



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE
CENTRE UNIVERSITAIRE DE TISSEMSILT
INSTITUT DES SCIENCES & TECHNOLOGIES



Visé du chef de département des
Sciences et Technologies

Signature :

Date :

***Optimisation De La Quantité Du Gasoil RFCC Non Conforme
Récupère Dans Le Brut (Raffinerie De SBAA)***

Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme

De Master Académique

En «*Génie Du Raffinage*»

Encadreur : A. CHOUGUI

Signature :

Date :

Réalisé par : HERMOUCHE Oualid

Signature :

Membres du jury :

H. BERDAA	MAA	Centre Universitaire De Tissemsilt	Président
M. LOUCIF	MAA	Centre Universitaire De Tissemsilt	Examineur
M.A. CHEMRAK	MAA	Centre Universitaire De Tissemsilt	Examineur
A. CHOUGUI	MCA	Université De Tiaret	Encadreur
M. KHERRAB	MAA	Centre Universitaire De Tissemsilt	Membre Invite



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



Dédicace

À mon cher père Abdelkader

Pour sa patience et ses considérables sacrifices

À ma chère mère Fatma

Que nulle dédicace ne puisse exprimer ce que je lui dois

À mon frère Abdessamai et ma sœur Zahra

En leur souhaitant la réussite dans leurs études et leurs vies

À tous ma famille

À mes chers amis : Mehdi, Hafid, Abderahmane

À tous les personnes de laraffinerie d'ADRAR

À Melle .C.fatiha & K.karima

À toute la promotion 2017-2018

À tous ceux qui m'ont aidé afin de réaliser ce travail

À tous ceux que j'aime et qui m'aiment

À tous ceux-ci je dédie ce travail

Harmouche walid

'ALYAMANI'



Remerciement



Merci à « ALLAH », et nul remerciement ne Lui sera suffisant, pour nous avoir éclairé le droit chemin, et pour tous ses bienfaits apparents et cachés.

Merci au messager d'ALLAH "محمد صلى الله عليه وسلم" qui a porté la charge du message.

Je remercie Mr A. CHOUGUI pour son encadrement, ses conseils et ses directives qui m'ont permis de mener à bien mon travail.

Je remercie tous les Personnels de La raffinerie d'Adrar.

Mes remerciements vont également aux membres du jury qui ont accepté d'examiner et juger ce travail.

Je remercie tous ceux qui m'ont aidé, je cite spécialement ma famille, C.fatiha, K.karoumi pour l'encouragement durant la période de stage

Que soient remerciés tous mes enseignants durant toutes mes années d'étude.

La liste serait encore longue et devant l'évidence d'un oubli, je remercie tous ceux qui ont contribué techniquement ou moralement à l'avancement de ce travail. **Merci**

.ALYAMANI.

SOMMAIRE

III

Dédicace.....	I
Remerciement	II
Sommaire	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Abréviation.....	VI
Introduction général.....	2
I.1 Introduction	5
I.2 Situation géographique	6
I.3 Identification des installations de raffinerie SBAA	6
I.4 Capacité de la production annuelle	7
I.5 Principaux installations et équipements	8
I.5.1 Unité distillation atmosphérique (CDU-U201)	8
I.5.2 Unité reforming catalytique (CRU-U202)	8
I.5.3 Unité craquage catalytique fluidifié (RFCC-U203)	8
I.5.4 Unité des utilités avec ses auxiliaires	8
I.6 Capacité de la production et de stockage annuelle	9
I.6.1 Capacité théorique/produit	9
I.6.2 Capacité réelle de production/produit	9
I.6.3 Capacité de stockage/produit	9
I.6.4 Capacité de transfert	9
I.7 Le stockage des produits	9
II.1 Distillation atmosphérique	12
II.1.1 Préchauffage du brut	12
II.1.2 Chauffage du brut	14
II.1.3 Vapeur stripping	14
II.1.4 Colonne atmosphérique C- 201 102	14
II.1.4.1 Le kérosène (1st sideline)	15
II.1.4.1.1 Refroidissement du kérosène	15
II.1.4.1.2 Traitement et coulage vers stock	15
II.1.4.2 Gasoil : 1 ^{er} soutirage (2 nd side line)	16
II.1.4.2.1 Refroidissement	16

