catalytique du gas-oil est très difficile à cause du grand nombre de composés et de réactions qu'il présente.

#### IV-1 Analyse de la charge:

La charge que nous avons utilisé, est le gas-oil léger issu du brut de Hassi- Messaoud, dont les caractéristiques sont les suivantes:

Point d'éclaire = 67°C.

Point d'écoulement = -13°C.

d = 0.8372

n=1.4659.

L'analyse par C.G.M.S a donné les pourcentages en nature chimique suivant:

% CA=27.95.

% CP=62.17.

% CN=9.58.

La méthode ndpA a donné ce qui suit:

% CA=14.17.

% CP=56.5.

% CN=28.8.

#### IV-2 Résultats du cracking du gas-oil:

Nous procédons au cracking catalytique du gas-oil dont l'installation est décrite au paragraphe III-1, à une température de 500°C, une VVH=1 h<sup>-1</sup> et un volume de la charge de 20cc, en mettant en oeuvre les quatre catalyseurs.

Les résultats des manipulations sont regroupés dans le tableau ci-dessous:

**Tableau IV-1 Résultats du cracking catalytique du gas-oil.**

Catalyseur	Rl	Rg	Rc	% pertes	Conversion
KBA	62.29	29.75	0.73	7.23	74.75
KBANi	64.98	16.5	2.3	16.22	78.45
KBAFe	59.99	20.67	1.99	17.35	75.43
KBACr	63.07	19.25	1.51	16.17	62.96

#### Commentaires:

\* Les catalyseurs présentent une conversion du même ordre. Le catalyseur KBANi en a la plus grande, il a pu convertir la charge mieux que les autres catalyseurs ceci est du probablement à sa grande surface spécifique ( 54.24 m<sup>2</sup> / g ) qui se traduit par une densité élevée de sites actifs, de plus il donne le meilleur rendement en liquide bien que celui-ci est bon pour l'ensemble des catalyseurs.

\*Remarquons le mauvais rendement en coke pendant les quatre craquages, le catalyseur KBA donne le plus faible, LeKBANi en donne le plus grand.

\*Pour le gas-oil, la conversion est calculée en considérant tous les hydrocarbures qui éluent avant le n Dodécane (point théorique final des essences). Elle est calculée comme suit:

$$\text{Conversion (\% poids)} = \text{Rendement en essence / charge} + \% \text{ gaz.}$$

$$\text{Rendement en essence / charge} = \text{Rendement en essence / produit} \times \% \text{ liquide.}$$

Rendement en essence/ produit est calculé en sommant les aires relatifs au corps sortant avant le C<sub>12</sub>.

#### IV-2-1 Détermination de la composition par familles d'hydrocarbures des produits issus du cracking:

La méthode ndpA nous donne les résultats suivants:

Tableau IV-2

Catalyseur	n	d	PA	%P	%N	%A
KBA	1.4705	0.8214	48	50.76	16.65	32.59
KBANi	1.4709	0.8226	55	55.99	13.73	30.28
KBAFe	1.4714	0.8255	57	56.74	14.46	28.80
KBACr	1.4850	0.8316	42	50.09	5.12	44.79

#### Commentaires:

Le cracking du gas-oil nous a donné beaucoup de paraffines (Isoparaffines) , beaucoup d'aromatiques, et peu de naphènes . Ceci était souhaité pour augmenter les performances des produits légers .

Remarquons que les pourcentages du produit issu du cracking du gas-oil par le catalyseur KBAFe n'a pas changé d'une façon remarquable.

#### IV-3 Analyse par chromatographie en phase gazeuse des produits de cracking:

##### IV-3-1 Conditions opératoires:

Les conditions d'analyses par CPG sont les suivantes:

- Chromatographe: HP 5710 A.
- Détecteur :F.I.D.
- Colonne : Apolane (C87) Capillaire de longueur 25 m.
- Gaz vecteur: Azote.
- T° du détecteur: 300°C.
- T° d'injection : 100°C.
- T° de colonne : En programmation (40°C pendant 8min, puis programmation 8°C/min jusqu'à 220°C).
- T° max que peut supporter la colonne = 240°C.
- Volume injecté: 0.2 µl .

#### IV-3-2 Résultats d'analyses:

Dans l'annexe I nous trouvons les pics ainsi que les pourcentages massiques des produits du cracking du gas-oil ainsi que les températures d'ébullition trouvées par la méthode de Kovatz.

#### IV-3-3 Identification des produits éluant avant le $nC_{12}$ :

L'identification des corps est faite sous forme de tableaux (IV-3, IV-4, IV-5 et IV-6) (voir fin de l'annexe) pour les quatre catalyseurs élaborés, nous avons suivi la méthode de Kovatz qui consiste à calculer les différents  $I_k$  à partir d'une fonction liant le logarithme des temps de rétention en fonction des indices de Kovatz.

Une fois les indices sont tirés on cherche alors les températures d'ébullition à partir d'une fonction liant les indices de Kovatz aux températures d'ébullition des paraffines.

Lors des travaux de la CPG nous avons élaboré des étalons d'identification que nous avons utilisé aussi au cours de l'identification.

#### IV-3-4 Composition par familles d'hydrocarbures et par nombre de carbones des produits:

Les compositions sont donnés dans le tableau suivant:

Tableau IV-7

Catalyseur	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>	C <sub>8</sub>	C <sub>9</sub>	C <sub>10</sub>	C <sub>11</sub>	C <sub>12</sub>	%P	%N	%O	%A
KBA	23.42	13.95	8.16	3.30	3.22	4.76	1.78	0.92	13.3	21.85	24.13	5.72
KBANi	39.58	15.96	6.48	12.96	5.46	7.26	1.93	2.01	15.29	23.01	44.50	8.86
KBAFe	29.23	14.71	2.93	3.65	8.84	5.80	7.22	2.43	8.84	14.75	32.15	10.06
KBACr	21.50	18.57	1.92	11.33	3.46	5.82	1.11	1.62	9.57	18.16	31.10	9.73

**Commentaires:**

Le cracking du gas-oil a donné beaucoup de C<sub>8</sub>, C<sub>9</sub> et C<sub>10</sub> Aromatiques, ainsi que peu de naphthènes.

Le catalyseur KBAFe donne beaucoup d'aromatiques, le KBANi donne moins de naphthènes

Nous avons eu encore de bons pourcentages en oléfines et en Paraffines (également des iso-paraffines) ce qui peut traduire une synthèse d'une bonne essence.

**IV-4 Calcul des indices d'octane des essences issues des différents cracking:**

Le NO est l'une des caractéristiques les plus importantes d'une essence. Son calcul est fait pour le produit du cracking du gas-oil en considérant l'additivité des indices individuels et ceci pour les constituants éluant avant le n C<sub>12</sub>.

Nous pouvons donc écrire :

$$NO = \frac{\sum V_i NO_i}{\sum V_i}$$

Où:

V<sub>i</sub> : Pourcentage en volume du constituant i.

NO<sub>i</sub> : Indice d'octane du constituant i.

Les résultats de calcul des NO pour les différentes essences issues du cracking sont donnés dans le tableau ci dessous:

**Tableau IV-8: NO pour les différentes essences.**

Catalyseur	KBA	KBANi	KBAFe	KBACr
NO	90.097	94.93	90.87	94.92

**Commentaires:**

Le nombre d'octane de essence issue du cracking du gas-oil est meilleur pour les catalyseurs KBANi, et KBACr qui est de l'ordre de 95.

On a eu alors un autre critère pour classer les catalyseurs et choisir le ou les meilleurs.



#### IV-5 Choix du meilleur catalyseur:

Notre choix va se baser sur 3 critères qui sont:

- 1- L'indice d'octane.
- 2- La surface spécifique.
- 3- Le taux de conversion.

La synthèse de nos choix est faite sur base du classement suivant:

Catalyseur	NO	Surface spécifique	Taux de conversion	$\Sigma$	Classement final
KBA	4	4	3	11	4
KBANi	1	1	1	3	1
KBAFe	3	3	2	8	3
KBACr	1	2	4	7	2

#### Conclusion:

Suivant le tableau ci-dessus le meilleur catalyseur élaboré pour le cracking du gas-oil est le KBANi.

*CONCLUSION GENERALE*

***CONCLUSION GENERALE***

Durant cette étude nous avons pu élaboré des catalyseurs à partir de matières premières Algériennes (Bentonites, Kieselguhr) de rapport massique (20/80) lesquels ont été activé par l'acide chlorhydrique de concentration massique 20%, et imprégnés par des métaux (Fe, Ni, Cr). Leurs caractérisations physico-chimiques ont été faites par plusieurs méthodes. (Infrarouge, Surface spécifique, taux d'imprégnation).

Les catalyseurs élaborés ont été testés dans un premier temps dans des réactions de cracking de molécules sondes légères.

Les résultats obtenues n'ont pas permis le choix du meilleur catalyseur nous avons donc craqué le gas-oil en présence des différents catalyseurs tour à tour, les calculs du taux de conversion et des indices d'octanes des essences issues du cracking catalytique révèlent une grande activité pour le catalyseur KBANi, ceci est dû probablement à sa grande surface spécifique (54.2 m<sup>2</sup>/g).

Les valeurs élevés des indices d'octane (supérieurs à 90, ~95 pour le KBANi et le KBACr) indique la bonne qualité des essences obtenues.

Pour compléter cette étude nous suggérons d'orienter les prochains travaux vers le cracking des molécules sondes plus lourdes proches du gas-oil ainsi que des fractions plus lourdes que celui ci (Fuel, Résidu) pour les valoriser d'avantage.

Nous suggérons l'étude de l'acidité des catalyseurs sachant que celle-ci est une des caractéristiques les plus importantes des aluminosilicates.

*BIBLIOGRAPHIE*

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] CLAUDEL B. La catalyse au laboratoire et dans l'industrie.  
Edition Masson (1967), Paris.
- [2] Michel BOUDART Cinétique des réactions en catalyse hétérogène.  
Ed Masson (1982), Paris.
- [3] Jacques VILLERMAUX Génie de la réaction chimique et fonctionnement des réacteurs Ed Lavoisier 1982.
- [4] J E GERMAIN Catalyse hétérogène  
Ed Dunod Paris, 1959
- [5] J E GERMAIN Catalyse de contact  
Techniques de l'ingénieur J1180, J1182 (1992).
- [6] D DECROOCQ Le craquage catalytique des coupes lourdes  
Ed Technip Paris 1978.
- [7] J-F LEPAGE & COLL Catalyse de contact  
(Collection recherche et témoignages)  
Ed Technip Paris 1978.
- [8] A AZOUZ Cinétique chimique  
Ed Berti Alger 1991
- [9] G.LUCAS Les roches sédimentaires.  
DOIN Editeurs Paris 1976.
- [10] R LAPIN Adsorption,  
Technique de l'ingénieur, J 2730 1973
- [11] N. KERRI Contribution à l'élaboration de catalyseurs à base de bentonite et de kieselguhr .Application au craquage catalytique du gas-oil.  
Thèse de Magister Octobre 1994.
- [12] S.E. CHITOUR Raffinage du pétrole  
OPU Alger 1983.
- [13] P WITHIER Raffinage et génie chimique T1  
Ed Technip Paris 1972.



