

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique
Université Saad Dahleb De Blida
Faculté De Technologie
Département Génie Des Procédés



Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master
Option : Génie des procédés des matériaux

Thème

**Étude de reformage catalytique à
régénération continue du
catalyseur CR 401**

Présenté par :

Miri Nacéra

Kechout Yasmine

Proposé et dirigé par :

Professeur. Chemat Zoubida (Promotrice)

Mme. Barouche Nabila (Co-promotrice)

Année universitaire : 2022 / 2023

REMERCIEMENTS

En préambule à ce mémoire, en étant un aboutissement à de longues et fastidieuses années d'études universitaires, nous remercions avant tout, Allah le tout puissant de nous avoir donné le courage, la patience et la bonne volonté de mener à terme ce modeste travail.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué à la réussite de mon stage. Tout d'abord, je voudrais remercier chaleureusement mon encadreur de stage, Mme Barouche pour sa précieuse guidance et son soutien constant tout au long de mon expérience professionnelle. Ses connaissances et son expertise ont été d'une valeur inestimable, et j'ai énormément appris grâce à ses conseils éclairés.

J'aimerais également adresser mes remerciements à l'ensemble des personnes du siège de SONATRACH (RPC) ainsi qu'à celles de la raffinerie d'Alger. Leur accueil chaleureux et leur volonté de partager leurs connaissances ont grandement facilité mon intégration au sein de l'entreprise. Leur dévouement à leur travail et leur engagement envers la réussite de mon stage ont été très appréciés.

Je souhaite également exprimer ma reconnaissance envers ma promotrice, Mme Chemat, pour son soutien et ses précieux conseils tout au long de mon parcours. Sa disponibilité et son expertise ont été d'une aide précieuse dans l'accomplissement de mon travail.

Enfin, j'aimerais remercier les membres du jury et les professeurs du département de génie des procédés, en particulier dans la spécialité des matériaux, pour leur évaluation minutieuse de mon travail et leurs précieux commentaires. Leurs suggestions et recommandations m'ont permis de perfectionner mes compétences et de me développer sur le plan professionnel.

Je suis honoré d'avoir eu l'opportunité de réaliser mon stage au sein de votre organisation renommée, et je tiens à remercier sincèrement toutes les personnes mentionnées ci-dessus pour leur contribution inestimable à mon parcours académique et professionnel. Votre soutien indéfectible a été un moteur essentiel de ma réussite, et je suis reconnaissant de la confiance que vous avez placée en moi.

DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail à mon père et ma mère pour leur amour inconditionnel, leur soutien constant et leur sacrifice désintéressé. Ils ont été mes piliers et ma source d'inspiration tout au long de ma vie.

À mes sœurs Saliha, Bassma et Fissa, pour leur présence précieuse, leurs encouragements chaleureux et leur complicité indéfectible. Leurs sourires illuminent mes journées et leur amour m'apporte un réconfort sans pareil.

À mes beau-frère Adel, sa bienveillance et ses conseils judicieux, pour sa générosité et son soutien indéfectible. À Ishak, pour son soutien inébranlable et ses conseils avisés.

À mes tantes pour leur amour inconditionnel, leurs conseils précieux et leur générosité sans limites. Leurs sourires radieux illuminent ma vie et leur affection réchauffe mon cœur.

À mes chères cousines pour leur amitié sincère, leurs rires contagieux et leur soutien indéfectible. Vous êtes des rayons de soleil dans ma vie et je suis reconnaissant de vous avoir à mes côtés.

À mes cousins adorés, pour nos moments de complicité, nos aventures mémorables et notre soutien mutuel. Votre présence a enrichi ma vie de bonheur et de souvenirs inoubliables.

Et enfin, à toute ma famille et mes amis, pour leur amour inconditionnel, leur soutien précieux et leur présence réconfortante. Votre affection et votre amitié sont un véritable trésor que je chéris chaque jour.

Merci à vous tous d'avoir fait de ma vie un voyage extraordinaire rempli de souvenirs précieux et d'amour infini.

MIRI NACÉRA

JE DÉDIE CE TRAVAIL

A mes chers parents ceux qui m'ont doté d'une éducation digne ton amour a fait de moi ce que je suis aujourd'hui. Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma reconnaissance pour les sacrifices que vous avez consentie pour mon instruction et mon bien être. Que dieu vous procure bonne santé et longue vie.

A ma sœur pour d'être toujours là pour moi. Tu es une personne incroyable et je suis

Reconnaissant d'avoir une sœur comme toi.

A mon frère pour leur tout le soutien et l'aide que tu m'as apportés. Je te souhaite du

Succès dans tout ce que tu fais.

A mes tantes et mes cousins pour votre amour et votre soutien constants. Vous êtes une famille merveilleuse et je suis reconnaissant de vous avoir dans ma vie.

A mes amis pour leur tous les moments incroyables que nous avons partagés ensemble. Vous êtes des amis merveilleux et je suis reconnaissant pour votre amitié.

KECHOUT YASMINE

الملخص :

يركز عملنا على دراسة أداء عملية الإصلاح التحفيزي للنافثا في وجود محفزات أحادية الفلزات أو ثنائية المعدن شديدة الثبات والانتقائية والتفاعلية، والتي تهدف إلى تعزيز النافثا الناتج عن التقطير الجوي للنفط الخام، مع زيادة رقم الأوكتان. إعادة تشكيل النفثا بواسطة المحفزات هي تقنية حاسمة في صناعة البترول لتحسين خصائص البنزين، ولا سيما مؤشر الأوكتان ويتم إجراء إعادة الإصلاح من خلال تفاعلات نزع الهيدروجين من naphthenes و-dehydro-cyclizations البارافينات (من أجل الحصول على عطريات ذات رقم أوكتان مرتفع). نجحت هذه العمليات في رفع رقم أوكتان النافثا المنخفض من 101.6 إلى نافثا برقم أوكتان 102 كحد أدنى.

الكلمات المفتاحية: النفثا، التكرير، الإصلاح التحفيزي،

Résumé :

Notre travail se penche sur l'étude de la performance du procédé du reforming catalytique du naphtha en présence des catalyseurs monométalliques ou bimétalliques hautement stables, sélectifs et réactifs dont l'objectif est de valoriser le naphtha issu de la distillation atmosphérique du pétrole brut, tout en augmentant son indice d'octane. Le reformage catalytique est une technique cruciale dans l'industrie pétrolière pour améliorer les propriétés de l'essence, en particulier l'indice d'octane. Le reforming se fait par les réactions de déshydrogénations des naphthènes et de déshydro-cyclisations des paraffines afin d'obtenir des aromatiques ayant un indice d'octane élevé.

Ce procédé a réussi à faire passer le faible indice d'octane du naphtha de 101,6 à du naphtha avec un indice d'octane minimum de 102.

Mots clés : naphtha, raffinage, reforming catalytique,

Abstract:

Our work focuses on the study of the performance of the catalytic reforming process of naphtha in the presence of highly stable, selective and reactive monometallic or bimetallic catalysts whose objective is to valorize the naphtha resulting from the atmospheric distillation of crude oil, while increasing its octane number. Catalytic reforming is a crucial technique in the petroleum industry to improve the properties of gasoline, in particular the octane rating. Reforming is done by the reactions of dehydrogenation of naphthenes and dehydro-cyclization of paraffins in order to obtain aromatics with a high octane number.

This process succeeded in raising the low octane rating of naphtha from 101.6 to naphtha with a minimum octane rating of 102

Keywords: naphtha, refining, catalytic reforming,

Liste des figures

Figure I-1 : (a) structure de cyclohexane et (b) structure de cyclopentane

Figure I-2 : Structure de benzène.

Figure I-3 : Les coupes pétrolières.

Figure I-4 : Les constitutions des produits finis.

Figure I-5 : Schéma de fabrication.

Figure I-6 : Reformage catalytique.

Figure I-7 : Un réacteur.

Figure I-8 : Unité de reformage catalytique (semi-régénérative).

Figure I-9 : Reformage catalytique (procédé régénératif).

Figure II-1 : Raffinerie d'Alger

Figure III-1 : Principe de reformage catalytique.

Figure III-2 : Déshydrogénation du cyclohexane.

Figure III-3 : Déshydrocyclisation des paraffines.

Figure III-4 : l'isomérisation.

Figure III-5 : Les 4 réacteurs de reformage catalytique.

Figure III-6 : Section de stabilisation de l'unité 520.

Figure III-7 : Catalyseur du reforming catalytique.

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Production en tonnes par an.

Tableau III-1 : Catalyseur du reforming catalytique CR401.

Tableau IV-1 : Spécifications du pétrole brut alimentant l'unité 100.

Tableau IV.2 : Spécifications de design de la charge (naphta total) pour hydrotraitement

Tableau IV-3 : Spécifications de design requises pour produits issus du procédé D'hydrotraitement.

Tableau VI-4 : Résultats d'analyses de la charge et des produits du procédé d'hydrotraitement.

Tableau IV-5 : Composition en % volumique de P.I.O.N.A dans le naphta léger.

Tableau IV-6 : Composition en % volumiques de P.I.O.N.A dans le naphta lourd.

Tableau IV-7 : Résultats d'analyses de la charge et le reformat du procédé de reforming catalytique.

Tableau IV.8 : Résultats d'analyses de la charge et de reformat du procédé de reforming Catalytique.

Tableau IV-9 : Résultats d'analyses de catalyseur avant et après la régénération exprimée en pourcentages massiques.

Sommaire

| | |
|---|----|
| Introduction générale | 1 |
| Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut | |
| I.1 Introduction | 4 |
| I.2 Composition des pétroles bruts | 4 |
| I.3 Les principales familles d'hydrocarbures | 4 |
| a) Hydrocarbures aliphatiques | 4 |
| b) Hydrocarbures cycliques | 5 |
| c) Les hydrocarbures mixtes | 5 |
| I.4 Les différents composés contenus dans le pétrole brut | 6 |
| a) Composés sulfurés | 6 |
| c) Les composés oxygénés | 6 |
| d) Les composés métalliques | 6 |
| I.5 Classifications des pétroles | 7 |
| I.5.1 Classification Industrielle | 7 |
| I.5.2 Classification Chimique | 7 |
| I.5.3 Classification Technologique | 7 |
| I.6 Traitement du Pétrole Brut | 8 |
| I.7 La constitution et le contrôle des produits finis | 10 |
| I.8 La problématique de l'indice d'octane des essences | 13 |
| I.9 Fonctionnement d'une unité de reformage catalytique | 13 |
| I.10 Le Catalyseur | 15 |
| I.10.1 Définition et rôle d'un catalyseur | 15 |
| I.11 Catalyseur de reformage catalytique | 15 |
| I.12. Caractéristiques des catalyseurs | 16 |
| I.12.1. L'activité | 16 |
| I.12.2. Sélectivité | 16 |
| I.12.3. Stabilité | 16 |
| I.13. Effet des poisons et des agents désactivant sur les catalyseurs : | 17 |
| I.14 Evolution du procédé de reformage catalytique : | 17 |

Chapitre II : Description de la raffinerie d'Alger

| | |
|--|----|
| II.1 Introduction | 20 |
| II.2 Historique et situation géographique de la raffinerie d'Alger | 20 |
| II.3 Principales installations de la Raffinerie | 21 |
| II.3.1 Unité de distillation atmosphérique "Topping" (U100) | 21 |
| II.3.2 Unité de séparation des gaz liquéfiés "gaz-plant" (U 300) | 21 |
| II.3.3 Unité d'hydrotraitement des naphthas NHT et splitting (U 500) | 22 |
| II.3.4 Unité d'isomérisation des naphthas (U 510) | 22 |
| II.3.5 Unité de reforming catalytique CCR (U 520) | 22 |
| II.3.6 Unité de craquage catalytique RFCC (U 530) | 22 |
| II.3.7 La section sulfure bloc | 22 |
| II.3.8 Les utilités | 23 |

Chapitre III : Procédés et méthodes d'analyses

| | |
|---|----|
| III.1 Introduction..... | 27 |
| III.2 Procédé de reforming catalytique | 27 |
| III.3 Unité de reforming catalytique à régénération continue CCR (U 520) | 28 |
| III.3.1 Description du process CCR (U 520)..... | 28 |
| III.3.1.1 Section de réaction | 28 |
| III.3.1.2 Section de régénération du catalyseur :..... | 32 |
| III.4. Spécificités du catalyseur de reforming | 33 |
| III.4.1. Impact des variables opératoires du procédé de reforming catalytique | 34 |
| III.4.1.1 Température | 34 |
| III.4.1.2. Vitesse spatiale | 35 |
| III.4.1.3. Pression totale | 35 |
| III.4.1.4. Rapport H ₂ /HC | 35 |
| III.4.1.5. Effet du rapport H ₂ O/Cl | 35 |
| III.4.1.6. Effet de la charge | 36 |
| III.4.1.7 Stockage | 36 |
| III.4.1.8 La qualité de la charge | 36 |
| III.5 Fonctionnement d'une unité de reformage catalytique | 36 |
| III.6. Méthodes d'analyses | 36 |

Chapitre IV : Résultats et discussion

| | |
|--|----|
| IV.1. Introduction | 40 |
| IV.2. Présentation des résultats et discussion | 40 |
| IV.2.1 Unité de la distillation atmosphérique du pétrole brut (U100) | 40 |
| IV.2.1.1 La charge de l'unité (pétrole brut) | 40 |

| | |
|---|----|
| IV.2.1.2 Produit issus de la distillation atmosphérique | 40 |
| IV.2.2 Unité d'hydrotraitement (U 500) | 42 |
| IV.2.2.1 Produits de l'unité | 44 |
| IV.2.2.1.1 Naphta léger | 44 |
| II.2.2.1.2 Naphta lourd | 45 |
| IV.2.3 Unité de reforming catalytique (U 520) : | 46 |
| IV.2.3.1 Résultats d'analyses | 46 |
| IV.3.2. Résultats d'analyses obtenus sur le catalyseur CR 401 : | 48 |
| IV.4. Conclusion | 49 |
| Conclusion Générale | 51 |

Introduction générale :

L'exploitation du pétrole comme source stratégique d'énergie est l'un des piliers de l'économie industrielle mondiale. Cette énergie fossile convoite ardemment la prospérité dans tous les secteurs vitaux de notre ère. Étant donné que le pétrole brut est un mélange complexe et riche en composés hydrocarbonés, éléments minéraux et autres, le raffinage de ce mélange comprend l'ensemble des procédés ayant trait à obtenir et valoriser ses différentes coupes dont la distillation atmosphérique arrive en tête. [1], [2]

Le naphta total est une coupe pétrolière issue de distillation atmosphérique du pétrole brut, cette coupe représente naturellement 15 à 30% en poids du pétrole. Étant un mélange multiple, le naphta est constitué de molécules d'hydrocarbures ayant 5 à 12 atomes de carbone à savoir ; les paraffines, les iso-paraffines, les oléfines, les naphènes et les aromatiques. Le naphta contient également de soufre, d'azote, d'oxygène, de l'eau, de sel et un certain nombre de métaux tels que le vanadium, le nickel et le sodium existent aussi. [3]

L'hydrotraitement est un procédé catalytique permettant de traiter et diviser le naphta total en deux fractions exemptes des contaminants : la première fraction appelée le naphta léger étant la charge de l'unité d'isomérisation et la deuxième fraction appelée le naphta lourd étant la charge de l'unité de reforming catalytique. [3], [4]

Le reformat est un produit issu du reforming catalytique du naphta lourd, composé d'aromatiques tels que le benzène, le toluène et le xylène étant des produits pétrochimiques ayant un indice d'octane élevé. Ce produit est servi comme bases pour la fabrication des essences sans plomb commerciales et ceci est inscrit dans le cadre des efforts consentis pour éliminer carrément l'usage du plomb dans les carburants afin d'atténuer les effets néfastes de la pollution sur l'environnement. [5]

L'objectif de ce travail, consiste à étudier l'augmentation d'indice d'octane par le procédé du reforming catalytique du naphta lourd avec un catalyseur bimétallique (Pt-Sn/Al₂O₃) de type AXENS_CR 401.