II.1.4.2.2 Traitement chimique (élimination du soufre)	16
II.1.4.3 Gasoil 2 ^e soutirage : (3rd sideline).....	16
II.1.4.3.1 Refroidissement	17
II.1.4.3.2 Traitement chimique	17
II.1.4.4 Résidu : BRA	17
II.1.4.5 Reflux	17
II.1.4.5.1 1 ^{er} Reflux atmosphérique moyen (Atm 1-middle line oil)... 17	
II.1.4.5.2 2 ^{eme} Reflux atmosphérique moyen(Atm 2-middle line oil) .. 18	
II.1.5 Stabilisation	18
II.1.5.1 Colonne stabilisatrice (C- 201 201)	18
II.1.5.2 Refroidissement du fond de la colonne	18
II.1.5.3 Traitement chimique des L.P.G	18
II.2 Gaz plant (Fractional section)	19
II.2.1 Depropaniseur (C-201 202)	19
II.2.2 Deethaniseur (C-201 203)	19
II.2.3 Depentaniseur (C-201 204)	20
III.1 Introduction	22
III.2. Définition du procédé RFCC	22
III.3. Description du procédé de craquage catalytique RFCC	24
III.4. Principe de fonctionnement du procédé RFCC	25
III.4.1. Section réaction –régénération	25
III.4.1.1. Description du réacteur R 203101 de l'unité RFCC	25
III.4.1.1.1. LE RISER	25
III.4.1.1.2. LE DESENGAGEUR	26
III.4.1.1.3. LE STRIPPER	26
III.4.1.1.4. Alimentation en Charge du réacteur	26
III.4.1.2. Description du regenerateur r 203102 de l'unité RFCC	29
III.4.1.2.1. Le lit dense	29
III.4.1.2.2. La zone diluée	29
III.4.1.2.3. Fonction des cyclones du R 203102	30
III.4.2. Section de fractionnement	32
III.4.2.1. Vapeurs de tête de la colonne de fractionnement (C203 201)	32
III.4.2.2. Gasoil Leger L.C.O (light cycle oil)	32
III.4.2.2.1. Refroidissement du gasoil	32

III.4.2.3. Le gaz oïl lourd de recyclage H.C.O (Heavy Cycle Oil)	33
III.4.2.4. Le produit du fond de la colonne (C203 201)	33
III.4.2.5. Les reflux de colonne fractionnement	33
III.4.2.5.1. Reflux de tête	33
III.4.2.5.2. Reflux moyen	33
III.4.2.5.3. Reflux du fond	34
III.4.3. Section de gestion de catalyseur	34
III.5. Le Catalyseur du craquage catalytique :	34
III.5.1. Historique	34
IV.1 L'optimisation du taux du gasoil RFCC exempte de DR dans le brut.....	38
IV.1.1.Effet du pourcentage	39
IV.1.2.Effet de décantation	39
IV.2 L'optimisation de la quantité du gasoil RFCC recyclé pendant l'accroissement de son taux de production.....	40
IV.3 Détermination de la qualité de produit	41
V.1.Premier objectif	49
V.1.1.Effet de pourcentage	50
V.1.2.Effet de décantation	52
V.2.Deuxième objectif	53
V.3.Détermination de la qualité de produit	54
Conclusion générale	56
Bibliographie.....	i
ANNAXE.....	ii

LISTE DES FIGURES

	Page
<i>Figure (I-1)</i> les unités CDU, CRU et RFCC	5
<i>Figure (I-2)</i> Schéma montre des installations de raffinerie SBAA.	7
<i>Figure (II-1)</i> unité CDU	12
<i>Figure (II-2)</i> Schéma Du Procédé De Craquage Catalytique	23
<i>Figure (III-1)</i> Vue Partielle Des Sections Réaction/Régénérateur Et Fractionnement	24
<i>Figure (III-2)</i> Le Réacteur 203201	28
<i>Figure (III-3)</i> Le Régénérateur 203101	31
<i>Figure (IV-1)</i> Schéma De Montage	38
<i>Figure (V-1)</i> Evolution De La Couleur	56

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau I.1	Montre la capacité de la production annuelle.	7
Tableau II.1	Les coupes soutirées de distillation atmosphérique	12
Tableau IV.1	Indices de cétane des bases dans les deux cas, avec et sans l'ajout du gasoil RFCC dans le brut.	37
Tableau IV.1	Les quantités produites durant 10 jours du mois d'Avril 2018	40
Tableau V.1	Propriétés des échantillons de gasoil mélangés au brut	49
Tableau V.2	Caractéristiques de la coupe de gasoil retirée et celles d'un échantillon du gasoil fini	50
Tableau V.3	Distillat de brut + 5 % gasoil RFCC	50
Tableau V.4	Brut + 6 % gasoil RFCC	51
Tableau V.5	Brute + 7 % gasoil RFCC	51
Tableau V.6	Caractéristiques du distillat de fond de l'ampoule	53
Tableau V.7	Caractéristiques du distillat	53
Tableau V.8	Résultats d'analyse de gasoil retiré (distillat)	55

ABREVIATION

RFCC	(FCC = Fluid Catalytic Cracking) Craquage catalytique à lit fluidisé;
LCO	Light Cycle Oil
HCO	Heavy cycle oil
°API	Densité
LPG	(liquefied petroleum gas) ou GPL gaz de pétrole liquéfié
IC	indice de cétane
API	American Petroleum Institute

INTRODUCTION GENERALE

Depuis de nombreuses années, Le pétrole brut est l'un des matériaux en pleine expansion industrielle. Vue la richesse de l'Algérie en pétrole. Celui-ci, restant une matière première très importante et jouant un rôle primordial, demande une attention très particulière : du fait de son omniprésence dans tous les domaines de la vie.