- [28] N.ACHAIBOU, S.OUARET      Contribution à l'élaboration de catalyseurs à base de bentonite et de kieselguhr . Application au craquage catalytique du gas-oil.  
Projet de fin d'études, E.N.P 1994.
- [29] A.MELLAH                      Pretraitement de l'acide phosphorique industriel pour des terres filtrantes algeriennes.  
H.C.R Janvier 1993.
- [30] S.CAILLERE                    Minerologie des argiles  
Ed Masson Paris 1982.
- [31] K.NAKAMOTO                 Infrared spectro and coordination compounds.  
Ed John, Wiley and sons I.N.C 1966.
- [32] S.BENYAHIA,  
      H.YAKOUB                      Contribution à l'élaboration de catalyseurs à base de bentonite et de kieselguhr .  
Projet de fin d'études. E.N.P 1993.
- [33] J.C GUIBET                    Carburants et moteurs  
Ed Technip Paris 1987.

# ANNEXES



## Resultats du cracking de l'heptane

### KBA

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	7.97	5.3	487.56	31.75	31.16	Méthyl-2 butène-1	5	O
2	10.57	6	494.58	34.19	34.07	Méthyl-2 butadiène-1,3	5	O
3	3.28	7.1	499.53	35.87	36.064	Pentane	5	P
4	4.05	8.1	602.83	69.61	70.00	3 méthyl-1,2 pentadiène	6	O
5	8.89	8.5	640.86	81.19	80.79	3,4 diméthyl-1 pentène	7	O
6	65.36	9.3	702.56	99.17	98.44	Héptane	7	P

### KBANi

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	5.40	5.9	491.91	33.27	34.07	Méthyl-2 butadiène-1,3	5	O
2	2.16	6.8	497.68	35.80	36.064	Pentane	5	P
3	3.46	8.2	612.78	72.68	73.12	Diméthyl-2,3 butène-2	6	O
4	9.29	8.5	640.86	81.19	80.79	3,4 diméthyl-1 pentène	7	O
5	1.94	8.8	666.25	88.71	88.1	2 méthyl-1,5 hexadiène	7	O
6	77.75	9.3	702.56	99.17	98.44	Héptane	7	P

### KBAFe

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	5.18	5.3	487.56	31.75	31.16	Méthyl-2 butène-1	5	O
2	1.17	8.5	640.86	81.19	80.79	3,4 diméthyl-1 pentène	7	O
3	93.65	9.3	702.56	99.17	98.44	Heptane	7	P

### KBACr

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	1.70	7.1	499.43	35.87	36.064	Pentane	5	P
2	1.21	8.4	631.80	78.47	78.19	1 trans-3 hexadiène	6	O
3	97.09	9.3	702.56	99.17	98.44	Heptane	7	P

## Resultats du cracking du Cyclohexane

### KBA

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n.C	nat chim
1	2.73	7.4	528.97	44.87	44.23	Cyclopentene	5	N
2	3.74	8.45	636.37	79.84	80.1	Benzène	6	A
3	93.53	8.55	645.28	81.19	81.72	Cyclohexane	6	N

### KBANi

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	1.46	1.3	430.49	11.14	10.85	Butadiène	4	O
2	2.20	7.9	582.10	63.12	63.7	Héxene	6	O
3	1.17	8.45	636.37	79.84	80.1	Benzène	6	A
4	95.17	8.55	645.28	81.19	81.72	Cyclohexane	6	A

### KBAFe

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	1.43	8.1	602.83	69.61	71.8	Méthyl cyclopentane	6	N
2	13.93	8.45	636.37	79.84	80.1	Benzène	6	A
3	84.64	8.55	645.28	81.19	81.72	Cyclohexane	6	N

### KBACr

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	1.58	7.84	575.68	61.09	60.27	Méthyl-2 pentane	6	P
2	0.84	8.1	602.83	69.61	71.00	Méthyl cyclopentane	6	N
3	97.58	8.55	645.28	82.51	81.72	Cyclohexane	6	N

## Resultats du cracking du Toluène

### KBA

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	23.83	16.6	635.21	79.5	80.1	Benzène	6	A
2	13.99	17.5	652.19	84.57	85.31	5 méthyl-1 hexène	7	O
3	62.18	19.94	748.45	111.93	110.64	Toluène	7	A

### KBAFe

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	24.47	16.6	635.21	79.5	80.1	Benzène	6	A
2	11.70	17.1	643.59	82.01	81.64	Méthyl-4 hexène-1	7	O
3	63.83	19.94	748.45	111.93	110.64	Toluène	7	A

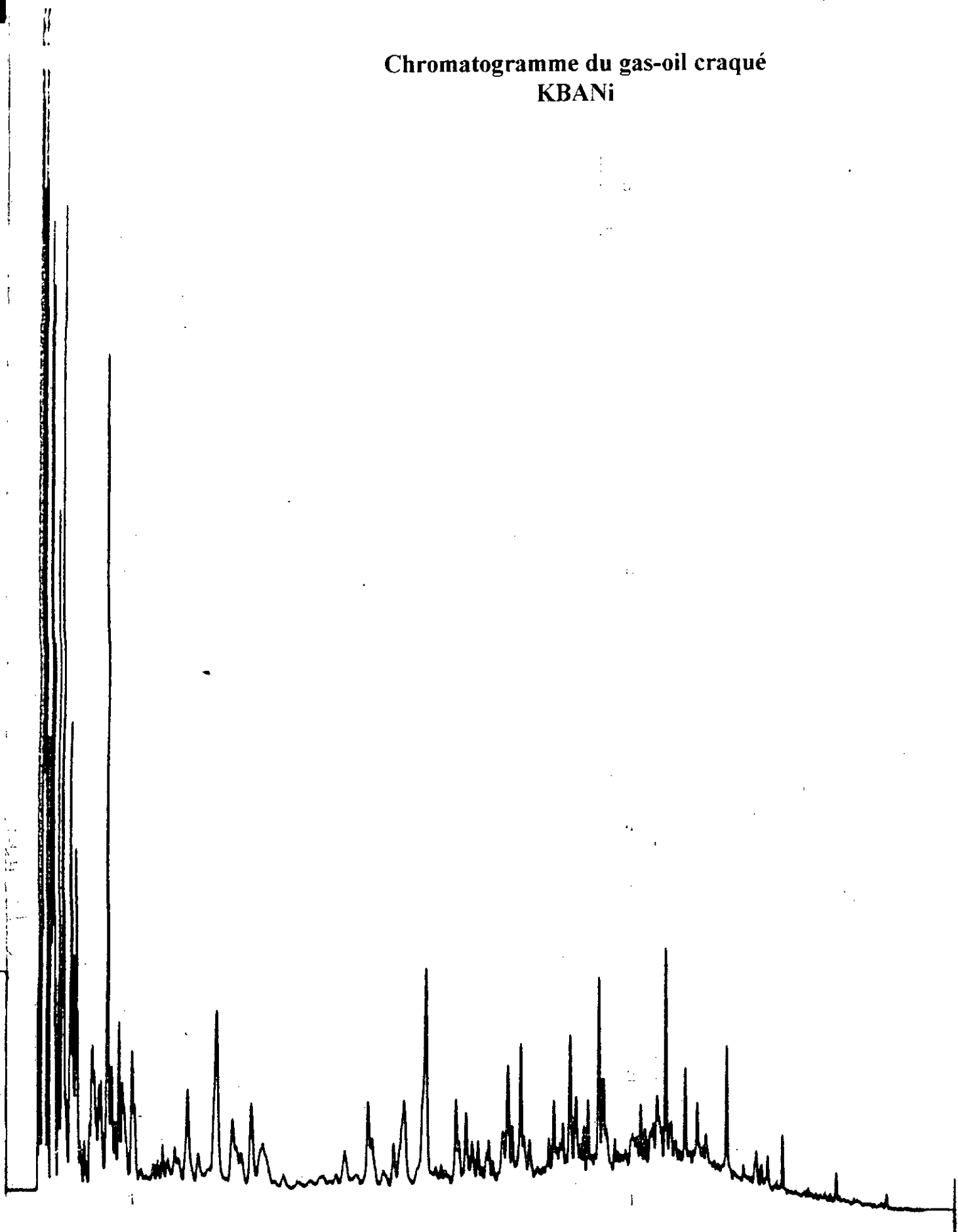
### KBACr

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	23.59	16.6	635.21	79.5	80.1	Benzène	6	A
2	14.87	17.8	659.83	86.82	86.73	Méthyl-4 hexène-1	7	O
3	61.54	19.94	748.45	111.93	110.64	Toluène	7	A

### KBANi

N° Pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb <sub>k</sub>	Teb °C	Identification	n C	nat chim
1	23.91	16.6	635.21	79.5	80.1	Benzène	6	A
2	13.72	17.8	659.83	86.82	86.73	Méthyl-4 hexène-1	7	O
3	62.37	19.94	748.45	111.93	110.64	Toluène	7	A

**Chromatogramme du gas-oil craqué**  
**KBANi**



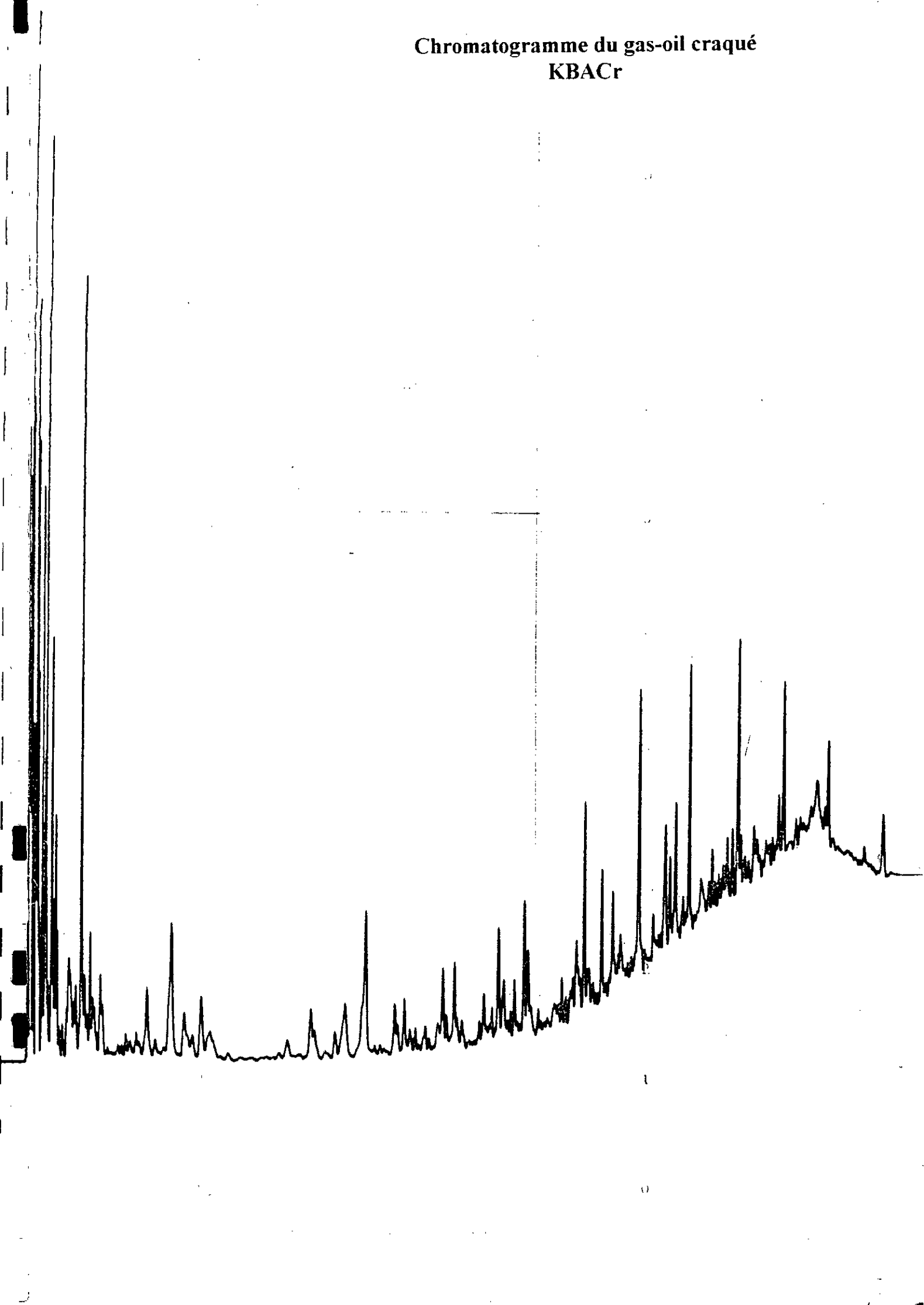
## Pics de la chromatographie du cracking du gas-oil (KBANI)