Ce travail comporte une introduction générale en précisant la problématique et l'objectif du sujet traité ainsi quatre chapitres :

- **Le chapitre I** : expose des généralités sur pétrole brut, sa composition et ses différentes classifications, et le traitement de brut, ainsi des généralités sur les catalyseurs.
- **Le chapitre II** : donne un aperçu général sur la raffinerie d'Alger, son historique, Situation géographique et ses différentes structures.
- **Le chapitre III** : décrit le procédé le plus important dans le raffinage : le reforming catalytique du naphta ainsi les différentes méthodes d'analyses caractérisant diverses coupes pétrolières.
- **Le chapitre IV** : présente et discute les résultats d'analyses des trois unités : l'unité de distillation atmosphérique de pétrole brut, l'unité d'hydrotraitement du naphta total, léger et l'unité du reforming catalytique du naphta lourd.

Ce travail se termine par une conclusion.

Chapitre I :

Généralités sur le pétrole brut et leur traitement

I.1 Introduction :

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures, il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. On le rencontre dans les bassins sédimentaires où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs.

Les gisements de pétrole correspondent à une accumulation dans une zone où le réservoir présente des caractéristiques favorables et constitue un piège, la fuite du pétrole moins dense que l'eau est rendue impossible vers le haut par la présence d'une couverture imperméable (argiles, sel) et latéralement par une géométrie favorable (dôme anticlinal, biseau de sables dans des argiles).

I.2 Composition du pétrole bruts : [6]

Le pétrole brut appelé aussi hydrocarbure, selon cette nomenclature, on distingue les deux mots hydrogène et carbone, qui sont les composants essentiels de tous les pétroles bruts ; leurs teneurs sont (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène. Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont :

- Aliphatiques.
- Cycliques.
- Les hydrocarbures mixtes.

Mais on trouve aussi d'autres éléments qui le compose, qui sont plus au moins nocifs dans le traitement de brut ou lors de l'utilisation des fractions pétrolières finies, ces éléments sont : l'oxygène, le soufre, et l'azote (au total jusqu'au 6% à 7%) sous forme de composés.

D'autres composés sont détectés après analyse des cendres du pétrole tels que : As, Si, Na, Fer...

I.3 Les principales familles d'hydrocarbures : [7]

a) Hydrocarbures aliphatiques :

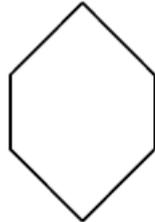
Ce sont les hydrocarbures paraffiniques, oléfiniques et acétyléniques à chaîne ouverte :

- **Saturés** : Ce sont les alcanes C_nH_{2n+2} qui sont soit à structure normale, soit ramifiée (Isomérisé). Les pétroles paraffiniques contiennent environ 50% de paraffine.
- **Non saturés** : Ils n'existent pas dans le brut, ils sont formés pendant le traitement du pétrole par les procédés de craquage thermique ou thermocatalytique. Ces coupes non saturées sont appelées les oléfines dont la formule générale est C_nH_{2n} pour les alcènes et C_nH_{2n-2} pour les alcynes.

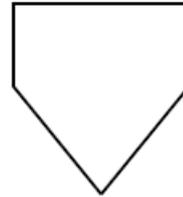
b) Hydrocarbures cycliques : Généralement le cycle comprend 05 ou 06 atomes de carbone.

- **Saturés :** Ce sont les hydrocarbures naphténiques ayant la formule C_nH_{2n} .

Ex : **C₆H₁₂** ou **C₅H₁₀**



(a)



(b)

Figure I.1 : (a) structure de cyclohexane et (b) structure de cyclopentane

- **Non saturés :** Ce sont les aromatiques dont la formule chimique est C_nH_{2n-6} .

Ex : le benzène **C₆H₆**



Figure I.2 : Structure de benzène.

Les aromatiques se présentent dans le pétrole sous forme de BTX (Benzène, Toluène, Xylène).

c) Les hydrocarbures mixtes :

L'union des hydrocarbures cycliques et aliphatiques donne des molécules mixtes (cycle + chaîne). Les propriétés de ces molécules mixtes sont en fonction de l'importance du cycle ou des chaînes dans la structure.

I.4 Les différents composés contenus dans le pétrole brut : [8]

a) Composés sulfurés :

Pratiquement tous les pétroles contiennent du soufre et la teneur de ce dernier augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition de la fraction pétrolière.

Ces composés sulfurés sont divisés en 03 groupes

- **Le premier groupe** : comprend H₂S et R-SH (mercaptans) qui ont des propriétés acides, corrosive et odeur désagréable.
- **Le deuxième groupe** : renferme les sulfures R-S-R' et disulfures R-S-S-R' qui sont neutres à froid et instables à une température élevée entre 130 à 160°C pour donner les mercaptans et H₂S.
- **Le troisième groupe** : renferme les composés hétérocycliques, à savoir thiophène et thiophane, instables à température élevée de l'ordre de 500 à 600°C pour donner les mercaptans et H₂S.

Les composés sulfurés sont indésirables parce qu'ils diminuent le nombre d'octane de l'essence, en agissant sur l'efficacité de l'action des additifs antidétonants tels que le P.T.E, (Plomb-tétraéthyle).

Ces composés empoisonnent aussi les catalyseurs des procédés catalytiques.

b) Les composés azotés : La teneur de l'azote varie de 0.02 à 2.5%, elle augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions. Tous les composés azotés sont des poisons pour les catalyseurs.

c) Les composés oxygénés : Dans le pétrole se trouve une petite quantité d'oxygène, dans les acides naphthéniques, les phénols et les gommes.

d) Les composés métalliques : Ils existent sous forme de sels dissous dans l'eau mélangée avec le pétrole brut. Les métaux sont des poisons permanents pour les catalyseurs industriels. Pour ces composés on trouve le plomb, As, P, V, Hg, etc.

I.5 Classifications des pétroles : [9]

À la découverte d'un gisement du pétrole, ce dernier subit une série d'analyses permettant sa classification, cette classification est d'une extrême importance car elle permet de connaître les méthodes appropriées de son traitement et les qualités des produits à obtenir. On distingue trois types de classification :

I.5.1 Classification Industrielle :

Selon cette classification, on peut distinguer :

- Un pétrole léger si $d_{15} < 0,828$.
- Un pétrole moyen si $0,828 < d_{15} < 0,884$.
- Un pétrole lourd si $d_{15} > 0,884$.

I.5.2 Classification Chimique :

En fonction de la prédominance d'une ou plusieurs familles des hydrocarbures, on peut distinguer les pétroles suivants :

- Un pétrole paraffiniques (Etats Unis).
- Un pétrole naphténiques (Rép d'Azerbaïdjan).
- Un pétrole paraffino-naphténique (Algérie).
- Un pétrole aromatique (Indonésie).
- Un pétrole naphténo-aromatique (Californie).
- Un pétrole paraffino-naphtino-aromatique (mixte).

I.5.3 Classification Technologique :

Elle est basée sur :

a) La teneur en soufre dans le pétrole et dans les fractions pétrolières :

- **Classe 1** : Pétrole peu sulfureux $S \leq 0,5\%$.
- **Classe 2** : Pétrole sulfureux $0,5 < S \leq 2\%$.
- **Classe 3** : Pétrole très sulfureux $S > 2\%$.

b) La teneur potentielle en produits blancs (PF $\leq 350^\circ\text{C}$) :

On distingue trois types de pétrole :

- **Type 1** : teneur $\geq 45\%$.
- **Type 2** : teneur 30 à 45%.
- **Type 3** : teneur $\leq 30\%$.

c) La teneur en huiles de base et leurs qualités :

En fonction de la teneur en huiles de base et d'huile résiduelle, on distingue les groupes et en fonction de leurs qualités (indice de viscosité), on distingue les sous-groupes ;

d) La teneur en paraffines dans le pétrole :

En fonction de la teneur en paraffines et de la possibilité de la fabrication des carburéacteurs et des carburants diesel et des huiles de distillat de base à partir du pétrole brut, avec ou sans déparaffinage, on distingue trois espèces de pétrole :

1. Pétrole peu paraffiniques $\leq 1,5\%$.
2. Pétrole paraffiniques **1,5 à 6%**.
3. Pétrole très paraffiniques **> 6%**.

Le pétrole Brut est donc un mélange de milliers d'hydrocarbures, de résidus solides et d'eau, pour cela, il doit être traité par une série d'opérations et de procédés pour se débarrasser de ses impuretés et aussi en extraire le maximum de produits.

La partie suivante affichera les différents traitements pour permettre la séparation et la production de différentes fractions pétrolières notamment le naphta, s'en suivra son traitement et plus particulièrement le naphta lourd (essence lourde) servant de charge au reforming catalytique pour la production du reformat avec un indice d'octane élevé qui servira de base pour la production de carburant automobile.

I.6 Traitement du Pétrole Brut : [10]

Tous les pétroles bruts traités dans une raffinerie subissent un premier traitement de séparation qui Permet d'obtenir des coupes pétrolières dont les volatilités se rapprochent de celles des produits Commerciaux : coupe Gaz, coupes Essence (Naphtas), coupes produits intermédiaires, coupes produits lourds.

Ces séparations sont réalisées dans des unités de fabrication appelées distillation atmosphérique, distillation sous vide, séparation des gaz et essences (Naphtas).

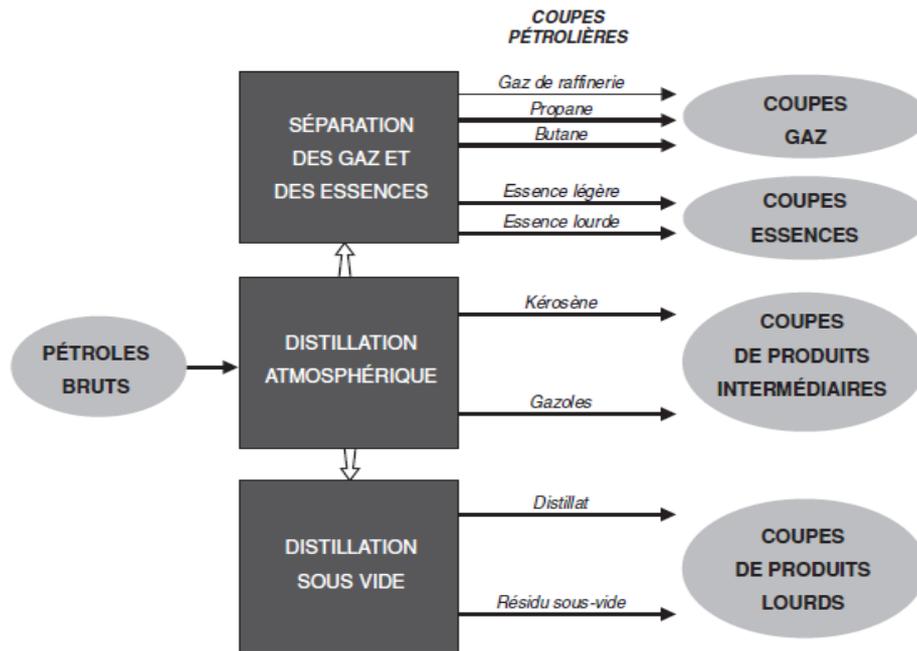


Figure I.3 : Les coupes pétrolières

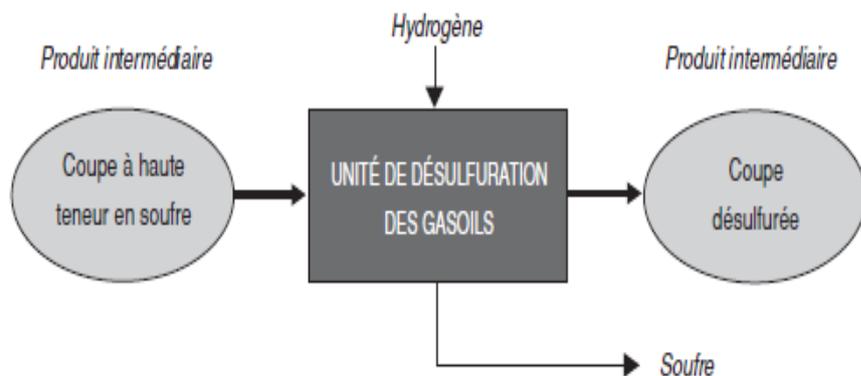
Les coupes obtenues sont en général au nombre d'une douzaine, leur nature et leur appellation diffèrent selon les entreprises. Ces coupes ne répondent pas aux exigences du marché des produits pétroliers, ni en qualité, ni en quantité.

La raffinerie doit être équipée de deux types d'installations dont l'objectif principal est :

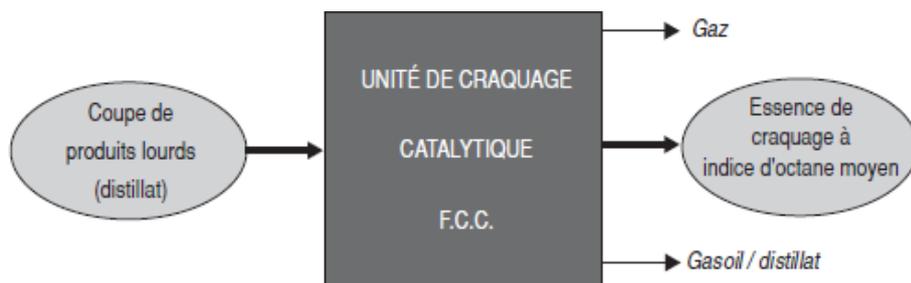
- Ou bien d'améliorer les qualités de certaines coupes pétrolières pour en faire des bases utilisables pour constituer les produits finis,
- Ou bien de modifier les rendements des différentes coupes pétrolières obtenues à partir des bruts traités afin de produire les quantités de produits commerciaux exigées par le marché.
- L'ajustement des qualités concerne essentiellement l'indice d'octane des essences et la teneur en soufre des produits intermédiaires.
- L'amélioration de l'indice d'octane est obtenue par le traitement de la coupe essence lourde dans l'unité de reformage catalytique qui produit une base à haut indice d'octane appelée reformat.