Dans le schéma de raffinage le plus ancien et le plus simple possible, le gazole provient de la coupe moyenne (180 à 360°C) de distillation directe du pétrole brut. Cette voie demeure, évidemment, dans les raffineries modernes, mais elle s'accompagne d'autres flux susceptibles d'entrer dans la composition du pool gazole, bien que certains d'entre eux présentent des caractéristiques médiocres [1]. D'une autre façon, certains combustibles provenant d'une simple distillation sous pression atmosphérique (topping) sont remarquablement stables dans le temps, il n'en est malheureusement pas de même des combustibles qui sont issus d'une opération de destruction moléculaire, qui peut être un craquage thermique ou un craquage catalytique, la coupe moyenne issue du craquage catalytique, appelée Light Cycle Oil (LCO) se caractérise par un indice de cétane très faible. Et sa couleur peut varier de jaune ambré à la sortie des appareils de fabrication. Soit au bleu, soit au vert, etc. et au noir après quelques mois de stockage[2]. Donc, Son incorporation dans le pool devra être contrôlée et limitée. Pour qu'il réponde aux spécifications demandées tout en limitant les pertes.

le compromis entre quantité et qualité apparaît ici particulièrement étroit, afin de faire face à la demande du marché.

La raffinerie de SBAA réalisée en 2006 et considérée jusqu'à nos jours comme l'industrie la plus importante de la wilaya d'ADRAR a été doté d'une unité de craquage catalytique qui produit toute une gamme de produits pétroliers dont le gasoil (LCO) occupe une grande place à coté des essence et des gaz de pétrole liquéfiés (GPL). L'ajout de ce gasoil dans le pool destiné à la commercialisation ne doit se faire qu'après qu'il ai subis une série de traitement et d'ajout d'additif stabilisant qui ralentit la dégradation de ce gasoil et par conséquent celle du mélange final.

En cas d'indisponibilité de cet additif ou lorsque le produit ne répond pas aux normes, les raffineurs se trouvent dans l'obligation de le retirer du mélange et de l'envoyer vers l'unité de distillation atmosphérique pour être recycler avec le pétrole brut

Malheureusement cette opération abaisse l'indice de cétane des bases issues de la distillation atmosphérique qui en fait constituent la masse la plus importante du pool gasoil.

En ces circonstances les raffineurs se trouvent dans l'obligation d'optimiser la quantité de gasoil RFCC à traiter avec le pétrole brut, sans dégradation de l'indice de cétane du produit fini.

Dans ce travail, nous étudier l'influence de la quantité de gasoil RFCC recyclée, dans le brut, sur la qualité des coupes gasoil issues directement de la distillation atmosphérique du pétrole tout en cherchant à optimiser cette quantité.

Notre travail est subdivisé en deux parties essentielles :

La première est une étude bibliographique. Elle s'articule autour de trois chapitres :

- Le premier chapitre c'est la présentation de la structure d'accueil;
- La description de l'unité CDU est représentée dans Le deuxième Chapitre ;
- Le troisième chapitre présente l'unité de cracking catalytique RFCC ;

L'étude expérimentale qui a été faite au laboratoire de la raffinerie consistera d'une partie de la présentation de méthodes d'analyse et caractérisation et d'autre part la présentation des résultats des essais et leur discussion ;

Nous finirons ce travail par des résultats trouvés et des recommandations .

I.1 Introduction [3]

La raffinerie de Sbaa (W. Adrar) est implantée sur une surface totale de 84 hectares dont 37 hectares seront occupés par le process (soit un rectangle d'une longueur de 740m et une largeur 500m). Elle est sise sur la commune de Sbaa à quelques 44 km au Nord de la ville d'Adrar. Les coordonnées sont : longitude 00° 11'Ouest, latitude 27° 49'Nord. L'altitude moyenne est de 275 mètres.

Le site du projet est situé en plein désert du Gebi, à quelques 900 m d'une zone agricole rattachée au village de Sbaa, situé à l'Ouest du site. Hormis cette zone agricole, le paysage est un *no man's land*, dépourvu de toute végétation, d'habitations ou d'activités. Les conditions physiques témoignent de cette situation : pluviométrie 16 mm/an, humidité moyenne annuelle 24,5%, température moyenne annuelle 28,6%, etc.