<i>N pic</i>	<i>% Mass</i>	<i>tr (min)</i>	<i>lk</i>	<i>Teb(k)</i>
1	9.27	1.4	451.6	19.54
2	7.79	1.5	467.4	25.03
3	9.27	1.6	483.3	30.48
4	1.72	1.76	508.7	39.04
5	5.82	1.84	521.3	43.21
6	5.70	1.9	530.6	46.28
7	2.30	2	545.9	51.27
8	5.05	2.16	569.7	58.88
9	7.51	2.36	597.7	67.69
10	3.08	2.64	633.6	78.70
11	1.11	2.7	640.8	80.85
12	2.01	2.84	656.8	85.63
13	0.74	2.9	663.3	87.56
14	0.33	3	673.8	90.65
15	0.33	3.2	693.3	96.32
16	0.78	3.5	719.2	103.68
17	0.53	3.8	741.3	109.85
18	6.64	4.1	760.1	115.00
19	0.49	4.3	771.0	117.95
20	0.33	4.4	776.0	119.30
21	1.03	4.56	783.4	121.29
22	0.49	4.7	789.4	122.89
23	0.49	4.8	793.3	123.94
24	1.03	5.1	804.0	126.75
25	0.62	5.2	807.2	127.58
26	0.08	5.4	813.0	129.10
27	0.12	5.8	822.7	131.63
28	0.29	6.1	828.7	133.17
29	0.16	6.3	832.1	134.05
30	0.12	6.56	836.1	135.07
31	0.12	7	841.6	136.49
32	0.74	7.3	844.8	137.30
33	0.21	7.7	848.5	138.22
34	1.39	8.5	854.6	139.77
35	0.49	9.1	858.8	140.82
36	0.08	9.5	861.6	141.53
37	0.49	9.9	864.6	142.27
38	0.29	10.3	867.7	143.06
39	0.08	11.2	875.9	145.08
40	0.08	11.8	882.3	146.66
41	0.25	13.7	908.5	153.06
42	0.08	14.1	915.3	154.68
43	0.66	14.6	924.3	156.85
44	0.08	15.1	934.1	159.15
45	0.33	15.5	942.3	161.09
46	0.66	16	953.2	163.64
47	1.72	16.8	972.0	167.97
48	0.66	18.1	1005.8	175.61
49	0.49	18.5	1017.0	178.09
50	0.25	18.7	1022.7	179.35
51	0.25	19	1031.4	181.26
52	0.29	19.4	1043.4	183.86

## Pics de la chromatographie du cracking du gas-oil (KBANI)

<b>N pic</b>	<b>% Mass</b>	<b>tr (min)</b>	<b>lk</b>	<b>Teb</b>
53	0.25	20	1061.9	187.84
54	0.78	20.2	1068.2	189.19
55	0.29	20.4	1074.6	190.55
56	0.98	20.8	1087.6	193.29
57	0.25	21.2	1100.9	196.06
58	0.25	21.8	1121.4	200.28
59	0.41	22	1128.4	201.70
60	0.33	22.4	1142.5	204.56
61	1.03	22.7	1153.2	206.71
62	0.49	23	1164.1	208.88
63	0.33	23.3	1175.1	211.06
64	0.57	23.4	1178.8	211.79
65	1.48	23.9	1197.5	215.44
66	0.53	24.1	1205.1	216.91
67	0.21	25.4	1255.5	226.52
68	0.45	25.6	1263.4	228.00
69	0.21	25.8	1271.4	229.49
70	0.16	26	1279.4	230.98
71	0.41	26.3	1291.5	233.22
72	1.72	26.56	1302.0	235.16
73	0.29	26.7	1307.8	236.20
74	0.12	27.3	1332.5	240.69
75	0.41	27.8	1353.3	244.44
76	0.21	28.1	1365.9	246.69
77	1.03	29	1400.0	252.75
78	0.12	29.7	1434.2	258.75
79	0.25	30.2	1455.9	262.53
80	0.16	30.4	1464.6	264.04
81	0.25	30.7	1477.7	266.32
82	0.49	31.3	1504.1	270.89
83	0.21	33.4	1600.0	287.45
84	0.12	34.4	1643.0	294.92

Chromatogramme du gas-oil craqué  
KBACr



## Pics de chromatographie du cracking du gas-oil (KBACr)

<b>N pic</b>	<b>% Mass</b>	<b>tr (min)</b>	<b>Ik</b>	<b>Teb(k)</b>
1	5.04	1.2	420.2	8.50
2	8.69	1.4	451.6	19.54
3	2.69	1.44	457.9	21.74
4	6.27	1.6	483.3	30.48
5	5.23	1.64	489.7	32.64
6	2.00	1.7	500.0	36.11
7	4.54	1.9	530.6	46.28
8	7.69	2.1	560.9	56.08
9	3.19	2.3	589.5	65.13
10	0.77	2.4	603.1	69.36
11	1.65	2.5	616.1	73.39
12	0.65	2.6	628.7	77.22
13	0.23	2.7	640.8	80.85
14	0.31	2.8	652.3	84.30
15	0.58	3.1	683.8	93.56
16	0.38	3.4	711.0	101.37
17	6.38	3.7	734.3	107.91
18	0.38	3.8	741.3	109.85
19	0.23	4	754.1	113.38
20	0.85	4.1	760.1	115.00
21	0.27	4.2	765.7	116.52
22	0.65	4.6	785.1	121.76
23	0.15	4.7	789.4	122.89
24	0.12	4.8	793.3	123.94
25	0.12	5.3	810.1	128.36
26	0.15	5.4	813.0	129.10
27	0.12	5.6	818.1	130.44
28	0.12	5.8	822.7	131.63
29	0.19	6	826.8	132.68
30	0.08	6.2	830.4	133.62
31	0.62	6.6	836.6	135.21
32	0.15	7	841.6	136.49
33	1.15	7.7	848.5	138.22
34	0.38	8.2	852.4	139.22
35	0.15	8.7	856.0	140.12
36	0.46	9	858.1	140.65
37	0.38	9.4	860.9	141.35
38	0.15	10.3	867.7	143.06
39	0.15	13	897.7	150.45
40	0.46	14	913.5	154.27
41	0.15	14.2	917.0	155.10
42	0.23	15.1	934.1	159.15
43	0.46	15.4	940.2	160.60
44	1.23	16.5	964.8	166.31
45	0.19	16.8	972.0	167.97
46	0.19	17	976.9	169.10
47	0.38	17.7	1000.0	174.31
48	0.19	17.8	997.7	173.78
49	0.42	18.2	1008.6	176.22



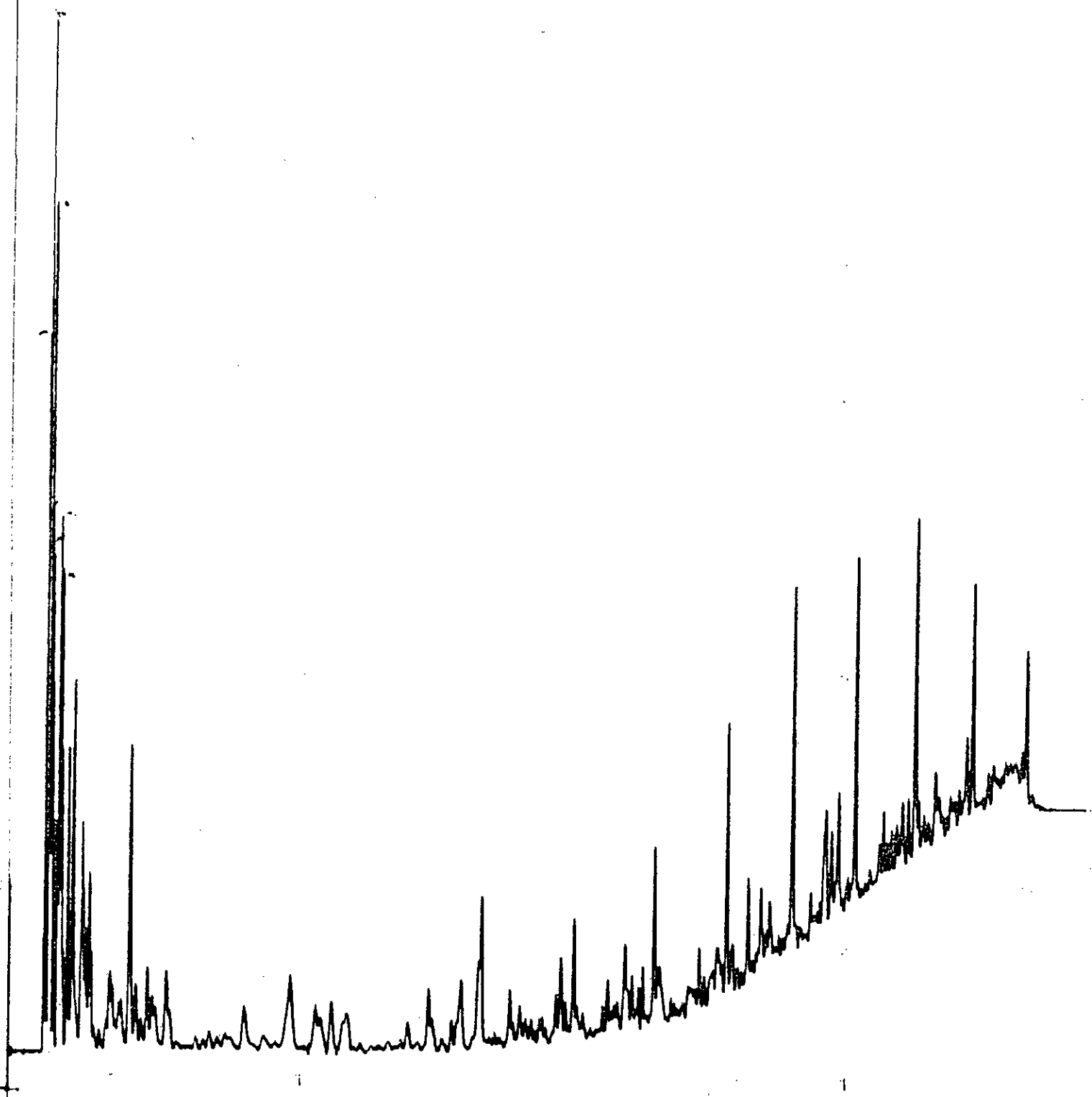
## Pics de chromatographie du cracking du gas-oil (KBACr)