- L'abaissement de la teneur en soufre qui est souvent trop élevée dans les coupes de produits intermédiaires est obtenue dans l'unité de désulfuration des gasoils.



- L'ajustement des quantités est obtenu dans certaines unités de conversion comme le craquage catalytique qui transforme une coupe de produit lourd essentiellement en essence à bon indice d'octane mais aussi de gaz et produits intermédiaires (diluant catalytique).



I.7 La constitution et le contrôle des produits finis : [11], [12]

Les traitements de raffinage permettent, à partir des pétroles bruts, d'obtenir des bases qui ont des caractéristiques bien particulières et qui sont stockées dans des réservoirs séparés.

Un **produit pétrolier commercial** est constitué par le mélange en proportions de différentes **bases** et par l'incorporation d'**additifs**.

Le mélange peut être réalisé de diverses façons et, en particulier, "en ligne", un calculateur ajustant en continu les proportions des différentes bases intervenant dans l'élaboration du produit.

Ainsi la constitution d'un supercarburant sans plomb peut être effectuée par exemple à partir de Six (06) bases différentes :

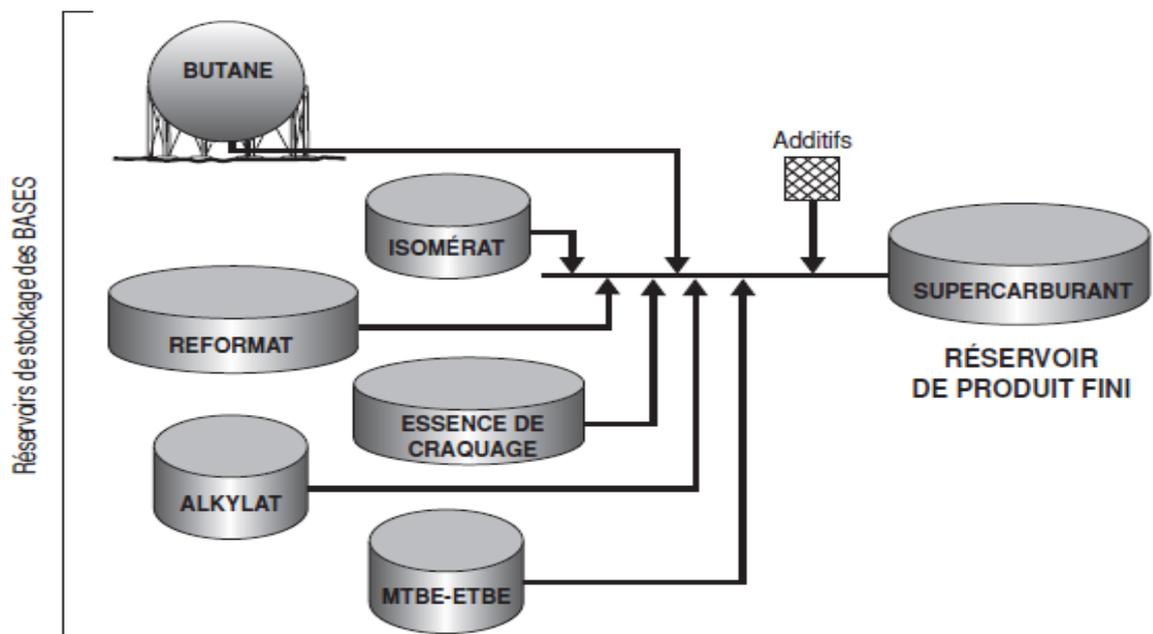


Figure I.4 : Les constitutions des produits finis

Le produit fini ainsi constitué est échantillonné et sa qualité est contrôlée par le laboratoire de la raffinerie qui en autorise l'expédition.

Le contrôle de ces propriétés est réalisé par des essais normalisés qui correspondent soit à des mesures de propriétés physico-chimiques, soit à des essais de simulation dans lesquels on place le produit dans des conditions simulant son utilisation.

Les exigences de qualité pour les produits se traduisent alors par des spécifications portant sur les résultats des mesures obtenues par les essais normalisés.

Le schéma de fabrication est donc défini comme suit :

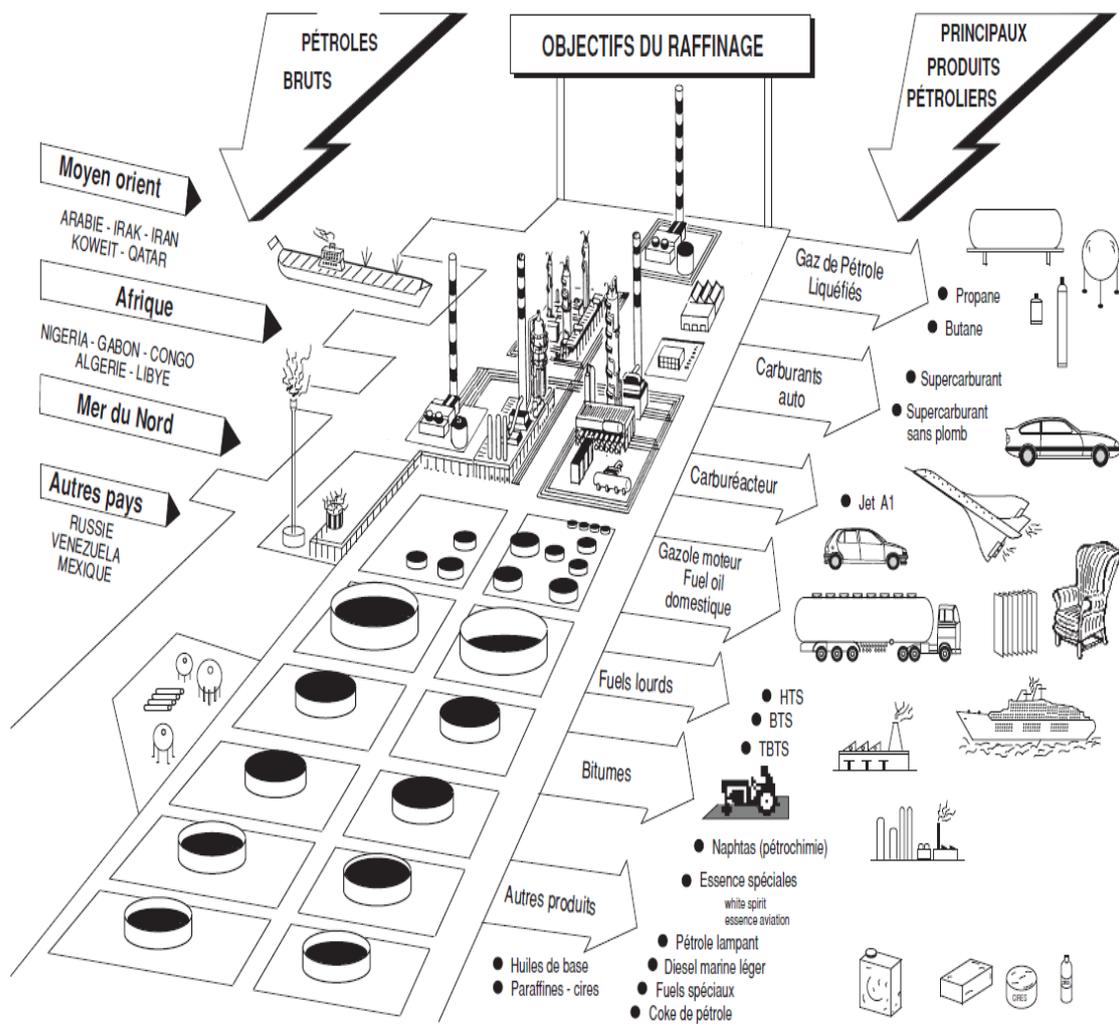
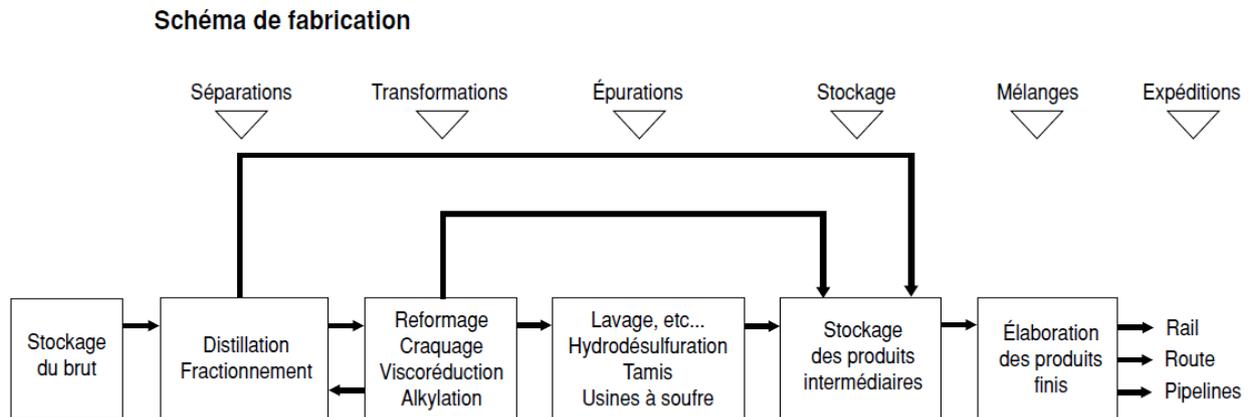


Figure I.5 : Schéma de fabrication

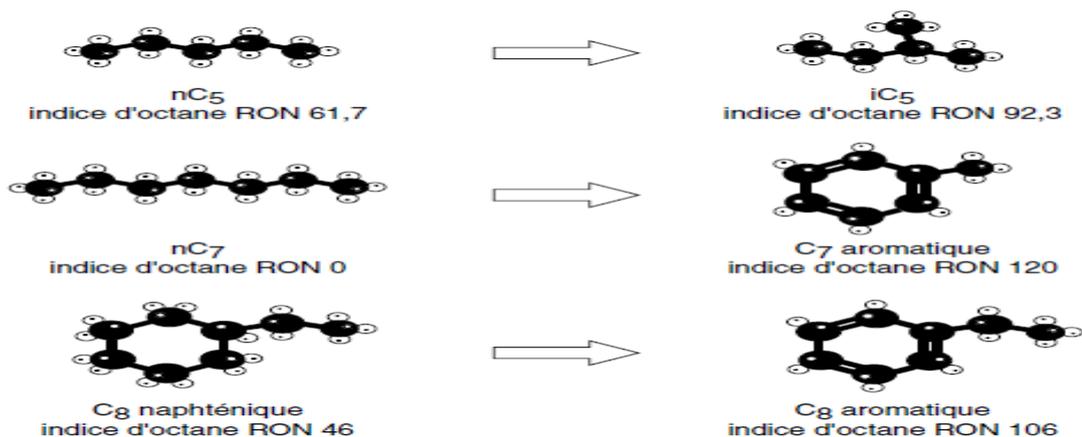
I.8 La problématique de l'indice d'octane des essences : [13]

Le fractionnement initial des pétroles bruts fournit des essences (ou naphthas) à indice d'octane faible :

Essence (Naphtha) légère (C5-C6) RON 60 à 80

Essence (Naphtha) lourde (C7-C10) RON 20 à 50

- L'utilisateur a besoin de carburants à indice d'octane élevé pour l'essence automobile,
- Les indices d'octane des essences pourraient être améliorés par l'incorporation d'additifs à base de plomb (plomb tétraéthyl et plomb tétraméthyl) mais cela n'est plus possible avec l'utilisation des pots catalytiques.
- Le raffineur doit donc améliorer l'indice d'octane des essences issues des pétroles bruts.
- Cela est possible en transformant les hydrocarbures à bas indice d'octane en hydrocarbures à haut indice d'octane.



Les procédés utilisés en raffinerie sont :

- Le reformage catalytique qui améliore l'indice d'octane des essences lourdes (Naphtha lourd) (C7-C10),
- L'isomérisation qui accroît l'indice d'octane des essences légères (Naphtha léger) (C5-C6).

I.9 Fonctionnement d'une unité de reformage catalytique : [14], [15]

- La charge doit être préalablement hydrotraitée pour éliminer le soufre. Elle doit contenir moins de 1g de soufre par tonne de charge à l'entrée de l'unité,
- La température du procédé de reformage est de l'ordre de 500°C pour obtenir les réactions chimiques désirées,

- La pression est entre 5 et 25 bar selon le procédé. Les nouveaux procédés fonctionnent à basse pression.
- La production de coke doit être limitée, pour cela une dilution est effectuée de la charge par de l'hydrogène ce qui est réalisé par la mise en place d'un recyclage de l'hydrogène produit par les réactions chimiques.
- Les transformations chimiques consomment beaucoup de chaleur : le procédé comporte donc plusieurs étages four-réacteur, les fours apportant la quantité de chaleur nécessaire aux réactions chimiques.
- Les effluents doivent être séparés. Cette séparation est réalisée par :
 - Le ballon séparateur
 - La colonne de stabilisation

Le catalyseur doit être régénéré périodiquement (unités semi-régénératives). Dans les nouvelles unités basse pression, le catalyseur est régénéré de manière permanente grâce à une circulation de réacteur à réacteur.

Le reformage catalytique produit l'hydrogène mais aussi du gaz de pétrole liquéfiés (GPL).

Le reformat est une base indispensable à la fabrication des carburants auto. Son indice d'octane dont la valeur est supérieure à la spécification compense les insuffisances d'autres bases carburant disponibles dans la raffinerie.