Figure I.1 les unités CDU, CRU et RFCC

I.2 Situation géographique

La raffinerie d'Adrar est située sur le territoire de la commune de Sbaa à 40Km au Nord de la wilaya d'Adrar. Elle est limitée :

- ✚ au Nord : par la daïra de Tsabit.
- ✚ au Sud : par la commune de Gourara.
- ✚ à l'Ouest : par la commune de Sbaa.
- ✚ à l'Est : par un terrain non urbanisé.

I.3 Identification des installations de raffinerie SBAA [4]

Le projet de raffinerie SBAA d'Adrar, construit en 2006, se compose de 6 aires spécialisées comportant des installations suivantes :

- ✚ Unité process.
- ✚ Unité de stockage des produits finis.
- ✚ Unité des utilités et auxiliaires.
- ✚ Routes intérieures.
- ✚ Administration.
- ✚ Base de vie.

La Raffinerie dont la capacité nominale de traitement est de douze mille cinq cent (12 500) barils jour soit six cent mille (600 000) Tonnes/an environ de pétrole brut provenant des gisements situés dans la cuvette de Sbaa, Hassillatou, Dechiera, OTRA. Cette raffinerie est située à Sbaa dans la wilaya d'Adrar. La superficie de la raffinerie est de 37 hectares (soit un rectangle d'une longueur de 740m et une largeur 500m).

Elle se compose des unités de production, des utilités; d'une zone de stockage, d'une zone d'expédition, d'un centre enfûteur de propane et de butane, de bâtiments techniques et administratifs, ainsi que d'une base de vie. ces unités sont détaillées ci-dessous :

- ✚ Une unité de distillation atmosphérique de brute.
- ✚ Une unité de reformage catalytique de naphta.
- ✚ Une unité de craquage catalytique de résidu atmosphérique (RFCC).
- ✚ Une unité de séparation des GPL.
- ✚ Une salle de contrôle principale.
- ✚ Des bacs de stockage de produit pétroliers.
- ✚ Unités des utilités avec ses auxiliaires.



Figure I.2 : Schéma montre des installations de raffinerie SBAO.

I.4 Capacité de la production annuelle [4]

Tableau I.1 : Montre la capacité de la production annuelle.

Quantités (Tonnes/An)	Produits
20 500	Propane
32 500	Butane
10 000	Essence super
208 300	Essence normal
30 000	Kérosène (Jet A1)
238 400	Gasoil
13 000	Fuel oil

I.5 Principaux installations et équipements [4]

I.5.1 Unité distillation atmosphérique (CDU-U201)

Cette unité est conçue pour traiter 600 000 tonnes de brut par an (sa capacité limite est de 700 000 tonnes/an tandis que sa capacité minimale est de 420 000 tonnes/an).

Principales spécifications du brut traité :

Densité à 20°C = 0.834 g/l, teneur en NaCl : 8 mg/l, teneur en soufre : 0.14 %, acidité : 0.04 mg KOH/g.

Au vu de ces spécifications, le brut traité est classé comme étant un brut aromatique à faible teneur en soufre.

I.5.2 Unité reforming catalytique (CRU-U202)

L'unité reforming catalytique est conçue pour traiter la charge naphta produite par l'unité distillation atmosphérique.

Les produits de l'unité sont essentiellement du carburant sans plomb à haut indice d'octane : NO=96 dénommé couramment : super sans plomb, des L.P.G, du naphta léger (light naphta), naphta raffiné (refinedoil) : fond de C-202 202 (fond colonne d'évaporation), des gaz incondensables (combustible pour fours de l'unité) et de l'hydrogène (pour réactions du process).

I.5.3. Unité craquage catalytique fluidifié (RFCC-U203)

L'unité craquage catalytique est la 3e unité de production de la raffinerie.

Elle traite le résidu atmosphérique, sa capacité est de : 300 000 tonnes par an, elle produit du les essences, le gasoil léger, les G.P.L (L.P.G), le slurry et les gaz incondensables.

I.5.4. Unité des utilités avec ses auxiliaires

- **Présentation du Service utilités**

Les utilités sont composées des unités suivantes ;

- ✚ Unité de réception eau brute **U404**.
- ✚ Unité de traitement des eaux **U602**.
- ✚ Unité de production de vapeur **U601** Chaudière.
- ✚ Unité de production d'énergie électrique **U601** Turbine.
- ✚ Unité de distribution d'énergie électrique **U501**.

✚ Unité de production d'air comprimé **U603**.

✚ Unité d'exploitation d'eau de refroidissement **U401** et eau usée **U402**.