<i>N pic</i>	<i>% Mass</i>	<i>tr (min)</i>	<i>Ik</i>	<i>Teb(k)</i>
50	0.19	18.4	1014.1	177.46
51	0.23	18.6	1019.8	178.72
52	0.19	19.1	1034.4	181.91
53	0.15	19.4	1043.4	183.86
54	0.12	19.8	1055.6	186.50
55	0.62	20	1061.9	187.84
56	0.23	20.2	1068.2	189.19
57	0.65	20.5	1077.8	191.23
58	0.23	20.9	1090.9	193.98
59	0.19	21.6	1114.5	198.87
60	0.38	21.8	1121.4	200.28
61	0.27	22.2	1135.4	203.13
62	0.88	22.5	1146.0	205.28
63	0.42	22.7	1153.2	206.71
64	0.31	23.1	1167.8	209.61
65	0.42	23.2	1171.4	210.33
66	1.04	23.7	1190.0	213.98
67	0.58	23.8	1193.7	214.71
68	0.23	24.2	1208.9	217.65
69	0.12	24.6	1224.2	220.59
70	0.12	25	1239.7	223.55
71	0.38	25.4	1255.5	226.52
72	0.23	25.5	1259.4	227.26
73	0.23	25.7	1267.4	228.75
74	0.58	26	1279.4	230.98
75	1.77	26.3	1291.5	233.22
76	0.31	26.4	1295.5	233.96
77	0.15	26.6	1303.7	235.46
78	1.08	27.2	1328.3	239.94
79	0.69	27.6	1344.9	242.94
80	0.31	28	1361.7	245.94
81	0.15	28.4	1378.5	248.95
82	0.12	28.6	1387.0	250.45
83	2.38	28.8	1395.5	251.96
84	0.12	29	1400.0	252.75
85	0.38	29.5	1425.6	257.23
86	1.04	29.9	1442.8	260.26
87	0.77	30.1	1451.5	261.77
88	1.15	30.4	1464.6	264.04
89	0.31	30.7	1477.7	266.32
90	2.31	31	1490.9	268.60
91	0.27	31.5	1513.0	272.41
92	0.23	31.8	1526.3	274.71
93	0.50	32	1535.2	276.24
94	0.23	32.4	1553.0	279.32
95	0.23	32.5	1557.4	280.09
96	0.46	32.8	1570.9	282.40
97	0.58	33	1579.8	283.95
98	2.00	33.2	1588.8	285.51

## Pics de chromatographie du cracking du gas-oil (KBACr)

<b>N pic</b>	<b>% Mass</b>	<b>tr (min)</b>	<b>Ik</b>	<b>Teb(k)</b>
<b>99</b>	0.31	33.3	1593.3	286.29
<b>100</b>	0.19	33.5	1602.3	287.84
<b>101</b>	0.19	33.7	1611.3	289.41
<b>102</b>	0.31	34	1624.9	291.76
<b>103</b>	0.12	34.1	1629.4	292.55
<b>104</b>	0.12	34.4	1643.0	294.92
<b>105</b>	0.19	34.8	1661.1	298.10
<b>106</b>	0.46	35	1670.2	299.70
<b>107</b>	1.46	35.2	1679.3	301.30
<b>108</b>	0.12	35.5	1692.9	303.72
<b>109</b>	0.27	35.7	1702.0	305.34
<b>110</b>	0.15	35.9	1711.2	306.97
<b>111</b>	0.12	36.4	1734.0	311.07
<b>112</b>	0.42	36.8	1752.3	314.39
<b>113</b>	0.19	37.1	1766.0	316.90
<b>114</b>	0.77	37.2	1770.6	317.74
<b>115</b>	0.12	37.4	1779.7	319.43
<b>116</b>	0.15	38.8	1843.9	331.55
<b>117</b>	0.58	39.2	1862.2	335.12

Chromatogramme du gas-oil craqué  
KBAFe



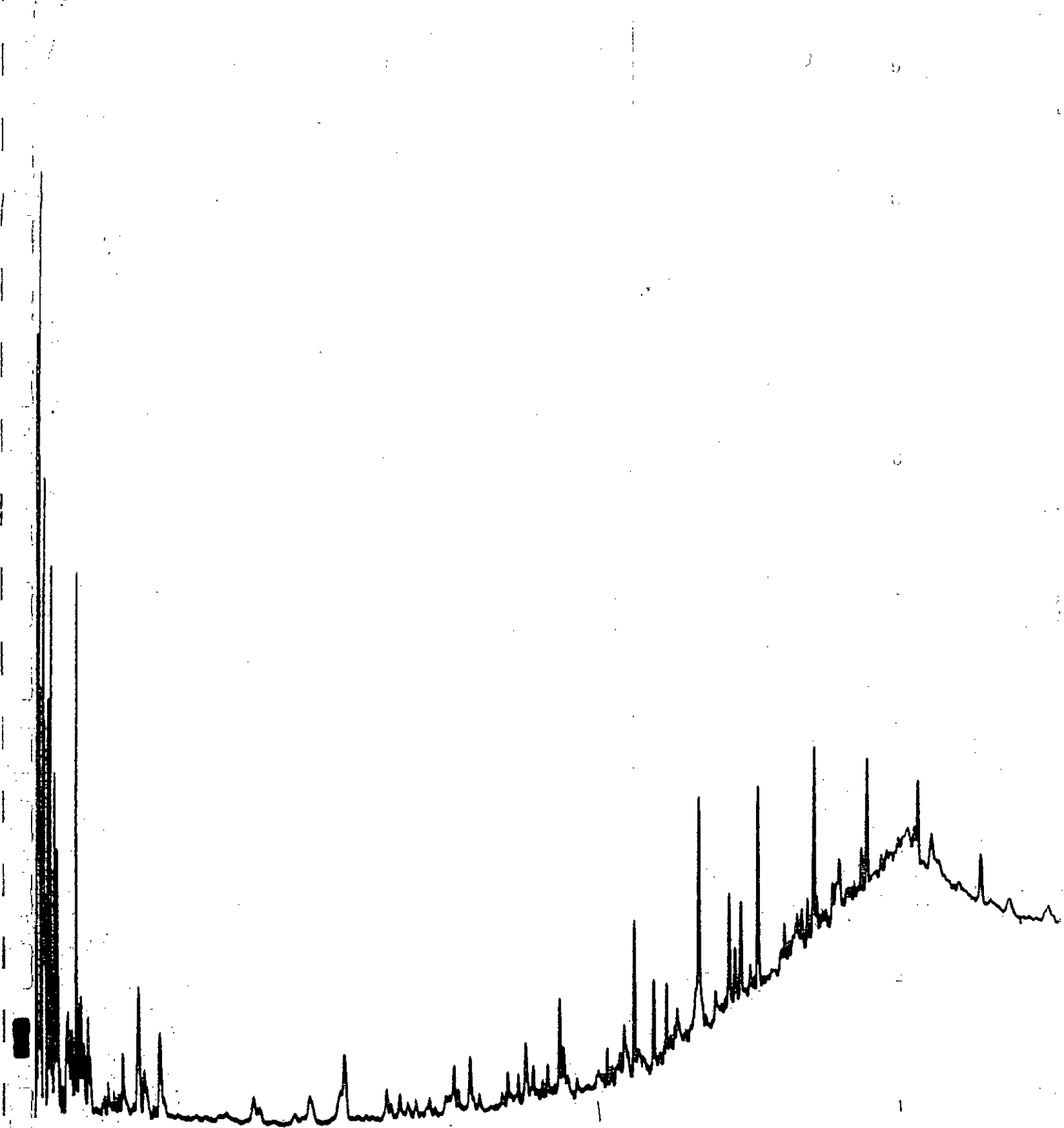
## Pics de la chromatographie du cracking du gas-oil (KBAFe)

<i>N pic</i>	<i>% Mass</i>	<i>tr (min)</i>	<i>lk</i>	<i>Teb(k)</i>
1	6.96	1.4	451.6	19.54
2	10.11	1.5	467.4	25.03
3	6.63	1.6	483.3	30.48
4	2.21	1.7	500.0	36.11
5	3.87	1.8	515.0	41.13
6	3.31	1.9	530.6	46.28
7	2.76	2.2	575.4	60.70
8	3.43	2.3	589.5	65.13
9	1.66	2.7	640.8	80.85
10	0.83	2.8	652.3	84.30
11	1.38	3	673.8	90.65
12	0.55	3.1	683.8	93.56
13	0.17	3.3	700.0	98.23
14	0.55	3.7	734.3	107.91
15	0.28	4.1	760.1	115.00
16	3.04	4.5	780.7	120.57
17	0.50	4.7	789.4	122.89
18	0.22	4.8	793.3	123.94
19	0.66	5	800.7	125.87
20	0.28	5.2	807.2	127.58
21	0.11	5.3	810.1	128.36
22	0.72	5.6	818.1	130.44
23	0.33	5.9	824.8	132.17
24	0.17	6.9	840.5	136.19
25	0.11	7.1	842.8	136.77
26	0.17	7.4	845.8	137.54
27	0.11	7.6	847.6	138.00
28	0.44	8.7	856.0	140.12
29	0.17	9.4	860.9	141.35
30	0.72	10.3	867.7	143.06
31	0.28	11.2	875.9	145.08
32	0.17	11.4	877.9	145.58
33	0.55	11.9	883.4	146.94
34	0.44	12.4	889.5	148.44
35	0.11	13	897.7	150.45
36	0.22	14.7	926.2	157.30
37	0.55	15.6	944.5	161.59
38	0.11	16.1	955.5	164.17
39	0.28	16.4	962.4	165.77
40	0.66	16.7	969.6	167.41
41	1.49	17.4	987.1	171.41
42	0.55	18.5	1017.0	178.09
43	0.28	18.8	1025.6	179.98
44	0.22	19	1031.4	181.26
45	0.22	19.2	1037.4	182.56
46	0.22	19.5	1046.4	184.52
47	0.39	20.2	1068.2	189.19
48	0.99	20.3	1071.4	189.87
49	0.22	20.6	1081.1	191.91
50	1.10	20.8	1087.6	193.29
51	0.17	20.9	1090.9	193.98
52	0.17	21.3	1104.3	196.76

## Pics de la chromatographie du cracking du gas-oil (KBAFe)

N pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb(k)
53	0.17	21.6	1114.5	198.87
54	0.39	22	1128.4	201.70
55	0.22	22.4	1142.5	204.56
56	0.83	22.7	1153.2	206.71
57	0.44	22.8	1156.8	207.44
58	0.44	23.1	1167.8	209.61
59	0.55	23.3	1175.1	211.06
60	1.66	23.5	1182.5	212.52
61	0.33	23.9	1197.5	215.44
62	0.22	24.4	1216.5	219.12
63	0.17	24.6	1224.2	220.59
64	0.17	24.8	1232.0	222.07
65	0.11	25	1239.7	223.55
66	0.55	25.4	1255.5	226.52
67	0.33	25.6	1263.4	228.00
68	0.39	26	1279.4	230.98
69	2.71	26.4	1295.5	233.96
70	0.44	26.5	1299.6	234.71
71	0.17	26.7	1307.8	236.20
72	0.17	26.9	1316.0	237.70
73	0.99	27.1	1324.2	239.19
74	0.66	27.2	1328.3	239.94
75	0.55	27.6	1344.9	242.94
76	0.11	28	1361.7	245.94
77	3.65	28.7	1391.3	251.20
78	0.50	29.4	1421.2	256.48
79	1.16	29.8	1438.5	259.50
80	1.05	30.3	1460.2	263.29
81	1.16	30.4	1464.6	264.04
82	0.28	30.8	1482.1	267.08
83	3.43	31.1	1495.3	269.36
84	0.11	31.8	1526.3	274.71
85	0.28	31.9	1530.7	275.47
86	0.66	32.1	1539.6	277.01
87	0.33	32.5	1557.4	280.09
88	0.44	32.7	1566.4	281.63
89	0.61	32.9	1575.3	283.18
90	0.66	33.1	1584.3	284.73
91	3.31	33.2	1588.8	285.51
92	0.28	33.4	1600.0	287.45
93	0.28	33.6	1606.8	288.63
94	0.77	34	1624.9	291.76
95	0.28	34.1	1629.4	292.55
96	0.28	34.5	1647.5	295.71
97	0.88	35.1	1674.7	300.50
98	2.32	35.3	1683.8	302.10
99	0.44	35.8	1706.6	306.15
100	0.28	36.4	1734.0	311.07
101	0.22	36.6	1743.1	312.73
102	0.22	36.8	1752.3	314.39
103	0.22	37	1761.4	316.06
104	1.33	37.4	1779.7	319.43