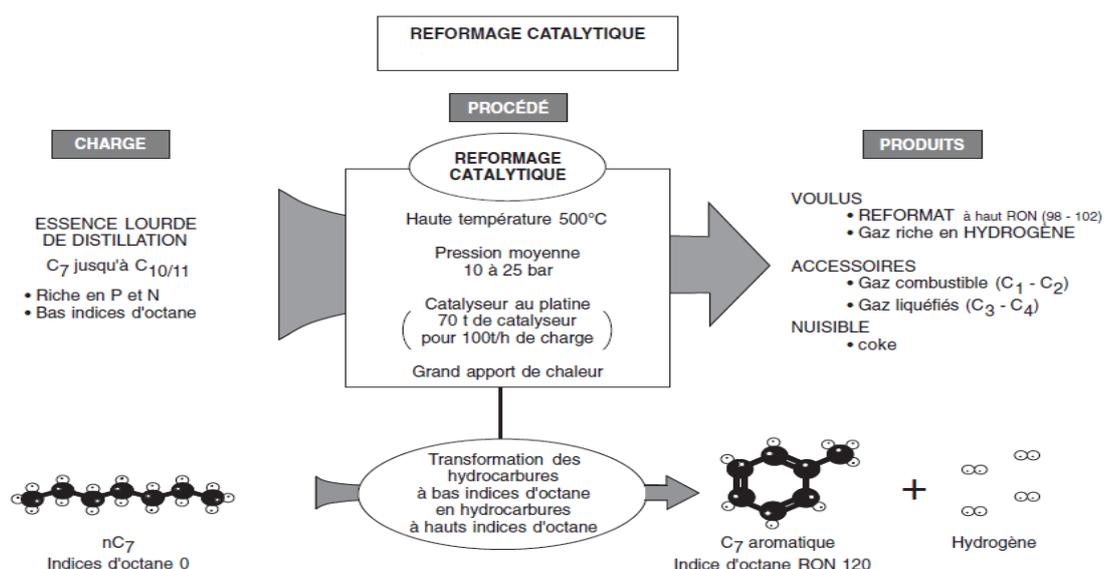


Figure I.6 : Reformage catalytique

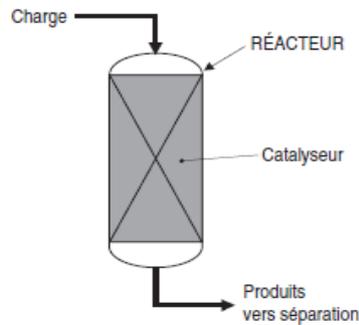


Figure I.7 : Un réacteur

I.10 Le Catalyseur : [16]

I.10.1 Définition et rôle d'un catalyseur :

Un catalyseur est généralement un solide poreux qui se présente sous forme de bâtonnets ou de billes dont le rôle est d'accélérer les transformations chimiques recherchées dans le procédé.

Un catalyseur agit par sa surface : les molécules de la charge se déposent sur la surface du Catalyseur dans les pores et se transforment sur cette surface.

La composition chimique du catalyseur doit être adaptée aux transformations souhaitées ce qui explique la diversité des formules catalytiques.

Le catalyseur est disposé dans un ou plusieurs réacteurs ou les conditions de fonctionnement (température, pression, ...) peuvent être ajuster pour obtenir les transformations souhaitées.

La charge traverse les réacteurs et les réactions chimiques se font au sein des grains ou billes de catalyseur.

I.11 Catalyseur de reformage catalytique :

Le catalyseur est constitué par de l'alumine chlorée sur laquelle sont dispersés des métaux (Platine, Rhénium, ...), le catalyseur est très sensible à des poisons tels que :

- Le Soufre et l'Azote qui doivent être éliminés préalablement,
- Le Coke se dépose sur le catalyseur et réduit son efficacité, il doit être éliminé de manière périodique.

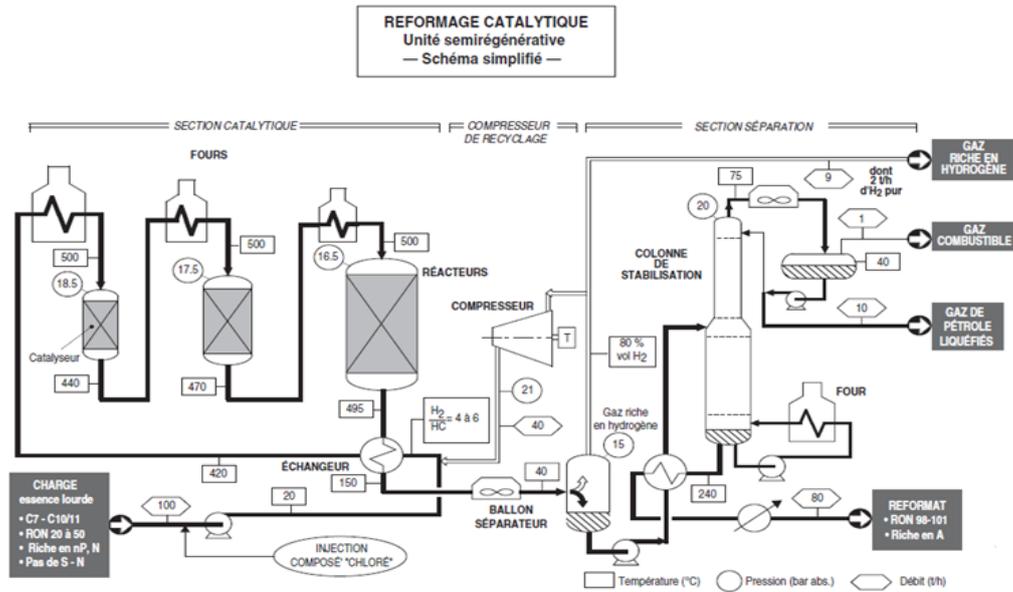


Figure I.8 : Unité de reformage catalytique (semi-régénérative)

I.12. Caractéristiques des catalyseurs : [17]

I.12.1. L'activité :

L'activité d'un catalyseur exprime la vitesse de transformation des réactifs dans des conditions opératoires données. Une bonne activité se traduit par une vitesse de réaction élevée permettant soit d'utiliser peu de catalyseurs, soit d'opérer dans des conditions peu sévères et notamment à une température relativement basse.

I.12.2. Sélectivité :

Elle caractérise l'aptitude du catalyseur à activer essentiellement la transformation des réactifs vers le produit recherché parmi tous ceux dont la formation est possible. Une sélectivité élevée permet d'obtenir de bons rendements du produit désiré, en rendant minimum les réactions parasites.

I.12.3. Stabilité :

Elle est définie par le temps pendant lequel l'activité et la sélectivité du catalyseur restent inchangées. En fait, ces propriétés évoluent plus ou moins vite dans le temps.

Un catalyseur plus stable permet :

- * Une durée de cycle ou une durée de vie plus longue.
- * Des régénérations plus espacées, et donc un gain de productivité.

I.13. Effet des poisons et des agents désactivant sur les catalyseurs :

En général, les produits considérés comme poison pour le catalyseur sont des molécules hétéroatomiques portant des doubles liaisons.

Le plomb, le mercure, le cuivre de même que les amines empoisonnent les catalyseurs acides employés en craquage et en isomérisation.

On peut considérer qu'il y'a deux types de matériaux qui empoisonnent le catalyseur :

- Matériaux qui suppriment l'activité d'hydrocraquage du catalyseur tel que l'eau, L'azote, l'ammoniac ou les amines.
- Matériaux qui accentuent l'activité d'hydrocraquage du catalyseur au point de déséquilibrer les réactions tel que les chlorures organiques ou quelques autres halogènes. [19].

I.14 Evolution du procédé de reformage catalytique :

L'abandon des additifs à base de plomb dans les carburants-auto, et les exigences d'indices d'octane conduisent les raffineurs à accroître la sévérité de fonctionnement des unités de reformage catalytique ceci affecte directement le rendement en reformat.

Parallèlement, les unités d'hydrotraitement des raffineries sont de plus en plus consommatrices d'hydrogène pour lesquelles le reformage est le premier producteur.

Ces deux exigences principales ont conduit à une évolution importante du procédé de reformage depuis 20 ans dont les étapes successives sont les suivantes :

- Amélioration des catalyseurs pour les rendre plus stables c'est-à-dire plus résistants à l'empoisonnement par le coke et plus sélectifs pour augmenter l'aromatation et la production d'hydrogène,
- Baisse de la pression de fonctionnement ce qui permet d'améliorer de façon importante les rendements en reformat et en hydrogène (moins de craquage). Parallèlement, la formation de coke est fortement accélérée,
- De nombreuses unités industrielles ont été ainsi modifiées pour s'adapter à une réduction de leur pression de fonctionnement,

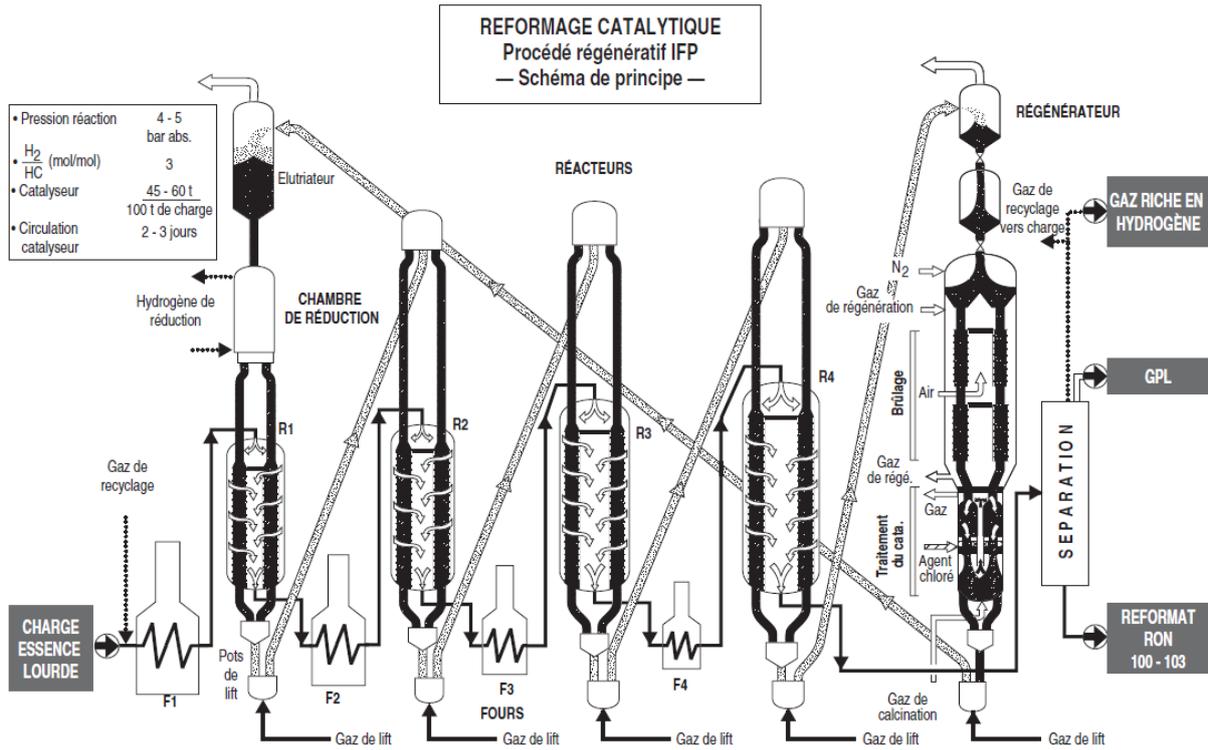


Figure I.9 : Reformage catalytique (procédé régénératif)

Le sujet de ce mémoire consistera à faire une étude autour de la performance de l'unité de reforming catalytique à régénération continue CCR de la raffinerie d'Alger, mis en service en 2019. [19]

Chapitre II :

Présentation de la raffinerie

d'Alger RA1G

II Présentation de la Raffinerie d'Alger RA1G

II.1 Introduction :

Dans ce chapitre, il s'agira de présenter brièvement la raffinerie d'Alger RA1G, tout en citant son historique, sa situation géographique, et ses différentes installations et ses unités.

II.2 Historique et situation géographique de la raffinerie d'Alger : [18], [19]

La Raffinerie d'Alger est située à Sidi-Arcine près de Baraki à 5 Km d'El Harrach et à 20 Km à l'Est d'Alger, surnommée la doyenne des raffineries Algériennes, elle a été érigée sur une superficie de 182 hectares. Cet emplacement a été fait suite à une étude des sols et à la découverte d'une nappe d'eau nécessaire à l'alimentation des systèmes de refroidissement.

Sa construction et son démarrage ont été effectués par la société française FOSTER WHEELER, et mise en service en 1964 avec :

- Démarrage en février de l'unité de distillation atmosphérique d'une capacité de 2.7 millions de tonnes de brut par an.
- Démarrage en mars de l'unité reforming catalytique semi-régénératif.



Figure II.1 : Raffinerie d'Alger

Une Réhabilitation et une augmentation de capacité a été réalisée pour atteindre 3,65 millions de tonnes de traitement de brut par an dont le but est de satisfaire la demande du marché.

Le tableau ci-après donne les quantités produites après réhabilitation. [20], [21]

| Produit | Production Tonnes/An |
|-----------------|-----------------------------|
| Propane | 69 333 |
| Butane | 209 667 |
| Naphta | 76 000 |
| Kérosène | 620 666 |
| Gasoil | 1 261 667 |
| Fuel-Oil | 6000 |
| Isomérat | 364 333 |
| Réformat | 603 333 |
| Essence Normale | 600 000 |
| Essence Super | 757 000 |
| Essence RFCC | 376 000 |

Tableau II-1 : Production en tonnes par an.

II.3 Principales installations de la Raffinerie :

Les principales installations de la Raffinerie d'Alger sont :

II.3.1 Unité de distillation atmosphérique "Topping" (U100) : [22]

Destinée à séparer les différents produits pétroliers contenus dans le pétrole brut, c'est l'unité mère de la raffinerie (U 100), conçue pour traiter soit le brut de Hassi-Massaoud seul ou bien en mélange avec des proportions variables n'excédant pas 28% en poids de condensat provenant de Hassi-Rmel.

II.3.2 Unité de séparation des gaz liquéfiés "gaz-plant" (U 300) : [22]

L'unité de séparation et de traitement des gaz liquéfiés (U300) a été dimensionnée pour traiter le produit liquide venant des accumulateurs de tête des débutaniseurs de l'unité de distillation et de l'unité de reforming afin d'obtenir du propane et du butane commercial.

Ces derniers vont traverser des systèmes de purification contenant des tamis moléculaires afin de les débarrasser de toute trace d'humidité et de produits sulfurés

II.3.3 Unité d'hydrotraitement des naphtas NHT et splitting (U 500) : [23]

L'unité 500 est une unité d'hydrotraitement des naphtas, permettant d'obtenir différentes coupes de naphta débarrassées de multiples composés tels que l'eau, les halogènes, les sulfures, l'azote, les oléfines et dioléfinés, le mercure, l'arsenic...etc pouvant altérer l'efficacité des catalyseurs utilisés en aval dans les unités d'isomérisation et de reforming CCR.