I.6 Capacité de la production et de stockage annuelle

I.6.1 Capacité théorique/produit

- CDU (U201) : 60×10^4 tonnes/an.
- CRU (U202) : 10×10^4 tonnes/an.
- RFCC (U203) : 30×10^4 tonnes/an.

I.6.2 Capacité réelle de production/produit

- CDU(U201) : 48×10^4 tonnes/an.
- CRU(U202) : 10×10^4 tonnes/an.
- RFCC(U203) : 24×10^4 tonnes /an.

I.6.3 Capacité de stockage/produit

- 76 900 m³.

I.6.4 Capacité de transfert

- 41 000 m³.

I.7 Le stockage des produits

- ✚ Trois bacs (toit flottante) de stockage du brut la capacité de chacun est de 6000 m³.
- ✚ Un bac pour le stockage de naphta (charge de démarrage) 1000 m³.
- ✚ Trois bacs pour le naphta (charge de reforming) 1000 m³.
- ✚ Six bacs pour l'essence normale 90 avec une capacité de 3000 m³ pour chacun.
- ✚ Un bac d'essence super 96 de 500 m³.
- ✚ Deux bacs de 500 m³ d'essence non conforme.
- ✚ Quatre bacs de gasoil, 4000 m³ capacité de chacun.
- ✚ Quatre bacs pour le kérosène de 500 m³.
- ✚ Deux bacs de diesel non conforme de 500 m³.
- ✚ Trois bacs de 3000 m³ pour le fuel (charge de RFCC).
- ✚ Quatre bacs de 300 m³ pour le fuel (alimentation de chaudière).
- ✚ Deux sphères de capacité de 1000 m³ de propane.
- ✚ Trois sphères de 1000 m³ pour butane.
- ✚ Deux sphères de 400 m³ pour LPG (charge).
- ✚ Une sphère de 400 m³ pour LPG non conforme.

II.1 Distillation atmosphérique [5]

Cette unité est conçue pour traiter 600 000 tonnes de brut par an (sa capacité limite est de 700 000 tonnes/an tandis que sa capacité minimale est de 420 000 tonnes/an) .



Figure II.1 unité CDU

De façon générale. Cette unité produit les coupes suivantes [6] [7] :

Tableau II.1 : les coupes soutirées de distillation atmosphérique

Point d'ébullition	>20°C	20-100 °C	100-200°C	200-300°C	400°C	500
Produit	gaz	Naphta	essence brut	kérosène et fioul d'avion	mazout et diesel	résidu solide

II.1.1Préchauffage du brut

Le brut est aspiré à partir du bac de stockage par la pompe de charge et refoulé à travers une batterie d'échangeurs constituant le train de préchauffe.

En premier lieu, le brut passe à travers 04 échangeurs situés sur 04 tronçons parallèles : E-201 101 /1.2 et E-201 102 /1.2 ou il est chauffé respectivement par les vapeurs de tête des colonnes de préflash et atmosphérique : C- 201 101 et C - 201102.

Après échange thermique, le brut retrouve la ligne principale à la température de 91°C.

Le préchauffage du brut continue à travers les échangeurs [5] :

E 201-103 (brut-kerosene) , E- 201104 (brut gasoil : 1^{er} soutirage (first side line) , E 201-105 (brut-1^{er} reflux atmosphérique : first medium line) à la sortie de cet échangeur le brut a une température de 126 °C .

A cette température, le brut subit l'opération de dessalement électrique dans trois dessaleurs places en série.

Après le dessalement, le préchauffage du brut continue à travers une autre série d'échangeurs :

E 201 106 / 1.2 (brut-résidu) , E 201 107 (brut- gasoil : 1^{er} soutirage (2ndsideine)), E- 201 108 (brut-gasoil : 2^e soutirage (2ndsideline)) ,E -201 109 / 1.2(brut-1^{er} reflux atmosphérique (first medium line)) , E- 201 110 / 1.2 (brut- résidu) , E -201 111 / 1.2(brut-2^e reflux atmosphérique (2nd medium line)) , E- 201 112 / 1.2 (brut-residu) , E- 201 113 (brut-gasoil : 2^e soutirage (3rd sideline)) , à la sortie , le brut a une température de 242 °C .

A cette température , le brut entre dans la colonne de préflash C 201 101 au niveau du plateau 21 , celui-ci étant partiellement vaporisé , les vapeurs migrent vers la tête de la colonne alors que la partie liquide tombe au fond .

Après transfert thermique avec les échangeurs E- 201 101 / 1.2 , les vapeurs sont refroidies dans les aéroréfrigérants : A-201 101 / 1.2 et les condenseurs : E- 201 124 / 1.2 .