Chromatogramme du gas-oil craqué  
KBA



## Pics de chromatographie du cracking du gas-oil (KBA)

N pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb(k)
1	2.20	1.2	420.2	8.50
2	8.39	1.4	451.6	19.54
3	9.83	1.44	457.9	21.74
4	3.18	1.5	467.4	25.03
5	5.49	1.64	489.7	32.64
6	4.05	1.7	500.0	36.11
7	2.02	1.76	508.7	39.04
8	4.34	1.8	515.0	41.13
9	5.78	1.9	530.6	46.28
10	3.30	2	545.9	51.27
11	2.43	2.1	560.9	56.08
12	0.29	2.3	589.5	65.13
13	0.81	2.5	616.1	73.39
14	0.58	2.7	640.8	80.85
15	5.84	2.96	669.7	89.43
16	0.93	3.04	677.9	91.83
17	0.87	3.3	700.0	98.23
18	0.52	3.4	711.0	101.37
19	0.12	3.6	727.0	105.86
20	0.23	3.9	747.9	111.67
21	0.35	4.1	760.1	115.00
22	0.23	4.3	771.0	117.95
23	0.23	4.5	780.7	120.57
24	0.64	4.7	789.4	122.89
25	1.39	5.3	810.1	128.36
26	0.46	5.5	815.6	129.79
27	0.17	5.9	824.8	132.17
28	0.93	6.2	830.4	133.62
29	0.29	9.8	863.8	142.08
30	0.12	10.1	866.1	142.66
31	0.12	11.4	877.9	145.58
32	0.35	12	884.6	147.23
33	0.81	13.3	902.2	151.53
34	0.29	15	932.1	158.68
35	0.23	15.5	942.3	161.09
36	0.17	15.8	948.8	162.61
37	0.17	16.1	955.5	164.17
38	0.17	16.7	969.6	167.41
39	0.12	16.9	974.5	168.53
40	0.52	17.6	992.3	172.59
41	0.23	17.8	997.7	173.78
42	0.58	18.3	1011.3	176.84
43	0.17	18.7	1022.7	179.35
44	0.12	19.6	1049.5	185.18
45	0.35	19.8	1055.6	186.50
46	0.35	20.1	1065.0	188.51
47	0.58	20.6	1081.1	191.91
48	0.35	20.8	1087.6	193.29
49	0.17	21.1	1100.0	195.87
50	0.35	21.3	1104.3	196.76
51	0.98	21.8	1121.4	200.28
52	0.40	22	1128.4	201.70

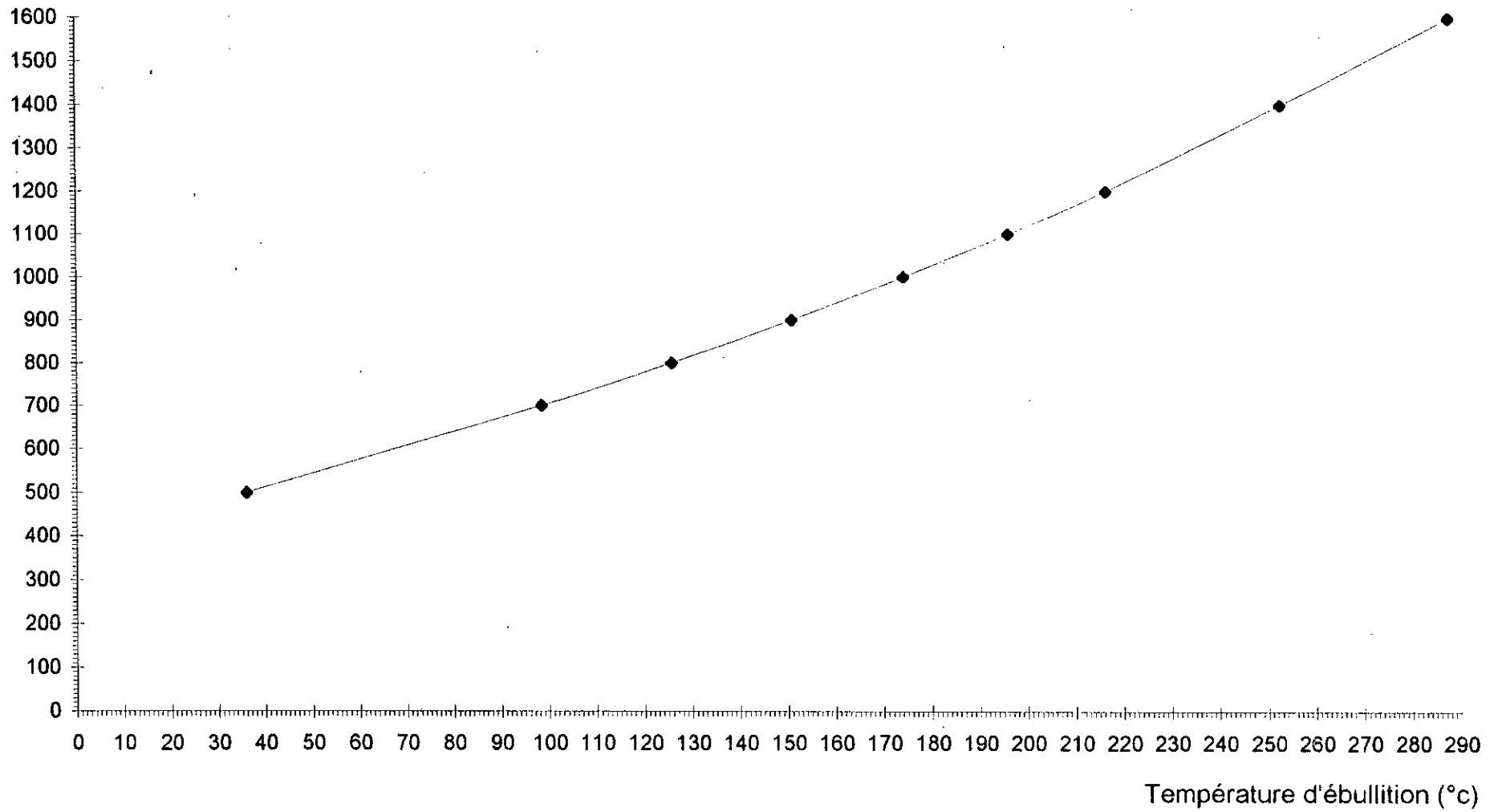
## Pics de chromatographie du cracking du gas-oil (KBA)

<i>N pic</i>	<i>% Mass</i>	<i>tr (min)</i>	<i>Ik</i>	<i>Teb(k)</i>
53	0.23	22.6	1149.6	205.99
54	0.17	23.4	1178.8	211.79
55	0.46	23.64	1187.7	213.54
56	0.23	23.8	1193.7	214.71
57	0.23	24.1	1205.1	216.91
58	0.52	24.3	1212.7	218.38
59	1.68	24.7	1228.1	221.33
60	0.17	24.9	1235.8	222.81
61	0.17	25.1	1243.7	224.29
62	0.93	25.5	1259.4	227.26
63	0.17	25.7	1267.4	228.75
64	0.75	25.9	1275.4	230.23
65	0.17	26.2	1287.4	232.47
66	0.35	26.5	1299.6	234.71
67	0.12	26.8	1311.9	236.95
68	2.60	27.3	1332.5	240.69
69	0.29	27.9	1357.5	245.19
70	1.27	28.4	1378.5	248.95
71	0.93	28.7	1391.3	251.20
72	1.10	28.8	1395.5	251.96
73	0.35	29.2	1412.6	254.97
74	2.31	29.6	1447.2	261.01
75	0.12	30	1473.4	265.56
76	0.35	30.6	1482.1	267.08
77	0.17	30.8	1495.3	269.36
78	0.29	31.1	1504.1	270.89
79	0.35	31.3	1513.0	272.41
80	0.52	31.5	1526.3	274.71
81	2.08	31.8	1535.2	276.24
82	0.35	32	1539.6	277.01
83	0.17	32.1	1561.9	280.86
84	0.29	32.6	1570.9	282.40
85	0.52	32.8	1584.3	284.73
86	0.17	33.1	1593.3	286.29
87	0.17	33.3	1598.0	287.10
88	0.17	33.5	1606.8	288.63
89	0.46	33.6	1620.3	290.98
90	1.50	33.9	1638.4	294.13
91	0.23	34.3	1652.0	296.51
92	0.12	34.6	1674.7	300.50
93	0.12	35.1	1688.4	302.91
94	0.23	35.4	1706.6	306.15
95	0.87	35.8	1734.0	311.07
96	0.46	36.4	1821.0	327.16
97	0.58	38.3	1871.4	336.92
98	0.29	39.4	1944.7	351.81
99	0.29	41	1967.5	356.65
100	0.35	41.5	1967.5	356.65



## Indice de Kovatz en fonction de la température d'ébullition

Indice de Kovatz



# Log(tr) en fonction de Ik

Log(tr)