II.3.4 Unité d'isomérisation des naphtas (U 510) :

Cette unité sert à l'isomérisation du naphta léger, c'est-à-dire à la transformation des C5 et C6 en isomères, afin d'obtenir un produit à haut indice d'octane utilisé dans les sections de mélanges pour obtenir les essences commerciales produites par la raffinerie. [24]

II.3.5 Unité de reforming catalytique CCR (U 520) :

L'unité de Reforming a été installée en remplaçant l'unité de reforming catalytique existante, car elle permet d'obtenir un meilleur rendement et un produit à indice d'octane élevé. À l'aide d'un catalyseur, cette unité a pour but de produire un reformat à haut indice d'octane, afin de le mélanger aux essences. [25]

II.3.6 Unité de craquage catalytique RFCC (U 530) :

Cette unité conçue pour traiter un million de tonnes par an à partir du résidu atmosphérique obtenu dans l'unité de distillation atmosphérique (unité 100) à l'aide d'un procédé de craquage catalytique à haute température. [26]

II.3.7 La section sulfure bloc : [27]

Se décompose en quatre unités :

- Unité de traitement des gaz acides (fuel-gas) à l'amine (U 560).
- Unité de strippage des eaux acides (U 570).
- Unité de régénération de l'amine (U 580).
- Unité de récupération du Soufre (U 590).

II.3.8 Les utilités :

Se composent des unités suivantes :

➤ **Unité de l'eau brute (U 701) :**

Cette unité reçoit de l'eau brute des puits de forage situés à l'intérieur de la raffinerie et peut également être alimentée en eau de SEAAL par un pipeline. L'unité d'eau brute (701) distribue l'eau aux différents utilisateurs de la raffinerie. [28]

➤ **Les tours de refroidissement (U 710/711) :**

Cette unité fournit de l'eau de refroidissement aux utilisateurs au sein de la raffinerie et elle est alimentée par l'unité d'eau brute (U701). [29]

➤ **Unité d'eau déminéralisée (U 720) :**

Cette unité reçoit de l'eau brute provenant de l'unité d'eau brute (U701) située au sein de la raffinerie et traite cette eau pour la convertir en eau déminéralisée. [30]

➤ **Unité d'eau anti incendie (U 741).**

➤ **Unité 751 :**

Les systèmes de vapeur et d'eau d'alimentation de chaudière font partie des nouvelles installations pour la raffinerie d'Alger, et sont désignés sous l'appellation d'unité CPP 751 (centrale de production propre, ou centrale électrique dédiée à la production d'électricité pour consommation propre). [31]

Cette unité est conçue pour fournir de la vapeur aux consommateurs dans les installations des unités de procédés et pour produire une eau d'alimentation de chaudière (EAC) de qualité utilisée en interne par les nouvelles chaudières mais aussi fournie sous forme d'EAC haute pression (HP) à différentes unités de la raffinerie. En outre, le complexe est équipé d'un turbogénérateur à gaz (Gas Turbine Generator, GTG) et d'un turbogénérateur à vapeur (Steam Turbine Generator, STG) raccordés au système de contrôle-commande électrique (Electrical Control System, ECS) et qui couvrent les besoins électriques de l'ensemble de la raffinerie.

➤ **Unité de production d'air (U 781) :**

L'air comprimé est nécessaire dans la raffinerie pour multiples usages telle que l'air pour le fonctionnement des instruments utilisés dans l'installation ainsi que pour purger certains tableaux de commande.

Et en tant qu'air comprimé pour les robinets d'incendie, pour la régénération catalytique, pour le décokage des fours etc. [32]

➤ **La torche (U 791) :**

Le système de torche collecte et élimine en toute sécurité les flux de décharge d'hydrocarbures gazeux de la raffinerie d'Alger ainsi que les liquides entraînés ou condensés à l'intérieur des conduites de la torchère. [32]

➤ **Unité de production d'azote (U 810) :**

Cette unité consiste en une unité de production d'azote gazeux et liquide avec des installations associées de stockage et de vaporisation de l'azote liquide. [33]

➤ **Unité de polissage des condensats CPU (U 830) :**

Elle est installée au sein des nouvelles unités de fluides de la raffinerie d'Alger, elle consiste en une installation centralisée de traitement des condensats pollués générés par diverses unités de traitement de la raffinerie.

➤ **Unité de soude caustique et acide chlorhydrique (U 840) :**

Le système de soude caustique est prévu pour satisfaire les exigences de la raffinerie.

➤ **Unité de traitement des effluents (U 850) :**

L'objectif de cette unité est le traitement de toutes les eaux usées générées par l'exploitation de la raffinerie. Les eaux usées sont collectées et traitées dans la nouvelle station de traitement des effluents (ETP). [34]

➤ **Parc de stockage :**

Composé de 53 réservoirs cylindriques d'une capacité totale de 474 500 m³ pour le stockage des différents produits et 9 réservoirs sphériques d'une capacité de 15 106 m³ pour le stockage du propane et du butane. [35]

➤ **Laboratoire : [36]**

Le laboratoire effectue sur les différents produits intermédiaires ou finis, un certain nombre de tests classiques afin de contrôler les spécifications des produits pétroliers selon les normes en vigueur et détecter les anomalies de fonctionnement du process pour optimiser les paramètres.

Le département laboratoire est composé de deux services :

- **Service contrôle :**

Comme son nom l'indique, le service est chargée de contrôler la qualité des produits et effectue pour cela différents types d'analyses :

- La distillation permettant de vérifier le point initial et le point final de la coupe pétrolière.
- La mesure de la densité.
- La vérification des points suivants : congélation, trouble, et point d'éclair du gasoil et du kérosène ou/et jet A1.
- La mesure de la conductibilité de kérosène et/ou jet A1.
- La vérification de la couleur de certains produits.
- La mesure de l'indice des essences à l'aide d'un moteur CFR.

- **Service chimie :**

Le service est chargée d'effectuer des analyses qualitatives et quantitatives sur les différents produits finis et sur les eaux de process.

Chapitre III :
Procédés et méthodes
d'analyses (CCR)

III.1 Introduction

Aujourd'hui la plupart des raffineries sont équipées d'un reformage catalytique ; il sert à produire à partir des coupes « naphta » constituées principalement par les essences de distillation directe, des bases pour carburants à haut indice d'octane. Par ailleurs, il fournit l'hydrogène nécessaire dans la raffinerie pour les hydrotraitements des autres coupes.

III.2 Procédé de reforming catalytique :

Le procédé de reformage catalytique (figure III.1) consiste, en premier approximation, à produire des aromatiques ayant de 6 à 10 atomes de carbone, avec un maximum n'en ayant que 7,8 ou 9 pour cela, on part de charges contenant des paraffines ou des naphènes ayant un nombre équivalent d'atomes de carbone. [37]

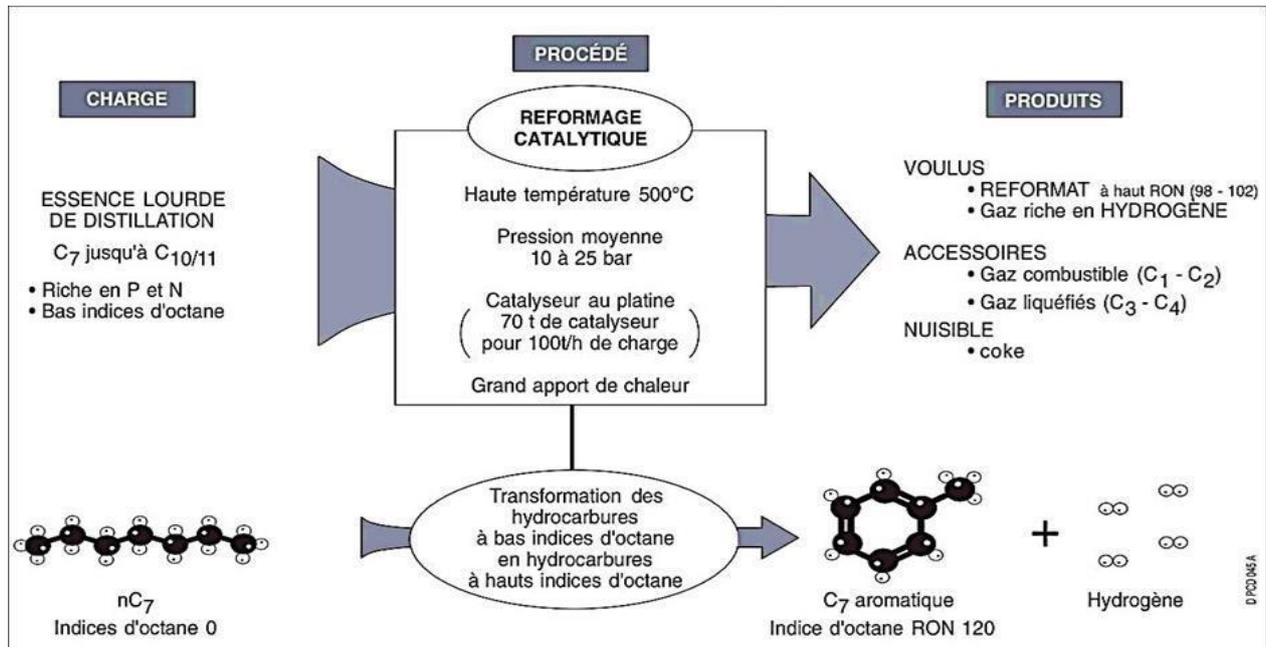


Figure III.1 : Principe de reformage catalytique

III.3. Unité de reforming catalytique (U520) :

III.3.1 Description du process CCR (U 520)

III.3.1.1 Section de réaction :

a) Préchauffage de la charge et réactions :

Avant d'envoyer le naphta lourd hydrotraité issu de l'unité 500 dans la section de réaction, injecte à cette charge de l'eau et un agent chlorurant (tétrachloroéthylène C_2Cl_4) afin de rendre optimale le fonctionnement du catalyseur dans les réacteurs. On y injecte également un agent sulfurant (diméthyle disulfure DMDS) permettant de limiter le dépôt de coke sur le catalyseur. La charge est ensuite filtrée dans les filtres 520-ST-001A/B pour la débarrasser des impuretés pouvant boucher l'échangeur 520-E-001 avant d'être mélangée à un gaz riche en hydrogène de recyclage injecté par le compresseur 520-E-001. Les injections d'eau et d'agent sulfurant sont effectuées occasionnellement. Le mélange est ensuite préchauffé dans l'échangeur 520-E-001 puis chauffé à la température de réaction dans le four 520-F-001. Une fois le mélange porté à la température de réaction et envoyé dans les quatre réacteurs 520-R-001 à 520-R-004 afin d'obtenir un reformat non stabilisé encore chargé en hydrogène. Les réactions dans les différents réacteurs étant endothermique, la charge doit être chauffé entre chaque réacteur. Cette opération est effectuée par l'intermédiaires des fours 520-F-002, 520-F- 003 et 520-F-004. Le reformat non stabilisé est refroidi successivement par l'aéroréfrigérant 520-EA-001 et le condenseur à eau 520-E-002, puis séparé de l'hydrogène de réaction dans le ballon séparateur 520-D-001. Il est enfin envoyé par la pompe 520-MP-001A/B vers la section de l'unité. L'hydrogène recueille et quant à lui aspiré par le compresseur 520-K-001 pour être réinjecté à la charge en début d'unité. L'autre partie est envoyé vers la section absorption afin d'y être de nouveau injecté au reformat dans la suite du procédé. Cependant, les réactions souhaitables avec production d'hydrogène sont : [20]

➤ Déshydrogénation des naphènes :

Les composés naphéniques tels que cyclohexane, méthylcyclohexane, diméthylcyclohexane jusqu'aux naphènes C10 sont déshydrogénés respectivement en benzène, toluène, xylènes. Cette réaction est très rapide et endothermique et elle s'effectue dans les réacteurs R1 et R2.

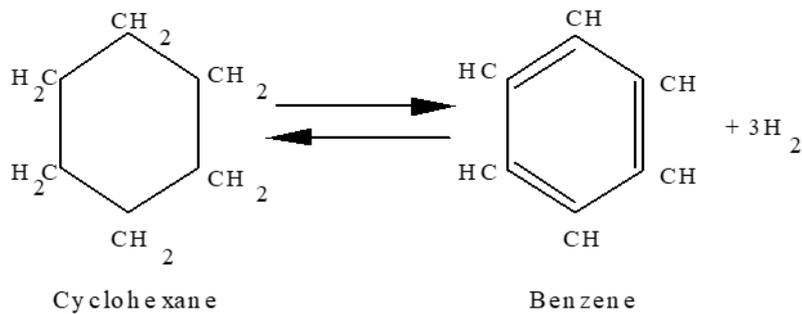


Figure III.2 : Déshydrogénation du cyclohexane

➤ **Déshydrocyclisation des paraffines :**

Il s'agit d'un procédé à plusieurs étapes qui s'applique soit aux paraffines normales (linéaires), soit aux isoparaffines (ramifiées). Ces réactions se produisent principalement dans les réacteurs R2, R3 et R4.

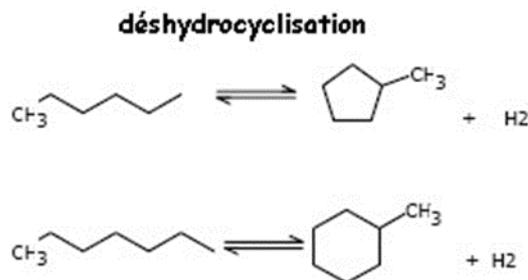


Figure III.3 : Déshydrocyclisation des paraffines

➤ **Isomérisation des paraffines linéaires :**

Elle produit une légère augmentation de l'indice d'octane. D'un point de vue cinétique les hautes températures favorisent l'isomérisation mais la pression partielle d'hydrogène est indifférente. Ces réactions sont rapides, légèrement exothermiques et sont favorisées par la fonction acide du support de catalyseur. Exemple : isomérisation des n-Heptane

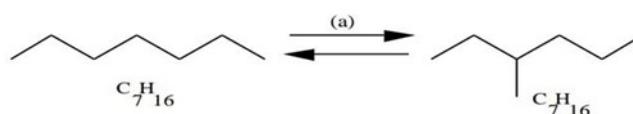


Figure III.4 : l'isomérisation



Figure III.5 : Les 4 réacteurs de reformage catalytique

b) Section absorption :

La section absorption permet de débarrasser le gaz d'hydrogène produit des traces d'HCl et des composés lourds. Le reformat est combiné au gaz riche en hydrogène récupéré de la section réaction mais aussi de la section de régénération du catalyseur. L'hydrogène est comprimé en deux temps par l'intermédiaire du compresseur 520-KM-002 A/B. Après avoir été comprimé une fois par le compresseur, on ajoute à l'hydrogène les incondensables récupérés de l'unité d'isomérisation U-510. Deux ballons tampons 520-D-002 et 520-D-003 sont nécessaires pour que l'hydrogène se débarrassent des traces d'hydrocarbures lourds qu'il contient avant d'être comprimé.