Le mélange biphasique (liquide + gaz) est récupéré dans le ballon de reflux D- 201 102 où règne une pression de 0.25 Mpa et une température de 40 °C .

Le maintien de la pression dans le ballon est assuré grâce à la régulation de la vanne automatique de dégazage , celle-ci en cas de surpression évacue les gaz incondensables vers le ballon de séparation D- 201 104 d'où ils sont envoyés vers le four F -201 101 .

Une partie du liquide de D -201 102 est refoulée par la pompe P- 201 102 / 1.2 vers la tête de la colonne C- 201 101 (reflux de tête) , tandis que l'autre partie est refoulée par la P -201 103 / 1.2 comme charge de la colonne stabilisatrice C- 201 202 .

Le brut flashé du fond de la colonne C- 201 101 est aspiré par la P- 201 104 / 1.2 et est refoulé à travers les échangeurs E- 201 123 (brut- 2^e reflux atmosphérique (2nd medium line)) et E- 201 114 (brut-résidu) .

II.1.2 Chauffage du brut

Le chauffage du brut se fait au niveau du four atmosphérique F 201 101 : qui est un four cylindrique vertical.

A la sortie de E- 201 114, le brut a une température de 262 °C, il entre par deux passes au niveau de la zone de convection du four F- 201 101, puis traverse la zone de radiation où se fait l'essentiel du transfert thermique.

A la sortie du four, le brut a une température de 360 °C.

II.1.3 Vapeur stripping

La zone de convection du four F- 201 101 est utilisée pour produire de la vapeur stripping. En effet la vapeur basse pression est chauffée jusqu'à obtenir une vapeur surchauffée à une température de 400 °C et une pression de 0.3 Mpa .

La vapeur stripping est injectée au fond de la colonne atmosphérique C 201 102 et au niveau du stripper C- 201 103.

II.1.4 Colonne atmosphérique C- 201 102 [6] [7] [8]

Le brut entre dans la colonne atmosphérique par la zone de flash, au niveau du plateau 47 . Les fractions légères migrent vers la zone de rectification tandis que le brut réduit tombe au niveau de la zone d'épuisement au fond de la colonne.

La pression de tête est de : 0.05 Mpa, tandis que la température de tête est de 130 °C .

Les vapeurs de tête échangent de la chaleur avec les E- 201 102 / 1.2 , leur température décroît à 100 °C , puis sont refroidies dans les aëroréfrigérants : A 201 102 / 1.2.3.4 et les condenseurs : E- 201 125 / 1.2 a' une Température de 40 °C .

Le mélange (liquide + gaz) partiellement condense est recueilli dans le ballon de reflux D- 201 103 .

Le dégazage au niveau du D- 201 103 se fait vers le ballon de séparation D- 201 124 ou les Gaz sont envoyés vers le four atmosphérique F- 201 101 comme combustible.

La phase liquide du ballon aspirée par la P- 201 105 / 1.2 est refoulée dans deux directions différentes : une partie est refoulée vers la tête de la colonne comme reflux, l'autre partie est refoulée vers le bac de stockage et sera utilisée comme constituant principal de la charge de l'unité reforming catalytique.

II.1.4.1 Le kérosène (1st sideline)

Coupe du kérosène : 165 °C – 240 °C .

Le kérosène est soutiré à partir du 12^e et 14^e plateau de la colonne C-201 102, puis, il est admis dans le stripper C- 201 103 (1^{er} tronçon) au niveau du 1^{er} plateau.

Le rebouillage du fond se fait grâce à l'échange thermique avec le gasoil :2^e soutirage (3rd sideline) au sein du rebouilleur : E-201 115, les vapeurs des fractions légères retournent vers la colonne : C- 201 102 au niveau du plateau 11.

II.1.4.1.1 Refroidissement du kérosène

Le kérosène rebouilli est aspiré par la P-201 106 / 1.2 a' une température de 202 °C et refoulé à travers : E-201 103 (échange thermique avec le brut), T sortie = 108°C, puis à travers le E 201 117 (condenseur a' eau),T sortie = 45°C .

II.1.4.1.2 Traitement et coulage vers stock

Le kérosène refroidi est reparti en deux : une partie alimente la ligne de gasoil : 2nd sideline (Comme ajout au gasoil), l'autre partie est envoyée vers la section traitement de l'unité. Celle-ci comprend :

- **La tour D-201 125 :**

Cette tour à lit est traversée par le kérosène du fond au sommet, à la sortie la couleur du produit est améliorée.

- **Les deux tours D-201 108/1.2 :**

A la sortie de la tour D-201 125, le kérosène est admis dans les deux tours : D- 201 108/1.2 . Une solution alcaline de 10 % ainsi que l'air instrument sont injectés dans les deux tours : D-201 108/ 1.2 .