1.6  
1.4  
1.2  
1  
0.8  
0.6  
0.4  
0.2  
0

0 200 400 600 800 1000 1200 1400 1600

Indice de Kovatz

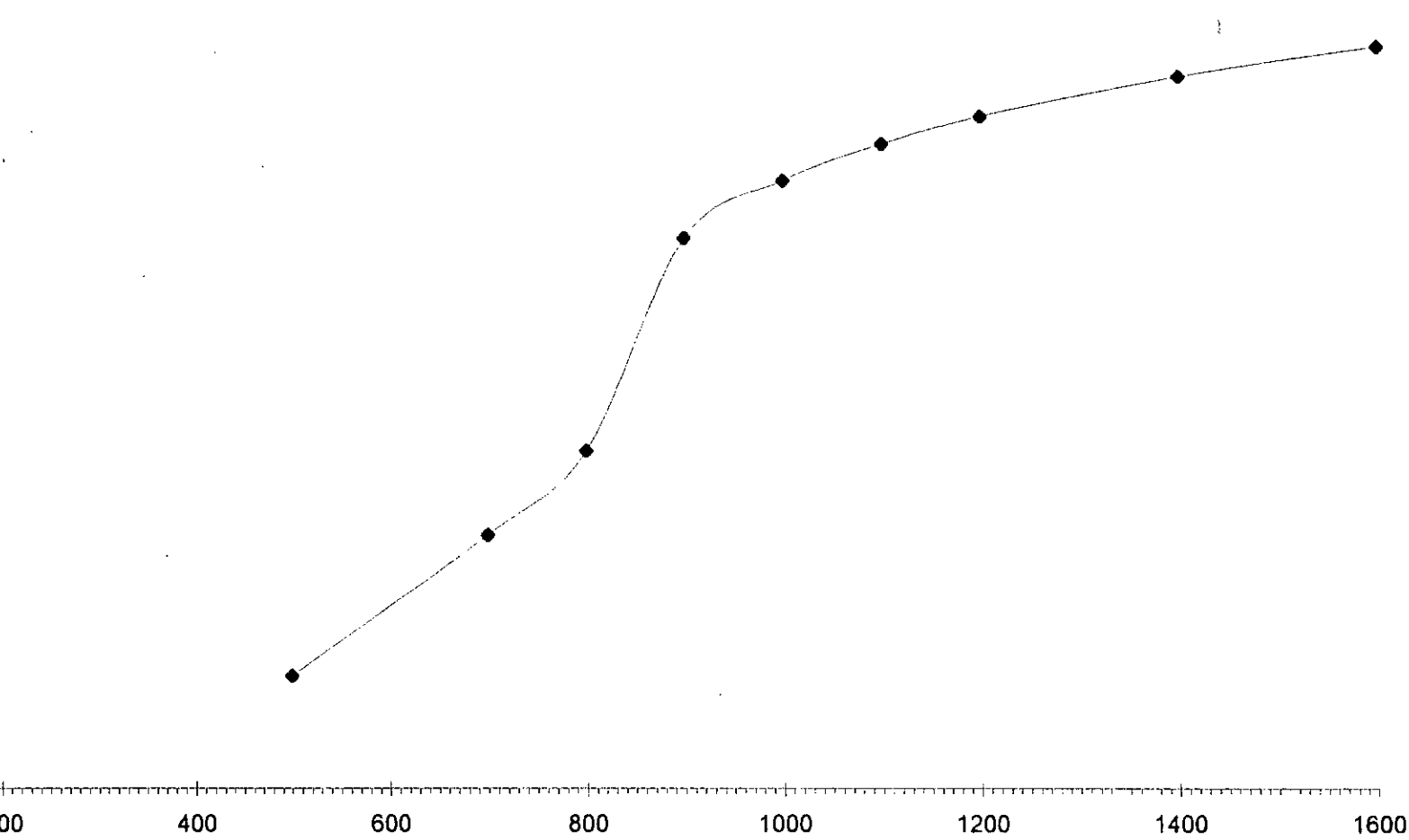


Tableau IV-3

KBANI

N pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb(k)	Vi	NOi	Vi x NOi	Teb	Densité	Identification	nc	n chi
1	9.27	1.4	451.6	19.54	14.78	103	1515.431	20.05	0.627	3-méthyl-1 butène	5	O
2	7.79	1.5	467.4	25.03	11.81	99	1168.991	25.95	0.66	1.4 pentadiène	5	O
3	9.27	1.6	483.3	30.48	13.86	92	1274.784	28.8	0.669	1 trans-2,2 diméthylcyclopropane	5	N
4	1.72	1.76	508.7	39.04	2.602	97.3	253.2039	38.56	0.662	2 méthyl-2 butène	5	O
5	5.82	1.84	521.3	43.21	8.616	104	891.7606	42.02	0.676	1- trans3 pentadiène	5	O
6	5.70	1.9	530.6	46.28	7.705	91.3	703.4288	49.25	0.74	Cyclopentane	5	N
7	2.30	2	545.9	51.27	3.539	92	325.6098	49.731	0.649	2,2 diméthyl butane	6	P
8	5.05	2.16	569.7	58.88	7.28	103	746.2117	58.65	0.693	1-méthyl trans-2 éthylcyclopropane	6	N
9	7.51	2.36	597.7	67.69	11.07	90.4	1000.82	67.87	0.678	trans-2 hexène	6	O
10	3.08	2.64	633.6	78.70	4.37	88.7	387.5953	77.88	0.704	2,3 triméthyl butène	7	O
11	1.11	2.7	640.8	80.85	1.423	63	89.67905	80.72	0.778	Cyclohexane	6	N
12	2.01	2.84	656.8	85.63	2.904	70	203.3079	85.31	0.692	5-méthyl-1 hexène	7	O
13	0.74	2.9	663.3	87.56	1.061	80	84.86323	87.56	0.696	4 méthyl -trans2 hexène	7	O
14	0.33	3	673.8	90.65	0.486	44	21.38972	90.04	0.675	2-méthyl hexane	7	P
15	0.33	3.2	693.3	96.32	0.456	95	43.29596	96.02	0.72	3-éthyl-2 pétène	7	O
16	0.78	3.5	719.2	103.68	1.091	96	104.7835	104	0.714	3,5 diméthyl-1 hexène	8	O
17	0.53	3.8	741.3	109.85	0.732	105	76.9073	110	0.728	3,3 diméthyl-1 butène	8	O
18	6.64	4.1	760.1	115.00	9.602	103	986.1561	114.76	0.692	2,3,3 tri méthyl pentane	8	P
19	0.49	4.3	771.0	117.95	0.703	86	60.47111	117.71	0.7	méthyl 4 héptène	8	O
20	0.33	4.4	776.0	119.30	0.408	102	41.62942	119	0.804	3,3 diméthyl cyclohexène	8	O
21	1.03	4.56	783.4	121.29	1.434	75	107.5627	121.19	0.715	1 octène	8	O
22	0.49	4.7	789.4	122.89	0.683	75	51.20042	122.9	0.721	cis-3 octène	8	O
23	0.49	4.8	793.3	123.94	0.662	78	51.60232	124	0.744	2,6 octadiène	8	O
24	1.03	5.1	804.0	126.75	1.434	80	114.7335	126.55	0.715	2,2,4 tri méthyl hexane	9	P
25	0.62	5.2	807.2	127.58	0.766	71.7	54.93652	127	0.803	1,3 diméthyl cyclohexène	8	O
27	0.12	5.8	822.7	131.63	0.17	112	19.08835	131.34	0.722	Tri méthyl 2,3,5 hexane	9	P
28	0.29	6.1	828.7	133.17	0.404	75	30.32964	132.7	0.71	2,2 diméthyl héptane	9	P
29	0.16	6.3	832.1	134.05	0.213	80.6	17.17397	134	0.77	1,1 diméthyl-3 éthyl éthylcyclopentane	9	P
30	0.12	6.56	836.1	135.07	0.17	81	13.80497	136	0.722	Diméthyl 3,5 héptane	9	P
31	0.12	7	841.6	136.49	0.142	108	15.29985	136.2	0.867	Ethyl benzene	8	A
32	0.74	7.3	844.8	137.30	0.898	95	85.32781	137	0.822	1- éthyl cyclohexène	8	O
33	0.21	7.7	848.5	138.22	0.238	116	27.72593	138.3	0.861	P xylène	8	O
34	1.39	8.5	854.6	139.77	1.885	105	197.8804	140.4	0.74	Méthyl-3 éthyl-4 hexane	9	P
35	0.49	9.1	858.8	140.82	0.664	109	72.2036	140.6	0.741	Diméthyl 3,4 hexane	8	P
36	0.08	9.5	861.6	141.53	0.11	65	7.128662	141.2	0.748	4-éthyl héptane	9	P
37	0.49	9.9	864.6	142.27	0.684	87	59.47498	142.44	0.72	4- méthyl octane	9	P
38	0.29	10.3	867.7	143.06	0.374	110	41.12404	143	0.768	2,6 diméthyl -1,5 héptadiène	9	O
40	0.08	11.8	882.3	146.66	0.095	100	9.483752	147	0.865	Diméthyl éthyl-4 benzene	10	A
41	0.25	13.7	908.5	153.06	0.359	90	32.33475	153	0.685	Triméthyl 2,2,4 héptane	10	P
43	0.66	14.6	924.3	156.85	0.886	90	79.70959	156.5	0.741	Triméthyl 2,4,5 héptane	10	P
45	0.33	15.5	942.3	161.09	0.38	103	38.92839	161.3	0.864	Méthyl-1 éthyl-3 benzene	9	A
46	0.66	16	953.2	163.64	0.882	90	79.38818	163.4	0.744	Diméthyl 3,4 octane	10	P
47	1.72	16.8	972.0	169.06	1.936	97	187.7575	169.9	0.89	Méthyl-1 éthyl-4 benzene	10	A
48	0.66	18.1	1005.8	175.61	0.737	105	77.64699	176.08	0.89	triméthyl 1,2,3 benzene	9	A
49	0.49	18.5	1017.0	178.09	0.579	102	59.06481	178.4	0.85	Cyclononane	9	N
50	0.25	18.7	1022.7	179.35	0.321	98	31.48581	179.3	0.766	3- décène	10	O
51	0.25	19	1031.4	181.26	0.285	101	28.826	181.14	0.864	1,3 diéthyl benzene	10	A
52	0.29	19.4	1043.4	183.86	0.333	101	33.70836	183.78	0.862	1,4 diéthyl benzene	10	A
53	0.25	20	1061.9	187.84	0.285	101	28.70732	188.41	0.865	Diméthyl-3 éthyl-2 benzene	10	A
54	0.78	20.2	1068.2	189.19	0.891	105	93.16301	189.52	0.875	1,2 diméthyl4 éthyl benzene	10	A
55	0.29	20.4	1074.6	190.55	0.305	103	31.39429	190.6	0.942	Méthyl indane	10	A
56	0.98	20.8	1087.6	193.29	1.132	90	101.8359	193.5	0.87	Cis dicaline	10	N
57	0.25	21.2	1100.9	196.06	0.333	0	0	195.74	0.74	n Undécane	11	P
58	0.25	21.8	1121.4	200.28	0.285	90	25.60613	200.45	0.865	Méthyl-1 tert butyl-4 benzene	11	A
59	0.41	22	1128.4	201.70	0.467	100	46.66351	201.5	0.879	Amyl cyclohexane	11	N
60	0.33	22.4	1142.5	204.56	0.375	102	38.25149	205.09	0.875	1,2,3,4- Tétraméthyl benzene	10	A
61	1.03	22.7	1153.2	206.71	1.159	100	115.8679	206.6	0.885	1,3- Diméthyl 4- propyl benzene	11	A
62	0.49	23	1164.1	208.88	0.496	104	51.35423	209	0.992	7 -méthyl indène	10	A
63	0.33	23.3	1175.1	211.06								
64	0.57	23.4	1178.8	211.79								
65	1.48	23.9	1197.5	215.44	1.659	98	162.5941	215	0.89	1,3,5 -triéthyl benzene	12	A
66	0.53	24.1	1205.1	216.91	0.599	99	59.31368	217	0.89	1,2,4 - triéthyl benzene	12	A
						$\Sigma Vi=130.3$	$\Sigma ViNOi=12368.7$			$NO = 94.9272$		