Le mélange reformat/hydrogène est refroidi dans le refroidisseur haute pression à eau 520-E-004 puis refroidi dans les deux échangeurs 520-E-005 et 520-E-006. Il passe ensuite dans un refroidisseur 520-E-007 afin d'atteindre une température proche de 0°C, conditions qui permettent de récupérer un maximum de GPL et d'obtenir un gaz riche en hydrogène très pur.

Le mélange arrive dans le ballon 520-D-004 où le flux de gaz riche en hydrogène avec des traces de HCl s'échappent en tête du ballon puis se dirigent vers un absorbeur 520-D-006 A/B qui récupère les traces de HCl et laisse s'échapper un gaz riche en hydrogène qui retourne dans le réseau de gaz riche en hydrogène des unités de la raffinerie.

Le gaz riche en hydrogène est alors débarrassé de ses chlorures avant d'être utilisé pour alimenter différentes unités de la raffinerie (Unités 500, 510 et 520). En pied du ballon 520-D-004 les GPL condensés avec le reformat sont directement envoyés vers la section de stabilisation de l'unité. [20]

c) Section de stabilisation et de récupération des GPL :

Le mélange de reformat et de GPL issu de la section d'absorption sont combinés à des GPL issus de la tête du ballon accumulateur 520-D-008 et aspirés par la pompe 520-MP-002 A/B. Les incondensables composés principalement de C1 et C2 sortent en tête du ballon. La partie liquide est ensuite réchauffée par passage dans trois échangeurs 520-E-008 A, B et C et débarrassée de ses dernières traces de chlorures dans le ballon adsorbant 520-D-007 A/B. Ils entrent enfin dans le stabilisateur 520-C-001.

Le courant de tête issu du stabilisateur 520-C-001 est composé de GPL à l'état vapeur qui sont envoyés et condensés dans le ballon accumulateur 520-D-008. Les vapeurs condensées issues du pied du ballon sont soit envoyées vers l'unité gas-plant (unité 300), soit réinjectées comme reflux en tête du stabilisateur.

Le reformat obtenu en pied du stabilisateur est refroidi à travers trois échangeurs 520-E-008 A, B et C, de l'aéroréfrigérant 520-EA-003 et du condenseur à eau 520-E-010 avant d'être envoyé vers la section de mélange pour obtenir les essences commerciales. [20]

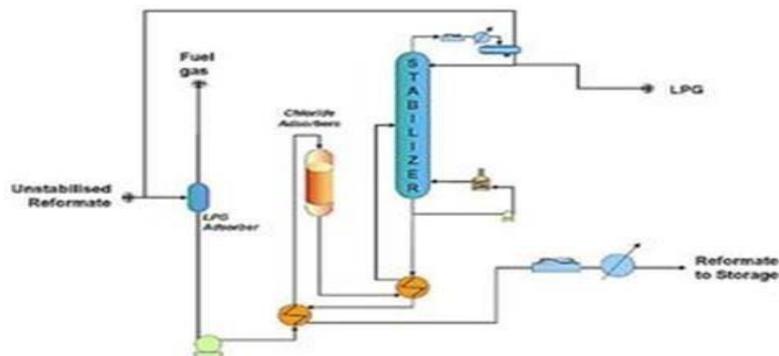


Figure III.6 : Section de stabilisation de l'unité 520

III.3.1.2 Section de régénération du catalyseur : [20]

Le catalyseur utilisé dans la section de réaction nécessite d'être régénéré après son passage dans les quatre réacteurs. Il suit un circuit de régénération en continu avec le procédé.

Afin d'être correctement régénéré, le catalyseur doit subir cinq opérations dans le circuit de régénération. Les trois premières opérations de brulage du coke, d'oxychlorination et de calcination sont effectuées dans le régénérateur 520-R-051. Le refroidissement du catalyseur s'effectue quant à lui dans la trémie basse du régénérateur et de chaque réacteur (trémies 520-D-053, 520-D-071, 520-D-072, 520-D-073 et 520-D-074). La réduction du catalyseur se produit enfin dans la chambre de réduction 520-D-061.

a) Régénération du catalyseur :

Le régénérateur est composé de plusieurs zones dans lesquelles s'effectuent diverses opérations. Le gaz de régénération utilisé est un gaz non inflammable composé en majorité de CO₂ et de N₂ récupéré du ballon de lavage 520-D-056.

b) Stockage du catalyseur :

Le catalyseur usé issu de la trémie de stockage 520-D-052 est envoyé au sommet du régénérateur dans lequel il est échauffé à l'aide de gaz de régénération préalablement chauffé à l'aide du four 520-F-052. Cela permet de préparer le catalyseur à son passage dans la section de brulage du coke.

c) Brulage du coke :

Dans cette zone, le catalyseur circule dans deux lits parallèles chauffés à très haute température par le gaz de régénération combiné à de l'air comprimé. Cela assure la réaction de brulage du coke ayant pollué le catalyseur lors des réactions de reforming catalytique.

d) Calcination et Oxychlorination :

Le catalyseur débarrassé de son coke subit en pied du régénérateur une réaction d'oxychlorination puis une réaction de calcination à l'aide du gaz de régénération, préparé auparavant pour être utilisé comme gaz d'oxychlorination. Le gaz de régénération utilisé pour la réaction d'oxychlorination est mélangé à de l'eau d'oxychlorination puis chauffé par le four électrique 520-E-063. On lui injecte ensuite une petite dose d'agent chlorurant permettant d'assurer la réaction.

e) Réduction du catalyseur :

La trémie 520-D-053 permet la collecte des différents courants de catalyseur provenant du régénérateur. Elle est sous pression de nitrogène afin d'éviter l'entrée d'oxygène dans le circuit de réaction. Le catalyseur est ensuite envoyé dans la chambre de réduction 520-D-061 dans laquelle la réduction va s'effectuer à l'aide d'un gaz riche en hydrogène préalablement purifié dans le bloc 520-M-053 et préchauffé dans le four électrique 520-E-061.

L'hydrogène, provenant du ballon 520-D-004 de la section de réaction, sort en deux courants après avoir réduit le catalyseur. Les deux courants servent parallèlement à préchauffer l'hydrogène de réduction et l'hydrogène de transport utilisé entre chaque réacteur pour porter le catalyseur du pied d'un réacteur vers le sommet du réacteur suivant.

f) Circulation du catalyseur dans la section réaction :

La circulation du catalyseur s'effectue de façon gravitaire lors du passage du catalyseur du haut du réacteur depuis les trémies 520-D-062, 063 et 064 vers le pied du réacteur dans les trémies 520-D-081, 082, 083 et 084.

En revanche, l'envoi du catalyseur du pied des réacteurs vers son sommet nécessite l'injection d'hydrogène ou de nitrogène assurant l'élévation du catalyseur vers le sommet du réacteur, ceci afin de compenser la perte de charge. Le gaz utilisé entre les réacteurs 520-R-002, R-003 et R-004 est de l'hydrogène, ce gaz étant lui-même utilisé dans la réaction catalytique, tandis que le nitrogène est utilisé pour le passage du catalyseur du régénérateur vers le réacteur 520-R-001 et du réacteur 520-R-004 vers le régénérateur. En tête de la trémie 520-D-055, le nitrogène est récupéré puis recyclé à l'aide d'un système d'élutriation.

III.4. Spécificités du catalyseur de reforming :

L'unité de reforming du naphta lourd utilise le catalyseur CR 401 fabriqué par AXENS. C'est un catalyseur à base de platine déposé sur l'alumine (Pt+Sn) /Al₂O₃ et dispatché dans les quatre réacteurs avec 10% dans R1, 15% dans R2, 25% dans R3 et 50% dans R4. Ce système présente des propriétés catalytiques remarquables. En sa présence, des sélectivités élevées en aromatiques et en produits C₅+ et un fort rendement en hydrogène sont obtenus. Sa formulation catalytique lui confère une bonne résistance mécanique et une régénérabilité facile.

| | |
|--|------------------------|
| Platine sur sphères d'alumine de pureté élevée | |
| Diamètre | 1,8 mm |
| platine | 0.3 % en poids |
| Pert au feu à 900°C | 1% en poids |
| Surface spécifique | 200 m ² /g |
| Volume total des pores | 0.6 cm ³ /g |
| Densité du lit mobile | 0.65 kg/l |
| Densité du lit fixe | 0.67 kg/l |

Tableau III-1 : Caractéristiques du catalyseur CR 401.

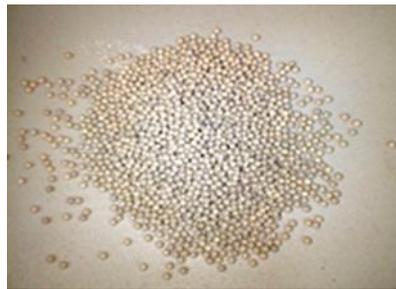


Figure III.7 : Catalyseur du reforming catalytique

III.4.1 Impact des variables opératoires du procédé de reforming catalytique

Le rendement du reformat et la durée de vie du cycle de travail du processus dépendent fortement des paramètres opératoires utilisés, à savoir ; la température, la pression totale, le temps de contact, le rapport H₂/HC, le rapport H₂O/Cl et la nature de la charge. [19]

III.4.1.1 Température :

En raison de l'endothermicité de la réaction, la température diminue le long des lits catalytiques et sa valeur doit être alors ajustée à la valeur voulue avant l'entrée dans le réacteur suivant. L'augmentation de la température pour maintenir la valeur du nombre d'octane NO voulu accélère la vitesse de la réaction d'hydrocraquage et du cokage provoquant ainsi une diminution de l'activité du catalyseur et du rendement du reformat.

III.4.1.2. Vitesse spatiale :

L'indice d'octane et le rendement en reformat dépendent fortement de la vitesse spatiale. En effet, la diminution de la vitesse spatiale (temps de séjour de la charge sur le catalyseur élevé) provoque une augmentation des réactions secondaires, principalement l'hydrocraquage. Cela conduit à la diminution des produits aromatique et du rendement du reformat.

III.4.1.3. Pression totale :

Une faible pression entraîne une diminution de la conversion des réactions d'hydrocraquage et augmente la production d'hydrogène, aussi elle améliore le rendement et la qualité du reformat et de la conversion en hydrocarbures aromatiques.

III.4.1.4. Rapport H₂/HC :

Ce rapport est exprimé par la quantité d'hydrogène contenue dans le gaz recyclé sur la quantité de charge introduite. Le rapport molaire (hydrogène / hydrocarbure) a un effet direct sur la formation de coke. En effet, la minimisation de la production du coke nécessite une dilution de la charge par l'augmentation de la pression partielle de l'hydrogène qui entraîne une augmentation de la vitesse d'hydrogénation des précurseurs de coke avant leur transformation en hydrocarbures polycycliques aromatiques.

$$\frac{H_2}{HC} = \frac{\text{Pure hydrogen (mole/hr)in recycle}}{\text{Naphtha flow rate (mole/hour)}}$$

III.4.1.5. Effet du rapport H₂O/Cl :

La balance eau/chlore dans le système des réacteurs est un facteur déterminant pour l'activité et la sélectivité du catalyseur, c'est-à-dire le rendement en produits désirés (aromatiques). Lorsque la teneur en chlore augmente au-delà de la quantité initialement fixé sur le catalyseur, les réactions d'hydrocraquage et d'isomérisation sont favorisées par rapport aux réactions d'aromatization et ceci se traduit par une perte de rendement et une tendance accrue au dépôt de coke. On le constate par la baisse de l'indice d'octane et la pureté d'hydrogène et par l'augmentation de la teneur en CH₄, C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀.

Par ailleurs, une quantité excessive d'eau lorsque le catalyseur est à haute température peut fritter les grains du catalyseur.

III.4.1.6. Effet de la charge :

La nature de la charge a un effet considérable sur l'indice d'octane du reformat. En effet, Les charges naphténiqne sont reformées en indice d'octane NO élevé dans des conditions de faible sévérité. En revanche, les charges riches en paraffines sont reformées en indice d'octane élevé dans des conditions de plus grande sévérité car elles impliquent les réactions de craquage et de cyclisation qui nécessitent une température élevée et une faible pression totale.

III.4.1.7 Stockage :

Le reformat final obtenu est directement stocké dans les bacs B4, C2 et C8 au parc de stockage. Ensuite le reformat est servi en tant que base dans la fabrication les essences sans plomb commerciales

III.4.1.8 La qualité de la charge :

La charge n'est une variable opératoire mais la connaissance de ces caractéristiques ; teneur en Soufre, teneur en azote, teneur en composés métallique permet d'agiter les conditions opératoires requises pour obtenir un produit compatible avec les exigences du reforming.

III.5. Méthodes d'analyses :

Les différentes méthodes d'analyses utilisés :

1) Densité API DMA 4200 (pour calculer la densité) :

On aspire un échantillon avec une seringue puis on le met dans sa position dans la tourelle de l'injecteur automatique de densimètre ensuite on introduit son identification sur l'appareil et on appuie sur « démarrer ».

La valeur de la densité est affichée à 15°C



Figure III.1 : Densimètre automatique « Anton pear

2) Distillation ASTM D86 :

Avec une éprouvette on verse 100ml d'hydrocarbure liquide préalablement refroidie dans un ballon de 125 ml puis on met tout au distillateur automatique ensuite on introduit les informations de l'échantillon et on appuie sur « Start ».

On aura sur l'écran les fractions distillées en fonction de températures



Figure III.2: Distillateur automatique « Herzog optidist »

3) Tension de vapeur Reid ASTM :

On place la seringue remplie d'échantillon refroidie sur l'appareil automatique puis on introduit l'identification de l'échantillon et on appuie sur « star ».

La valeur de tension de vapeur en bar ou en Kpa.



Figure III.3: Appareil automatique de tension de vapeur

4) Indice d'octane ASTM D2699 :

On fait la combustion d'un échantillon au moteur monocylindrique CFR et on compare ses cliquetis avec ceux de deux étalons d'indices d'octane supérieur et inférieur.

Ensuite à l'aide d'une formule de calcul on déduit la valeur d'indice d'octane. En mode recherche RON.