Après réaction du kérosène avec la solution catalytique (solution alcaline) en présence d'air, les mercaptans sont éliminés et l'acidité est améliorée .

- **Le ballon de décantation : D- 201 126 :**

A la sortie de D-201 108/1.2 , le kérosène est admis dans le ballon de décantation D-201 126 .

Après décantation le kérosène est aspiré par la pompe P 201 125 et refoule à travers les deux tours : D-201 109/1.2 a lit argileux, cela pour éliminer les traces de soude entraînées...etc.

- **Les deux filtres SR : 201 101/1.2 :**

Finalement, le kérosène est filtré à travers les deux filtres SR : 201 101 / 1.2 pour l'élimination des traces d'eau et d'autres impuretés encore présentes.

Après cela, le kérosène est expédié vers le bac de stockage.

II.1.4.2 Gasoil : 1^{er} soutirage (2ndsideline)

Coupe : 240 °C - 300 °C

Ce gasoil est soutiré à partir du plateau 28 de la colonne atmosphérique : C - 201 202 puis est admis dans le stripper C- 201 103 (partie centrale), le fond est chauffé avec de la vapeur stripping tandis que les vapeurs des fractions légers retournent à la colonne atmosphérique au niveau du plateau 27.

II.1.4.2.1 Refroidissement

Le gasoil strippé est aspiré par la P-201 107 à une température de 238 °C , refoule à travers E-201 107, E- 201 104 : (échange avec le brut), T sortie = 116°C puis à travers le condenseur à eau : E- 201 118 , T sortie : 60°C .

II.1.4.2.2 Traitement chimique (élimination du soufre)

Ce traitement se fait dans la tour : D-201 110 composée de deux ballons : un ballon inférieur et un ballon supérieur.

Une solution alcaline de 04 % est injectée dans la ligne de gasoil à l'entrée du ballon inférieur.

Après lavage du gasoil par la soude, le mélange est introduit dans le ballon inférieur où il subit une séparation par l'action d'un champ électrique.

La solution de soude usée (réagit) est récupérée au fond du ballon tandis que le gasoil lavé quitte le ballon par le sommet.

Le gasoil sortant subit un deuxième lavage à l'eau fraîche à l'entrée du ballon supérieur.

La séparation entre le gasoil raffiné et 'eau de lavage s'effectue dans le ballon supérieur sous l'action d'un champ électrique.

L'eau brute est recueillie au fond du ballon tandis que le gasoil raffiné(à teneur en soufre répondant aux normes) sort par le sommet et est expédié directement vers le stockage .

II.1.4.3 Gasoil 2^e soutirage : (3rd sideline)

Coupe : 300 °C – 360 °C.

Ce gasoil est soutiré à partir du plateau 40 de la colonne atmosphérique puis est admis au niveau du stripper inférieur de C-201 103.

Le fond est chauffé par de la vapeur stripping, les vapeurs des fractions légères retournent vers la colonne au niveau du plateau 38 .

II.1.4.3.1 Refroidissement

Le gasoil strippé est aspire par la pompe P- 201 108 et refoule à travers une batterie d'échangeurs :

E- 201 113 (chauffage brut), E- 201 115(rebouillage kérosène), E-201108(chauffagebrut), E 201 201 (chauffage de la charge de la colonne stabilisatrice C- 201 201), E- 201 206 pour le chauffage de la charge du dépropaniseur et E- 201 119 : condenseur à eau.

A la sortie du condenseur E-201-119 , le gasoil acquiert une température de 60 °C .

II.1.4.3.2 Traitement chimique

Ce traitement se fait dans la tour D-201 111 : composée de deux ballons : un ballon inférieur et un ballon supérieur.

Le même principe de traitement que celui du 1^{er} gasoil est appliqué, à la sortie du ballon supérieur le gasoil raffine a une teneur en soufre répondant aux normes.

Finalement, le gasoil est expédié vers le bac de stockage.

II.1.4.4 Résidu : BRA

Coupe : > à 360°C.

Le résidu est soutiré à partir du fond de la colonne atmosphérique.

Refroidissement :

Le résidu est aspire par la pompe P – 201 111 / 1.2 et refoule a travers une série échangeurs : E- 201 114, E-201 1112 / 1.2, E-201 110 / 1.2, E-201 106 / 1.2 pour le chauffage du brut.

A la sortie de E-201 106, une partie du résidu alimente directement l'unité de craquage Catalytique (comme charge), tandis que l'autre partie passe à travers le condenseur à eau E-201 120 et expédiée vers le bac de stockage.