Tableau IV-4

KBACr

N pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb(k)	Vi	NOi	Vi x NOi	Teb	Densité	Identification	nc	nt	ch
1	5.04	1.2	420.2	8.50	8.527919	85.5	729.14	9.5	0.591	2,2 diméthyl butane	6	P	
2	8.69	1.4	451.6	19.54	13.85965	102.5	1420.6	20.05	0.627	3-méthyl-1 butène	5	O	
4	6.27	1.6	483.3	30.48	9.372197	92	862.24	28.2	0.669	1 trans-2,2 diméthylcyclopropane	5	N	
5	5.23	1.64	489.7	32.64	9.207746	100	920.77	32.8	0.568	Cyclopropane	3	N	
6	2.00	1.7	500.0	36.11	3.225806	61.7	199.03	36.064	0.62	n pentane	5	p	
7	4.54	1.9	530.6	46.28	6.135135	91.3	560.14	49.25	0.74	Cyclopentane	5	N	
8	7.69	2.1	560.9	56.08	11.14493	101.3	1129	55.67	0.69	méthyl-3 pentène-1	6	O	
9	3.19	2.3	589.5	65.13	4.705015	87.05	409.57	64.66	0.678	Ethyl-2 butène-1	6	O	
10	0.77	2.4	603.1	69.36	1.082982	102.5	111.01	69.14	0.711	N propyl cyclopropane	6	N	
11	1.65	2.5	616.1	73.39	2.330508	100	233.05	73.21	0.708	Diméthyl 2,3 butène-2	6	O	
12	0.65	2.6	628.7	77.22	0.932568	99	92.324	77.48	0.697	Diméthyl-3,3 pentène-1	7	O	
13	0.23	2.7	640.8	80.85	0.29563	63	18.625	80.719	0.778	Cyclohexane	6	N	
14	0.31	2.8	652.3	84.30	0.446686	99.3	44.356	84.28	0.694	2,3 diméthyl-1 pentene	7	O	
15	0.58	3.1	683.8	93.56	0.832138	54.5	45.352	93.64	0.697	1-héptène	7	O	
16	0.38	3.4	711.0	101.37	0.494148	74.8	36.962	100.9	0.769	M cyclohexane	7	N	
17	6.38	3.7	734.3	107.91	8.763736	105	920.19	110	0.728	3,3 diméthyl-1 butène	8	O	
18	0.38	3.8	741.3	109.85	0.438293	111.7	48.957	110.64	0.867	Toluène	8	A	
19	0.23	4	754.1	113.38	0.319889	102.7	32.853	113.47	0.719	Triméthyl-2,3,4 pentane	8	P	
20	0.85	4.1	760.1	115.00	1.228324	106.1	130.33	114.77	0.692	Triméthyl-2,3,3 pentane	8	P	
21	0.27	4.2	765.7	116.52	0.354331	87.7	31.075	116.76	0.762	Cis-1 trans-2 triméthylcyclopentane	8	N	
22	0.65	4.6	785.1	121.76	0.909091	70.3	63.909	121.6	0.715	Octène	8	O	
23	0.15	4.7	789.4	122.89	0.208044	75	15.603	122.9	0.721	Cis-3 octène	8	O	
24	0.12	4.8	793.3	123.94	0.16129	78	12.581	124	0.744	2,6-octadiène	8	O	
25	0.12	5.3	810.1	128.36	0.165289	85	14.05	128	0.726	Méthyl-1 cis-1 éthyl-2 cyclopentane	8	N	
27	0.12	5.6	818.1	130.44	0.150754	71.7	10.809	129.74	0.796	1 cis 2 diméthyl cyclohexane	8	N	
28	0.12	5.8	822.7	131.63	0.166205	85	14.127	131.34	0.722	2,3,5 triméthyl hexane	9	P	
29	0.19	6	826.8	132.68	0.265734	75	19.93	132.69	0.715	Diméthyl-2,2 héptane	9	P	
31	0.62	6.6	836.6	135.21	0.874594	90	78.713	135.22	0.7089	Diméthyl-2,6 héptane	9	P	
32	0.15	7	841.6	136.49	0.17301	107.4	18.581	136.2	0.867	Ethyl benzene	8	A	
33	1.15	7.7	848.5	138.22	1.335656	116.4	155.47	138.3	0.861	P xylène	8	A	
34	0.38	8.2	852.4	139.22	0.439815	116.2	51.106	139.14	0.864	M xylène	8	A	
36	0.46	9	858.1	140.65	0.620783	108.7	67.479	140.6	0.741	Diméthyl-3,4 héptane	9	P	
37	0.38	9.4	860.9	141.35	0.521978	60	31.319	141.2	0.728	4-éthyl héptane	8	P	
40	0.46	14	913.5	154.27	0.621622	98	60.919	154.1	0.74	2,5 diméthyl-3 éthyl hexane	10	P	
41	0.15	14.2	917.0	155.10	0.215827	90	19.424	155.68	0.695	2,4,5 triméthyl heptane	10	P	
42	0.23	15.1	934.1	159.15	0.31768	80	25.414	159.89	0.724	2,7 diméthyl octane	10	P	
43	0.46	15.4	940.2	160.60	0.632737	80	50.619	160.41	0.727	2,6 diméthyl octane	10	P	
44	1.23	16.5	964.8	166.31	1.382022	106	146.49	166	0.89	Ethyl-1 méthyl-3 benzène	9	A	
46	0.19	17	976.9	169.10	0.213483	97	20.708	169.9	0.89	Méthyl-1 éthyl-4 benzène	9	A	
47	0.38	17.7	1000.0	174.31	0.5	0	0	174.12	0.76	n décane	10	P	
48	0.19	17.8	997.7	173.78	0.218391	104.4	22.8	173.33	0.87	Sec buthyl benzene	10	A	
49	0.42	18.2	1008.6	176.22	0.47191	105.3	49.692	176.08	0.89	Triméthyl 1,2,3- benzene	9	A	
50	0.19	18.4	1014.1	177.46	0.221704	110.5	24.498	177.13	0.857	Méthyl-1 isopropylbenzene	10	A	
51	0.23	18.6	1019.8	178.72	0.270588	102	27.6	178.41	0.85	cyclononane	9	N	
52	0.19	19.1	1034.4	181.91	0.218391	112.1	24.482	181.8	0.87	méthyl-1-propyl3-benzène	10	A	
53	0.15	19.4	1043.4	183.86	0.174014	101.2	17.61	183.78	0.862	diéthyl-1,4 benzène	10	A	
54	0.12	19.8	1055.6	186.50	0.136209	106	14.438	186.5	0.881	diméthyl-1,4 ethyl2 Benzène	10	A	
55	0.62	20	1061.9	187.84	0.716763	100	71.676	188.41	0.865	diméthyl-3 éthyl2 Benzène	10	A	
56	0.23	20.2	1068.2	189.19	0.263158	106	27.895	189.52	0.874	diméthyl-1,2 éthyl-4 benzène	10	A	
57	0.65	20.5	1077.8	191.23	0.730337	106	77.416	190.16	0.89	diméthyl-1,3 éthyl-2 benzène	10	A	
58	0.23	20.9	1090.9	193.98	0.257848	104.4	26.919	193.5	0.892	diméthyl-1,2 éthyl-3 benzène	10	A	
59	0.19	21.6	1114.5	198.87	0.195876	103.5	20.273	199	0.97	1 méthyl Indene	10	A	
60	0.38	21.8	1121.4	200.28	0.439306	90	39.538	200.45	0.865	méthyl1 tert-butyl-4 benzène	11	A	
61	0.27	22.2	1135.4	203.13	0.37037	90	33.333	203.6	0.729	4 méthyl Indene	10	A	
62	0.88	22.5	1146.0	205.28	1.005714	102	102.58	205.09	0.875	1,2,3,4 tetra méthyl benzene	10	A	
63	0.42	22.7	1153.2	206.71	0.494118	100	49.412	206.6	0.85	1,3 diméthyl 4 propyl benzène	11	A	
64	0.31	23.1	1167.8	209.61	0.3125	103.5	32.344	209	0.992	7 méthyl Indene	11	A	
65	0.42	23.2	1171.4	210.33									
66	1.04	23.7	1190.0	213.98	1.372032	80	109.76	213	0.758	Dodecène	12	O	
67	0.58	23.8	1193.7	214.71	0.651685	98	63.865	215	0.89	1,3,5 triéthyl benzène	12	A	
68	0.23	24.2	1208.9	217.65	0.236869	98.5	23.332	217.91	0.971	naphtalène	10	A	
					$\Sigma Vi=102.45$		$\Sigma VINOi=9724$			$NO = 94.9192$			