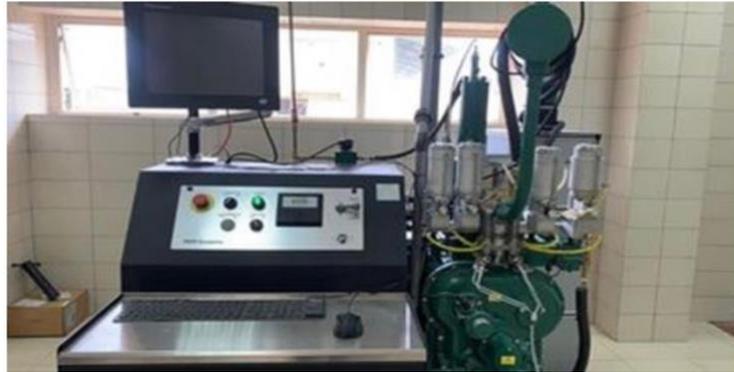


Figure III.4: Moteur monocylindrique standard CFR

5) Teneur en eau ASTM 6304 :

A l'aide d'une seringue on injecte une masse déterminée d'échantillon dans la cellule de l'analyseur Karl Fisher puis on appuie sur « Start ».

Une valeur de la teneur en eau s'affiche en ppm.



Figure III.5: Analyseur Karl Fisher pour teneur en eau

6) Composition en PIONA IEP 9301 :

On place un flacon rempli d'échantillon au plateau de l'injecteur automatique du chromatographe en phase gazeuse avec détecteur ionisation de flamme puis on choisit la méthode P.I.O.N.A (paraffines, iso-paraffines, oléfines, naphènes, aromatiques) dans le logiciel et on lance l'analyse. Les valeurs en pourcentage Massiques et volumique vont être affichées.



Figure III.6 : Chromatographe en phase gazeuse

Chapitre IV : Partie expérimentale Résultats et discussion

Chapitre IV : Résultats et discussion

IV.1. Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons présenter et discuter les résultats d'analyses obtenus sur les produits des trois unités à savoir : l'unité de distillation atmosphérique du pétrole brut (U100), L'unité d'hydrotraitement du naphta total (U 500), et l'unité de reforming catalytique du naphta lourd (U 520), après en fait un suivie de chemin du naphta du l'unité d'hydrotraitement jusqu'au l'unité de reforming catalytique.

IV.2. Présentation des résultats et discussion :

IV.2.1 Unité de la distillation atmosphérique du pétrole brut (U100) :

IV.2.1.1 La charge de l'unité (pétrole brut) :

Tableau IV-1 : Résultats obtenus sur le pétrole brut alimentant l'unité 100.

| Caractéristiques | Méthode d'essai | Pétrole brut (la charge) |
|---|-----------------|--------------------------|
| Masse volumique à 15°C (g/cm ³) | ASTM D1298 | 0,8004 |
| Teneur en sels (ppm) | ASTM D3230 | 13.10 |
| Teneur en soufre (ppm) | ASTM D5453 | 0,049 |
| TV.REID (g/cm ²) | ASTM D5191 | 720 |

D'après les résultats regroupés dans le tableau IV-1, la charge de l'unité de distillation atmosphérique est un pétrole léger (0,8004 g/cm³) de bonne qualité avec basses teneurs en poisons (soufre, sels).

La distillation atmosphérique permet donc de séparer le pétrole brut en plusieurs fractions de produits pétrolières tels que : le kérosène, gazole et le naphta. Le plus important pour notre étude c'est le naphta.

IV.2.1.2. Produits issus de la distillation atmosphérique :

Parmi les produits obtenus de la distillation atmosphérique, nous nous intéressons à la qualité du naphta total qui va subir un enchainement d'opérations au procédé d'hydrotraitement.

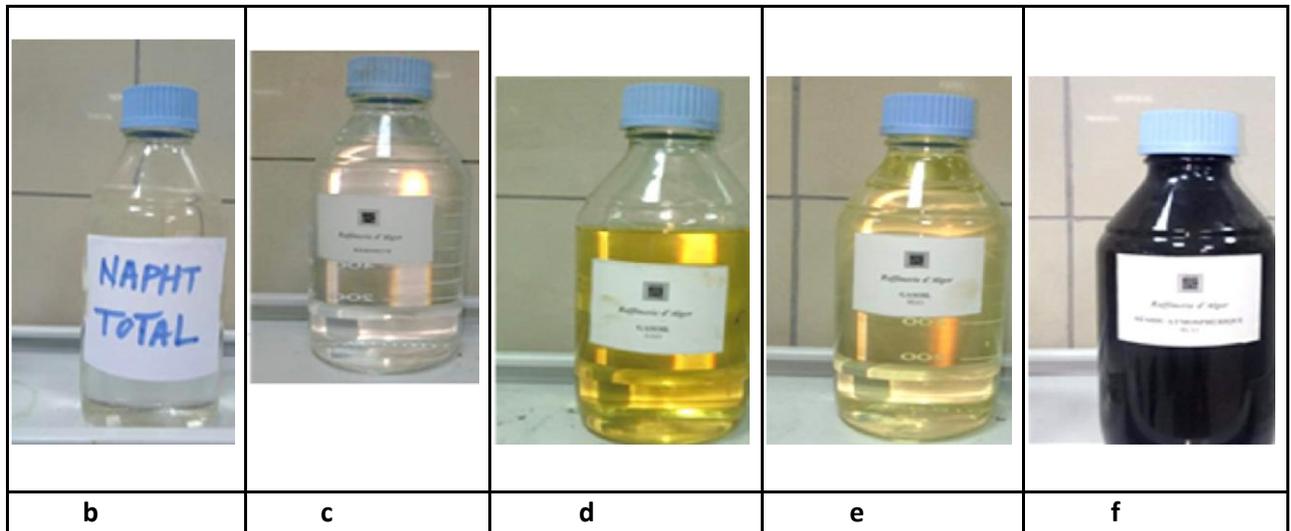
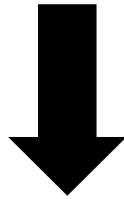
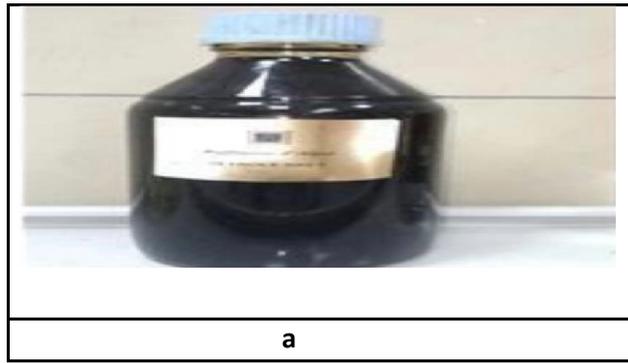


Figure IV-1 : (a) Pétrole brut, (b) naphta total, (c) kérosène, (d) gazole léger, (e) gazole lourd, (f) résidu atmosphérique (distillation atmosphérique).

IV.2.2 Unité d'hydrotraitement du naphta NHT U500 :

Tableau IV-2 : Spécifications de design de la charge (naphta total) pour hydrotraitement

| Qualité | Cas 1 | | Cas 2 | |
|------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| | Naphta léger (C5-165°C) | Naphta lourd (C5-140°C) | Naphta léger (C5-165°C) | Naphta lourd (140-165°C) |
| Poids de l'alimentation en % | 79.82 | 82.55 | 87.55 | 17.45 |
| Gravité spécifique | 0.7000 | 0.7071 | 0.7071 | 0.7656 |
| Sulfure totale en ppm | <30 | <30 | <50 | <50 |
| Sulfure de mercaptan en ppm | <20 | <20 | <20 | <20 |
| Nitrogène en ppm | <1 | <1 | <1 | <1 |
| Chlorure en ppm | 2 | 2 | 2 | 2 |
| RON | 66/63 | 40/35 | 64/61 | 40/35 |
| RVP | 6.6 | 0.2 | 5.5 | 0.2 |
| Distillation ASTM-D86 | | | | |
| PI (1%) | 43.3 | 118.8 | 42.3 | 122.7 |
| 5% | 56.8 | 138.0 | 55.8 | 141.7 |
| 10% | 59.5 | 143.9 | 58.8 | 144.6 |
| 30% | 76.2 | 150.8 | 90.3 | 151.7 |
| 50% | 93.6 | 155.4 | 100.1 | 156.7 |
| 70% | 106.5 | 160.4 | 115.0 | 161.8 |
| 90% | 124.5 | 167.0 | 127.6 | 169.3 |
| 95% | 132.5 | 171.1 | 133.9 | 171.7 |
| PF (98%) | 144.4 | 180.4 | 146.6 | 180.1 |

| | | |
|---------------------|----------|----------|
| Impuretés totale | | |
| Soufre (ppb) | 50 max | 50 max |
| Nitrogène (ppm) | 1 max | 1 max |
| Pb/Cu/Ni (ppb) | 20/20/20 | 20/20/20 |
| As/Hg (ppb) | 10/5 | 10/5 |
| Métaux lourds (ppb) | 50 | 50 |
| Métaux totale (ppb) | 125 max | 125 max |
| Chlorure (ppm) | 2 | 2 |

Tableau VI-3 : Spécifications de design requises pour produits issus du procédé D'hydrotraitement.

| | Unité de Reforming Naphta lourd | Unité d'isomérisation Naphta léger |
|------------------|--|---|
| Soufre | 0.5 ppm | 0.5 ppm |
| Azote | 0.5 ppm | 0.1 ppm |
| Eau et Oxygène | 5 ppm | 10 ppm |
| Arsenic | 5 ppb | 1 ppb |
| Oléfines | Aucun | 1000 ppm |
| Les métaux | 5 ppb | 5 ppb |
| Halogène (F, Cl) | 0.5 ppm | 1 ppm |

Tableau IV-4 : Résultats d'analyses de la charge et des produits du procédé d'hydrotraitement.

| Caractéristiques | | Méthodes d'essai | charge | Produits | |
|-------------------------------|--------------|------------------|--------------|--------------|--------------|
| | | | Naphta total | Naphta lourd | Naphta léger |
| Masse volumique à 15°C (Kg/L) | | ASTM D1298 | 0,714 | 0,744 | 0,658 |
| Aspect | | Visuel | L | L | L |
| Couleur | | ASTM D156 | | | |
| Distillation V(%)=F(T) | PI | ASTM D86 | 42 | 100 | 33 |
| | 5% | | | | |
| | 10% | | | | |
| | 20% | | | | |
| | 30% | | | | |
| | 50% | | | | |
| | 70% | | | | |
| | 90% | | | | |
| | 95% | | | | |
| | PF | | | 168 | 171 |
| TV REID (γ/cm^2) | | ASTMD5191 | | | |
| Indice d'octane RON | | ASTMD2699 | 70 | 78 | 68 |
| Teneur en soufre (ppm) | | ASTM D5453 | 5,470 | 0,210 | 0,126 |
| Teneur en eau (ppm) | | ASTM 6304 | 85,4 | 7,9 | 9,3 |
| Composition en %volumique | n-paraffines | IFP 9301 | | | |
| | Oléfines | | | | |
| | Naphtènes | | | | |
| | Aromatiques | | | | |

Dans le tableau IV-4 nous allons examiner les résultats des analyses du naphta total présentés comme ce suit (la charge de l'unité d'hydrotraitement (naphta totale)) :

- La masse volumique du naphta total étant 0,714 Kg/L, est dans l'intervalle des spécifications de design.
- Le point initial et le point final de la distillation ASTM D86 étant respectivement 42 C° et 168 C°, sont acceptables par rapport aux exigences de design.
- Les teneurs en contaminants (soufre, eau) sont en dessous des limites maximales tolérées.

IV.2.2.1 Produits de l'unité :

Nous allons discuter les résultats d'analyses du naphta léger et du naphta lourd étant exhibés au tableau IV-4 :

IV.2.2.1.1 Naphta léger :

- Le procédé d'hydrotraitement a fourni une fraction hydrotraitée légère d'une masse volumique de 0,658 Kg/L, ayant des teneurs en contaminants en dessous des limites maximales tolérées.
- La chromatographie en phase gazeuse a montré que le naphta léger est fortement paraffinique avec 51,22 % en volume (nC₅/ nC₆ et iC₅/iC₆) dont 37,15 % volumique en iso-paraffines (iC₅/iC₆). La coupe en P.I.O.N.A du naphta léger est composée de C₅ et de C₆ seulement. (Voir le tableau IV-5)

Tableau IV-5 : Composition en % volumique de P.I.O.N.A dans le naphta léger.

| Nombre de carbone | n-paraffines | Iso-paraffines | Oléfines | Naphtènes | Aromatiques |
|-------------------|--------------|----------------|----------|-----------|-------------|
| 4 | 1,04 | 1,59 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 26,62 | 16,06 | 0 | 1,45 | 0 |
| 6 | 23,52 | 19,50 | 0 | 6,51 | 3,32 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0,36 | 0 |
| 8 | 0,01 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 ⁺ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Polycyclique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Totale | 51,22 | 37,15 | 0 | 8,31 | 3,32 |

II.2.2.1.2 Naphta lourd :

- Le procédé d'hydrotraitement a également fourni une fraction hydrotraitée plus lourde que la charge d'une masse volumique de 0,744 Kg/L, ayant des teneurs en contaminants en dessous des limites maximales tolérées.
- L'analyse chromatographique de P.I.O.N.A a montré que la coupe du naphta lourd commence de C₇ jusqu'à C₁₁ avec 39,02 % en naphtènes, 41,87 % en isoparaffines, 0% en oléfines et 8,25 % en aromatiques tous en pourcentage volumique. (Voir le tableau IV-6).

Tableau IV-6 : Composition en % volumiques de P.I.O.N.A dans le naphta lourd.

| Nombre de carbone | n-paraffines | Iso-paraffines | Oléfines | Naphtènes | Aromatiques |
|-------------------|--------------|----------------|----------|-----------|-------------|
| 4 | 0,01 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 1,61 | 0 |
| 7 | 10,44 | 8,14 | 0 | 11,16 | 1,97 |
| 8 | 0 | 17,95 | 0 | 9,26 | 3,34 |
| 9 | 0,13 | 7,90 | 0 | 12,82 | 2,76 |
| 10 | 0,16 | 7,84 | 0 | 2,99 | 0,09 |
| 11 | 0,12 | 0 | 0 | 0,92 | 0 |
| 12 ⁺ | 0 | 0,03 | 0 | 0 | 0 |
| Polycyclique | 0 | 0 | 0 | 0,28 | 0 |
| Totale | 10,86 | 41,87 | 0 | 32,02 | 8,25 |

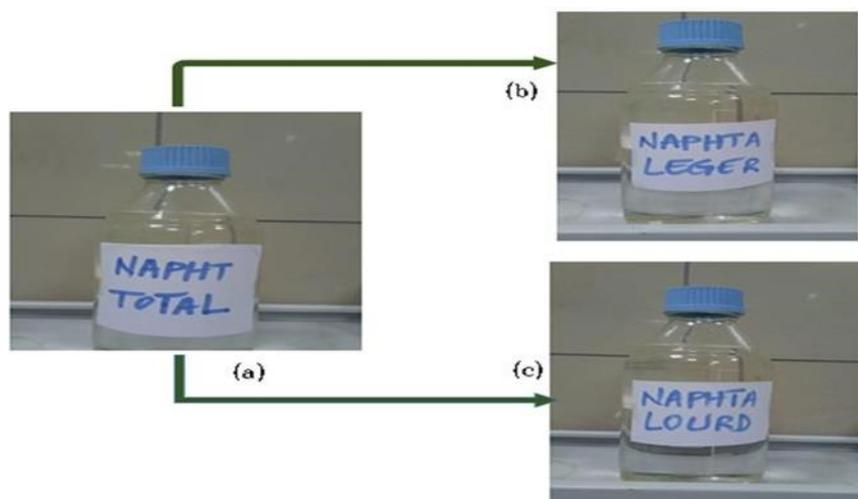


Figure IV-2 : (a) naphta total, (b) naphta léger et (c) naphta lourd NHT (U500).