Tableau IV-5

KBAFe

N pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb(k)	Vi	NOi	Vi x NOi	Teb	Densité	Identification	nc	n ch
1	6.96	1.4	451.6	19.54	11.10	102.5	1138.02	20.05	0.627	3-méthyl-1 butène	5	O
2	10.11	1.5	467.4	25.03	15.30	99	1514.28	25.959	0.661	1.4 pentadiène	5	O
3	6.63	1.6	483.3	30.48	9.91	92	911.73	28.2	0.669	1 trans-2,2 diméthylcyclopropane	5	N
4	2.21	1.7	500.0	36.11	3.56	61.7	219.93	36.064	0.62	n pentane	5	P
5	3.87	1.8	515.0	41.13	5.66	111.7	632.49	41.238	0.683	3,3-diméthyl-1 butène	6	O
6	3.31	1.9	530.6	46.28	5.05	90	454.79	46	0.656	Pentadiène-1,3 Z	5	O
7	2.76	2.2	575.4	60.70	4.23	73.4	310.51	60.261	0.653	2-méthyl pentane	6	P
8	3.43	2.3	589.5	65.13	5.05	87.05	439.80	64.66	0.678	Ethyl-2 butène-1	6	O
9	1.66	2.7	640.8	80.85	2.13	63	134.22	80.719	0.778	Cyclohexane	6	N
10	0.83	2.8	652.3	84.30	1.24	99.3	123.01	84.28	0.669	2,3 diméthyl-1 pentene	7	O
11	1.38	3	673.8	90.65	2.05	44	90.03	90.049	0.675	2-méthyl hexane	7	P
12	0.55	3.1	683.8	93.56	0.79	54.5	43.20	93.64	0.697	1- heptène	7	O
13	0.17	3.3	700.0	98.23	0.24	0	0.00	98.44	0.683	n heptane	7	P
14	0.55	3.7	734.3	107.91	0.64	111.7	71.18	110.64	0.867	Toluène	8	A
15	0.28	4.1	760.1	115.00	0.40	106.1	42.35	114.765	0.692	Triméthyl-2,3,3 pentane	8	P
16	3.04	4.5	780.7	120.57	3.97	71.7	284.43	120.095	0.766	1 cis 3 diméthyl cyclohexane	9	N
17	0.50	4.7	789.4	122.89	0.69	75	51.72	122.9	0.721	2,6-octadiène	8	O
18	0.22	4.8	793.3	123.94	0.30	78	23.17	124	0.744	Méthyl-1 cis-1 éthyl-2 cyclopentane	8	N
19	0.66	5	800.7	125.87	0.92	80	73.26	125.65	0.724	cis-2 octène	8	O
20	0.28	5.2	807.2	127.58	0.34	71.7	24.67	127	0.803	1,3 diméthyl cyclohexène	8	N
21	0.11	5.3	810.1	128.36	0.15	85	12.94	128.1	0.726	Méthyl-1 cis-1 éthyl-2 cyclopentane	8	N
22	0.72	5.6	818.1	130.44	0.90	71.7	64.70	129.739	0.796	1 cis 2 diméthyl cyclohexane	8	N
23	0.33	5.9	824.8	132.17	0.46	75	34.77	132.7	0.715	Diméthyl-2,2 héptane	9	P
24	0.17	6.9	840.5	136.19	0.19	102.6	19.61	136.2	0.867	Ethyl benzene	8	A
27	0.11	7.6	847.6	138.00	0.13	116.4	14.94	138.3	0.861	P xylène	8	A
28	0.44	8.7	856.0	140.12	0.60	105	62.71	140.292	0.74	2,2,3,3 Tetra méthyl pentane 9	9	P
29	0.17	9.4	860.9	141.35	0.23	60	13.66	141.2	0.728	4- éthyl héptane	8	P
30	0.72	10.3	867.7	143.06	0.94	110	102.87	143	0.768	2,6 Diméthyl 1,5- héptadiène	9	N
31	0.28	11.2	875.9	145.08	0.34	85	29.31	145	0.801	Nonène	9	O
32	0.17	11.4	877.9	145.58	0.21	75	15.54	145.2	0.8	1,1,2 triméthyl cyclohexane	9	N
33	0.55	11.9	883.4	146.94	0.64	100	63.87	147	0.865	Diméthyl éthyl-4 benzene	10	A
34	0.44	12.4	889.5	148.44	0.65	90	58.16	148	0.684	Triméthyl 2,2,5- héptane	10	P
36	0.22	14.7	926.2	157.30	0.32	90	28.87	156.68	0.689	Triméthyl 3,3,5 héptane	10	P
37	0.55	15.6	944.5	161.59	0.64	112.1	71.68	161.3	0.864	Méthyl-1 éthyl-3 benzene	9	A
38	0.11	16.1	955.5	164.17	0.12	125	15.52	164.72	0.89	1,3,5 triméthyl Benzene	9	A
39	0.28	16.4	962.4	165.77	0.31	106	32.90	166	0.89	Ethyl-1 méthyl-3 benzene	9	A
40	0.66	16.7	969.6	167.41	0.74	95	69.98	167.46	0.9	Cis-1 propényl benzène	9	A
41	1.49	17.4	987.1	171.41	1.66	97	161.13	169.9	0.898	Méthyl-1 éthyl-4 benzene	9	A
42	0.55	18.5	1017.0	178.09	0.65	102	66.30	178.4	0.85	Cyclononane	9	N
43	0.28	18.8	1025.6	179.98	0.34	89	30.20	179.8	0.814	Sec butyl cyclohexane	10	N
44	0.22	19	1031.4	181.26	0.26	101.2	25.89	181.136	0.864	1,3 diéthyl benzene	10	A
45	0.22	19.2	1037.4	182.56	0.26	112.1	28.81	182.1	0.86	Méthyl-1 propyl-3 benzene	10	A
46	0.22	19.5	1046.4	184.52	0.26	100	25.55	185	0.865	Méthyl-1 isopropyl-3 benzene	10	A
47	0.39	20.2	1068.2	189.19	0.44	104.4	46.14	189.52	0.875	Diméthyl-1,2 éthyl-4 benzène	10	A
48	0.99	20.3	1071.4	189.87	1.12	104.4	116.66	190.05	0.89	Diméthyl-1,3 éthyl-2 benzène	10	A
49	0.22	20.6	1081.1	191.91	0.26	90	22.99	192.8	0.865	1,3,5 triméthyl Benzene	9	A
50	1.10	20.8	1087.6	193.29	1.24	104.4	129.33	193.5	0.892	diméthyl-1,2 éthyl-3 benzène	10	A
51	0.17	20.9	1090.9	193.98	0.19	106	19.70	193.95	0.892	Diméthyl-1,4 éthyl-3 benzene	10	A
52	0.17	21.3	1104.3	196.76	0.19	105.5	19.63	196.84	0.891	1,2,4,5 tetra méthyl benzene	10	A
53	0.17	21.6	1114.5	198.87	0.19	102.5	19.09	198.04	0.89	1,2,3,5 tetra méthyl benzene	10	A
54	0.39	22	1128.4	201.70	0.44	102	44.88	201.5	0.879	Anyl cyclohexane	11	N
55	0.22	22.4	1142.5	204.56	0.25	102	25.76	205.09	0.875	1,2,3,4- Tétraméthyl benzene	10	A
56	0.83	22.7	1153.2	206.71	0.97	100	97.50	206.6	0.85	1,3- Diméthyl 4- propyl benzene	11	A
57	0.44	22.8	1156.8	207.44	0.52	100	52.00	206.8	0.85	Diméthyl-2,3 décane	12	P
58	0.44	23.1	1167.8	209.61	0.45	103.5	46.11	209	0.992	Méthyl-7 indene	10	A
60	1.66	23.5	1182.5	212.52	2.19	80	174.93	213	0.758	Dodécène	12	O
61	0.33	23.9	1197.5	215.44	0.37	98	36.50	215	0.89	1,3,5- triéthyl benzene	12	A
						$\Sigma Vi=93.36$	$\Sigma Vi \times NOi= 8483.89$			$NO = 90.87$		

Tableau IV-6

KBA

N pic	% Mass	tr (min)	Ik	Teb(k)	Vi	NOi	Vi x NOi	Teb	Densité	Identification	nc	n chi
1	2.20	1.2	420.2	8.50	3.7225	85.5	318.2741	9.5	0.591	2,2 diméthyl butane	6	P
2	8.39	1.4	451.6	19.54	13.3812	102.5	1371.571	20.05	0.627	3-méthyl-1 butène	5	O
3	9.83	1.44	457.9	21.74								
4	3.18	1.5	467.4	25.03	4.81818	90	433.6364	59.959	0.66	1,4 pentadiène	5	O
5	5.49	1.64	489.7	32.64	9.66549	100	966.5493	32.8	0.568	Cyclopropane	4	N
6	4.05	1.7	500.0	36.11	6.53226	61.7	403.0403	36.064	0.62	Pentane	5	P
7	2.02	1.76	508.7	39.04	3.05136	91	277.6737	38.56	0.662	2 méthyl-2 butène	5	O
8	4.34	1.8	515.0	41.13	6.35432	111.7	709.7775	41.238	0.683	3,3-diméthyl-1 butène	6	O
9	5.78	1.9	530.6	46.28	7.81081	91.3	713.127	49.25	0.74	Cyclopentane	5	N
10	3.30	2	545.9	51.27	5.08475	92	467.7966	49.73	0.649	2,2 diméthyl butane	6	P
11	2.43	2.1	560.9	56.08	3.68182	85	312.9545	56.37	0.66	4-méthyl cis-2 pentene	6	O
12	0.29	2.3	589.5	65.13	0.42773	87.05	37.23378	64.66	0.678	Ethyl-2 butène-1	6	O
13	0.81	2.5	616.1	73.39	1.14407	85	97.24576	73.2	0.708	Diméthyl 2,3 butène-2	6	O
14	0.58	2.7	640.8	80.85	0.7455	63	46.96658	80.72	0.778	Cyclohexane	6	N
15	5.84	2.96	669.7	89.43	8.31909	90	748.7179	98.5	0.702	Méthyl-5 cis-2 hexène	7	N
16	0.93	3.04	677.9	91.83	1.35371	54	73.10044	91.847	0.687	3-éthyl-2 pentène	9	O
17	0.87	3.3	700.0	98.23	1.27379	0	0	98.23	0.683	n héptane	7	P
18	0.52	3.4	711.0	101.37	0.6762	74.8	50.57997	100.93	0.769	M cyclohexane	7	N
19	0.12	3.6	727.0	105.86	0.15056	93.6	14.09285	105.8	0.797	1,2 diméthylcyclopentane	7	O
20	0.23	3.9	747.9	111.67	0.319	90	28.71012	111.2	0.721	Diméthyl-2,4-héxène	8	O
21	0.35	4.1	760.1	115.00	0.50578	102.7	51.94364	114.77	0.692	Triméthyl-2,3,3 pentane	8	P
22	0.23	4.3	771.0	117.95	0.32999	86	28.37877	117.71	0.697	2-méthyl heptane	8	P
23	0.23	4.5	780.7	120.57	0.30026	71.7	21.52872	120.95	0.766	1 cis 3 diméthyl cyclohexane	9	N
24	0.64	4.7	789.4	122.89	0.88766	75	66.5742	122.9	0.721	cis-3 octène	8	O
25	1.39	5.3	810.1	128.36	1.9146	85	162.741	128.1	0.726	Méthyl-1 cis-1 éthyl-2 cyclopent	8	N
26	0.46	5.5	815.6	129.79	0.57789	71.7	41.43467	129.73	0.796	1 cis 2 diméthyl cyclohexane	8	N
27	0.17	5.9	824.8	132.17	0.23776	75	17.83217	132.9	0.715	Diméthyl-2,4 héptane	9	P
28	0.93	6.2	830.4	133.62	1.32857	102.7	136.4443	133.61	0.7	Triméthyl-2,2,3 héxane	9	P
30	0.39	10.1	866.1	142.66	0.54017	85	45.91413	142.44	0.722	Tri méthyl 2,3,5 héxane	9	P
32	0.35	12	884.6	147.23	0.47684	100	47.68392	147	0.734	diméthyl- 2,2 ethyl-4 héxane	10	P
33	0.81	13.3	902.2	151.53	1.02015	66.9	68.24811	151.72	0.794	Méthyl-1trans ethyl-2 cycloc5	7	N
34	0.29	15	932.1	158.68	0.38411	103.5	39.75497	158.9	0.755	2,2,3,5 tetraméthyl héxane	10	P
35	0.23	15.5	942.3	161.09	0.2662	102.5	27.28588	161.3	0.864	Méthyl-1 ethyl-3 benzene	9	A
37	0.17	16.1	955.5	164.17	0.19101	125	23.8764	164.72	0.89	1,3,5 triméthyl Benzene	9	A
38	0.17	16.7	969.6	167.41	0.18889	95	17.94444		0.9	Cis propényl benzene	9	A
40	0.52	17.6	992.3	172.59	0.60961	105	64.00938	172.78	0.853	Isobuthyl benzene	10	A
41	0.23	17.8	997.7	173.78	0.26437	104.4	27.6	173.34	0.87	Sec buthyl benzene	10	A
42	0.58	18.3	1011.3	176.84	0.67678	101	68.35473	177.13	0.857	Méthyl-1 isopropylbenzene	10	A
43	0.17	18.7	1022.7	179.35	0.22193	98	21.74935	179.3	0.766	3- décène	10	O
44	0.12	19.6	1049.5	185.18	0.15666	98	15.35248	184.6	0.766	2-décène	10	O
45	0.35	19.8	1055.6	186.50	0.39728	106	42.11124	186.5	0.881	diméthyl-1,4 ethyl2 Benzène	10	A
46	0.35	20.1	1065.0	188.51	0.40462	100	40.46243	188.41	0.865	Diméthyl-3 éthyl-2 benzene	10	A
47	0.58	20.6	1081.1	191.91	0.67052	90	60.34682	192.8	0.865	Diméthyl -3,3 éthyl-2 benzene	10	A
48	0.35	20.8	1087.6	193.29	0.4023	90	36.2069	193.5	0.87	Cis dicaline	10	N
49	0.17	21.1	1100.0	195.87	0.22973	0	0	195.9	0.74	n undécane	11	P
50	0.35	21.3	1104.3	196.76	0.39282	105.5	41.4422	196.84	0.891	1,2,4,5 tetra méthyl benzene	10	A
51	0.98	21.8	1121.4	200.28	1.13295	90	101.9653	200.45	0.865	Méthyl-1 tert butyl-4 benzene	11	A
52	0.40	22	1128.4	201.70	0.45506	102	46.41638	201.5	0.879	Amyl cyclohexane	11	N
53	0.23	22.6	1149.6	205.99	0.27059	100	27.05882	206.6	0.85	1,3 diméthyl 4 propyl benzène	11	A
55	0.46	23.64	1187.7	213.54	0.60686	80	48.54881	213	0.758	Dodécène	12	O
56	0.23	23.8	1193.7	214.71	0.25843	98	25.32584	215	0.89	1,3,5 triéthyl benzène	12	A
57	0.23	24.1	1205.1	216.91	0.25843	99	25.58427	217	0.89	1,2,4 - triéthyl benzene	12	A
58	0.52	24.3	1212.7	218.38	0.53553	98.5	52.74974	217.9	0.971	naphtalène	10	A
					$\sum Vi=95.607$		$\sum ViNOi=8613.92$			$NO = 90.097$		