IV.2.3 Unité de reforming catalytique (U 520) :

IV.2.3.1 Résultats d'analyses :

Le tableau IV-7 et le tableau IV-8 : Représentent l'amélioration de l'indice d'octane de 101,6 Jusqu'au 102.

Résultats d'analyses n°1 :

A T= 514°C, P=3,25 bar

Tableau IV-7 : Résultats d'analyses de la charge et le reformat du procédé de reforming catalytique.

| Caractéristiques | | Méthodes d'essai | Charge | Produit |
|-------------------------------|-------------|------------------|-----------------|----------|
| | | | Naphta lourd | reformat |
| Masse volumique à 15°C (Kg/L) | | ASTM D1298 | 0,745 | 0.823 |
| Aspect | | Visuel | L | L |
| Couleur | | ASTM D156 | | |
| Distillation | Pi | | 96 | |
| V(%)=F(T) | Pf | ASTM D86 | 172 | |
| TV.REID (g/cm ²) | | ASTM D5191 | | 190 |
| Indice d'octane RON | | ASTM D2699 | 45 | 101,6 |
| Teneur en soufre (ppm) | | ASTM D5453 | | |
| Teneur en eau (ppm) | | ASTM 6304 | | |
| Composition % volumique | Paraffines | IFP 9301 | | |
| | Oléfines | | | |
| | Naphtènes | | | |
| | Aromatiques | | | |

En analysant les données du tableau IV-7 nous remarquons qu'une augmentation de l'indice d'octane RON ayant passé de 45 dans la charge pour atteindre 101,6. La valeur d'indice d'octane est en dessous de la valeur requise, car l'essence produit doit avoir un indice d'octane plus Elevé avec un minimum d'additif.

Après cela, des analyses ont été effectuées une deuxième fois, suite à des modifications apportées par les opérateurs au niveau de l'unité dans le but été d'améliorer l'indice d'octane de reformat.

Résultats d'analyse n°2 :

Dans cette étape on augmente la température, et on diminue la pression pour avoir un indice d'octane plus élevé.

A T= 522°C, P=2,3 bar

Tableau IV.8 : Résultats d'analyses de la charge et de reformat du procédé de reforming

Catalytique

| Caractéristiques | | Méthodes D'essai | Charge | Produit |
|-------------------------------|-------------|------------------|--------------|----------|
| | | | Naphta lourd | Reformat |
| Masse volumique à 15°C (Kg/L) | | ASTM D1298 | 0,746 | 0,823 |
| Aspect | | Visuel | L | L |
| Couleur | | ASTM D156 | | |
| Distillation V(%)=F(T) | Pi | ASTM D86 | 101 | |
| | Pf | | 178 | |
| TV.REID g/cm ² | | ASTM D5191 | | 210 |
| Indice d'octane RON | | ASTM D2699 | 45 | 102 |
| Teneur en eau (ppm) | | ASTM 6304 | | |
| Composition % volumique | Paraffines | IFP 9301 | | |
| | Oléfines | | | |
| | Naphtènes | | | |
| | Aromatiques | | | |

En analysant les données du tableau IV-8 nous remarquons qu'une augmentation de l'indice d'octane RON ayant passé de 45 dans la charge pour atteindre 102 dans le reformat. Cette hausse de l'indice d'octane est manifestement le résultat d'une conversion importante en aromatiques et d'une action dans les paramètres du procédé.

IV.3.2. Résultats d'analyses obtenus sur le catalyseur CR 401 :

D'après les résultats d'analyses présentés dans le tableau IV9, nous constatons que le régénérateur 520-R-051 a pu diminuer le taux de coke sur le catalyseur de 4,3216 % massique

jusqu'au 0,0109 % massique soit un rendement de 99,75 % tout en gardant les taux en chlore dans normes exigées ($0,9\% < Cl < 1,1\%$), ceci pour préserver la fonction acide du catalyseur et par conséquent garder en continu la meilleure performance du procédé de reforming catalytique.

Tableau IV-9 : Résultats d'analyses de catalyseur avant et après la régénération exprimée en pourcentages massiques.

| Catalyseur \ Analyse | Teneur en carbone | Teneur en chlore |
|----------------------|-------------------|------------------|
| Catalyseur noir | 4,3216% | 0,913% |
| Catalyseur régénéré | 0,0109% | 0,924% |

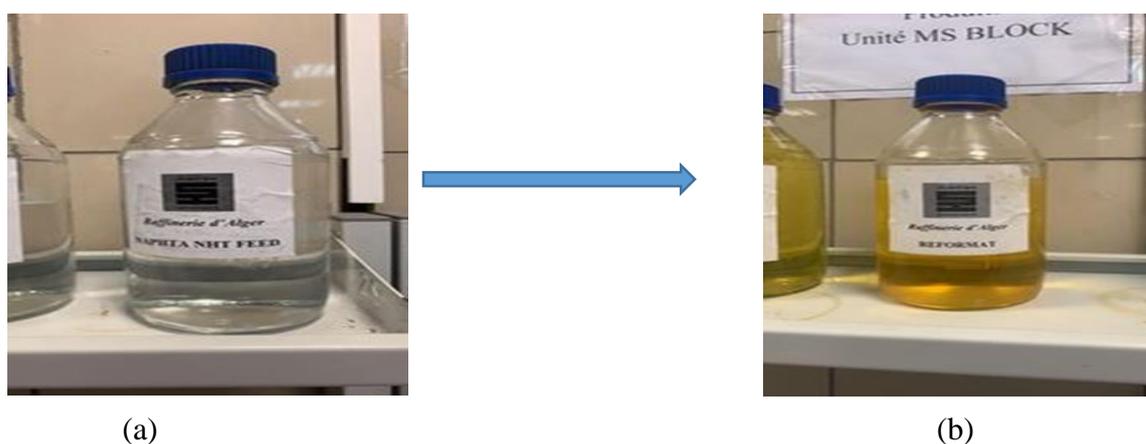


Figure IV-3 : (a) Naphta lourd (Naphta NHT), (b) Reformat du procédé de reforming U520.

IV.4. Conclusion :

L'examen et l'interprétation des différents résultats d'analyses des produits issus des divers procédés étudiés, nous amène à conclure ce que suit :

- Le bon fonctionnement du procédé d'hydrotraitement du naphta total, tout en fournissant deux fractions propres et hydrotraitées (naphta léger et naphta lourd) en étant conformes aux spécifications requises.
- La performance du reforming catalytique réside par l'augmentation de l'indice d'octane en passant par une charge de 45.

- Lorsque la température est basse et la pression élevée, on observe une diminution de l'indice d'octane du reformat. Cependant, lorsque la température est augmentée et la pression est réduite, on constate une amélioration de l'indice d'octane du reformat.

En d'autres termes :

- Une température basse et une pression élevée sont associées à une réduction de l'indice d'octane du reformat.
- Une température élevée et une pression réduite entraînent une amélioration de l'indice d'octane du reformat.

Conclusion générale :

L'étude réalisée, nous a permis de suivre de près tout processus ayant pour l'objectif principale, l'amélioration de l'indice d'octane du naphta issu de la distillation atmosphérique du pétrole brut algérien, en partant de l'étape primordiale en étant l'hydrotraitement jusqu'à l'obtention du reformat à la sortie du procédé de reforming catalytique respectivement.

Les pertinentes conclusion que l'on peut tirer de ce travail sont les suivantes :

- L'hydrotraitement efficace du naphta total est une étape essentielle, qui, en présence du catalyseur bimétalliques Co-Mo/AlO₃, permet de fournir deux fractions (naphta léger et naphta lourd) suffisamment hydrotraitées avec des teneurs basses en poisons et en contaminants, tout éliminant soufre, plomb et mercure, eau...
- Le procédé du reforming catalytique du naphta lourd, apparait un excellent rendement de 85% avec une hausse importante de 45 à 102 sur l'indice d'octane RON.
- Dans le but de maintenir et préserver la performance du procédé reforming catalytique en rendement du reformat, ainsi en indice d'octane, le catalyseur utilisé dans le procédé doit être actif, sélectif et stable. Il s'agit essentiellement de catalyseur bimétallique Pt-Sn/Al₂O₃ Chlorée utilisé dans l'unité de reforming catalytique.
- La nouvelle technique de la régénération continue du catalyseur au procédé de reforming, a donné ses bienfaits en évitant d'une part la désactivation rapide du catalyseur (dépôt de coke) et d'autre part diminuant les réactions indésirables de craquage.
- La bonne maîtrise des paramètres opératoires :
Température, pression totale, la vitesse spatiale, le rapport H₂/HC, et la qualité de la charge dans le procédé, est cruciale pour veiller à la bonne performance des procédés catalytiques.

Références bibliographiques :

- [1] : Maples, R. E. (1993). "Petroleum Refining Process Economics." Penn Well Book, Tulsa.
- [2] : M.A. FAHIM Fundamentals of petroleum refining.
- [3] : Gary, J. H, and Handwerk, G. E. (2001) "Petroleum Refining." Marcel Dekker, New York.
- [4] : Kaes, G. L. (2000) "Refinery Process Modeling" Kaes Enterprises Inc, Colbert (Georgia).
- [5] : JA. George, MA. Abdullah, « Catalytic naphtha reforming », New York : Marcel Dekker, 2004.
- [6] : J.P. WAUQUIER : Le Raffinage du pétrole brut, Tome 1, Edition TECHNIP 1994 – Paris, p 3 – 13.
- [7] : J.P. WAUQUIER : Le Raffinage du pétrole brut, Tome 1, Edition TECHNIP 1994 – Paris, p 3 – 13.
- [8] : P. WUITHIER : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome I, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 41 – 45.
- [9] : Cours de Raffinage I : Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (FHC), Université A. BOUGUERRA, Boumerdes 2003-2004, Groupes : IGCR99 et IGCP99.
- [10] : <https://patents.google.com/patent/EP0103528B1/fr>,
<http://patentimages.storage.googleapis.com/pdfs/afc745025b654a8f1135/EP0103528B1.pdf>
- [11] : American Petroleum Institute, 1971 : Chemistry and Petroleum for Classroom Use in Chemistry Courses (Washington, DC).
- [12] : Raffinage du pétrole (Le). Tome 1. Pétrole brut. Produits pétroliers.
Auteur Jean-Pierre Wauquier , Editions TECHNIP, 1998
- [13] : Manuelle Opératoire (indice d'octane des essences).
- [14] : J.F. lepage et coll, catalytic de contact, édition technip, 1976
D.M, little, catalytic reforming, pennwell books, 1985

[15] : BOUKEZOULA Tayeb Fakhreddine, Contribution à l'étude des catalyseur bifonctionnels appliqués au reformage catalytique et optimisation de leurs conditions de mise En œuvre, Corrélation entre distributions des sites actifs et performances attendues dans un Réacteur à lit fixe, Thèse de doctorat, université Ferhat Abbas Setif-1, (2019).

[16] : [24] MARCILLY Christian, Catalyse acido-basique, Application au raffinage et à la Pétrochimie, Volume 2, (2003).

[17] : IFP Training, Traitement des coupes légères et des distillats moyens, Ecole nationale Supérieure du pétrole et des moteurs, (2015).

[18] : Manuel opératoire de la raffinerie d'Alger.

[19] : Documentation de la raffinerie d'Alger, « Foster Wheeler ».

[20] : JA. George, MA. Abdullah, « Catalytic naphtha reforming », New York : Marcel Dekker, 2004.

[22] : Manuel opératoire « Atmospheric distillation unit & gas plant unit ».

[23] : Manuel opératoire « Naphta hydrotreating unit U500 ».

[24] : Manuel opératoire « Light naphta isomerisation unit U510 ».

[25] : Manuel opératoire « Heavy naphta catalytic reforming unit CCR U520 ».

[26] : Manuel opératoire « Residual fluid catalytic cracking unit U530 ».

[27] : Manuel opératoire « Sulfure block unit ».

[28] : Manuel d'exploitation « Unité de l'eau brute U701 ».

[29] : Manuel d'exploitation « Réseaux d'eau de refroidissement U710 &U711 ».

[30] : Manuel d'exploitation « Unité d'eau déminéralisée U720 ».

[31] : Manuel d'exploitation « Unité U751 ».

[32] : Manuel opératoire « Unité de production d'air U781 ».

[33] : Manuel opératoire « Unité de production d'azote U810 ».

[34] : Manuel d'exploitation « Unité de traitement des effluents U850 ».

[35] : Manuel opératoire « Stockage ».

[36] : Manuel opératoire de laboratoire.

[37] : Tome 3- Procédé de transformation, sous la coordination de Pierre LEPRINCE

Edition TECHP 1998, 27 Rue GINOUX 75737 PARIS CEDEX 15

Liste des abréviations

API : American petroleum institute, institut américain du pétrole.

ASTM : American society for testing materials, Société américaine pour les tests de matériaux.

BTX : Benzène, toluène et xylène.

CCR : Continuous catalytic regeneration, Régénération catalytique continue.

C₅₊ : Les pentanes plus comprennent le pentane normal, l'isopentane, les hexanes-plus (essence naturelle) et les condensats.

d 15 : Densité à 15°C.

EAC : Eau d'alimentation de
chaudière

LGO : Low gas-oil.

MON : Indice d'octane en mode moteur.

NHT : Hydrotraitement du naphta.

nC₅ : Normal pentane.

nC₆ : Normal hexane.

iC₅ : Iso-pentane.

iC₆ : Iso-hexane.

Pi : Point initial d'ébullition.

Pf : Point final d'ébullition.

PIONA : Paraffines, iso-paraffines, oléfines, naphtènes et aromatiques.

RA1G : Raffinerie d'Alger.

RON : Indice d'octane en mode recherche.

RFCC : Residual fluid catalytic cracking, Craquage catalytique de fluide résiduel.

WHSV : Weight Hourly Space Velocity, Poids Vitesse Spatiale Horaire.