II.1.4.5 Reflux

En plus du reflux de tête, la stabilisation thermique de la colonne est assure par deux autres reflux : le 1^{er} reflux moyen atmosphérique (Atm 1-middle line oil) et le 2^e reflux moyen atmosphérique (Atm 2-middle line oil) .

II.1.4.5.1 1^{er} Reflux atmosphérique moyen (Atm 1-middle line oil)

Ce reflux est soutire par la pompe P-201 109 / 1.2 à partir du 18^e plateau, refroidis à travers les échangeurs E-201 109 et E-201 105 puis retourne à la colonne au niveau du plateau 16 à la température = 150°C.

II.1.4.5.2 2^{ème} Reflux atmosphérique moyen (Atm 2-middle line oil)

Ce reflux est soutire par la pompe P-201 110 à partir du plateau 32, refroidis à travers les échangeurs : E-201-123, E201 204 (rebouilleur du stabilisateur C : 201 201), E 201 111 / 1.2 puis retourne à la colonne atmosphérique au niveau du plateau 30 à la T°= 213°C.

II.1.5 Stabilisation

La stabilisation de la charge de l'unité gaz plant (vapeurs de tête condensées du ballon de reflux de la colonne de préflash) est réalisé au niveau de la colonne stabilisatrice C- 201201.

II.1.5.1 Colonne stabilisatrice (C- 201 201)

La charge est aspirée par la pompe P-201 201 / 1.2 à partir du ballon dereflux D- 201 102 de la colonne de préflash et refoulée pour chauffage à travers les échangeurs E-201 201 (fluide chauffant :gasoil 2^e soutirage) et E 201 202 (fluide chauffant : fond de la colonne C-201 201) .

L'alimentation de la colonne : C-201 201 se fait au niveau du 25^e plateau à une température de 126 °C .

Les vapeurs de tête de la colonne sont condensées au niveau du condenseur E-201 203 et recueillies dans le ballon de reflux D-201 201.

Les fractions condensées (L.P.G) sont aspirées par la P-201 201 et sont refoulées vers la tête de la colonne comme reflux et vers le circuit de refroidissement.

Les incondensables sont évacués vers le réseau fuel gaz par l'intermédiaire de la vanne automatique de dégazage.

La température et pression de tête de la colonne sont respectivement 84.2 °C et 1.03 Mpa tandis que la température du fond est de 215.4 °C.

Le rebouillage du fond de la C-201 201 se fait avec le 2^e reflux atmosphérique moyen (Atm 2-middle line oil).

II.1.5.2 Refroidissement du fond de la colonne

Le refroidissement du fond se fait à travers E-201 202 (chaleur cédée sera utilisée pour le chauffage de la charge de la C-201 201) et le condenseur à eau E-201 205.

Le fond refroidi sera l'un des constituants de la charge de l'unité reforming.

II.1.5.3 Traitement chimique des L.P.G

Si la teneur en soufre des L.P.G est élevée , un raffinage est réalisé soit dans la section raffinage chimique de l'unité craquage catalytique si elle est en marche ou dans celle de l' unité distillation atmosphérique.

Traitement dans la section de l'unité distillation :

Une injection d'une solution alcaline de 10 % est réalisée par la pompe P-201 117 dans la ligne des L.P.G, après lavage la séparation entre la soude usée et les L.P.G raffinés se fait au niveau du ballon D-201 106.

Un 2^e lavage à l'eau fraîche des L.P.G est réalisé par la P-201 116 afin éliminer tout reste de soude, la séparation se fait au niveau du ballon : D-201 107.

A la sortie du D-201 107, les L.P.G raffinés ont une teneur en soufre répondant aux normes.

II.2 Gaz plant (Fractional section) [3]

II.2.1 Depropaniseur (C-201 202)

En plus des L.P.G de l'unité distillation atmosphérique, les L.P.G des unités reforming Catalytique et craquage catalytique sont recueillis dans le ballon accumulateur D-201 202.

La charge du dépropaniseur est aspirée par la P-201 202 / 1.2 et refoulée à travers l'échangeur E-201 206 (échange thermique avec le gasoil 2^e soutirage).

L'alimentation de la colonne se fait au niveau du 27 plateau à une température de 70.6 °C.

Les vapeurs de tête sont refroidies par le condenseur E-201 207 et recueillies dans le ballon de reflux D-201 203.

La phase liquide du ballon D-201 203 est aspirée par la P-201 203 / 1.2, une partie est refoulée vers la tête de la colonne comme reflux, l'autre partie sert de charge d'alimentation du dééthaniseur .La pression et la température de tête sont respectivement : 1.58 Mpa et 43.2 °C .

Le rebouillage du fond de la colonne se fait avec de la vapeur à 1.0 Mpa et 250 °C au niveau du E- 201 208, la température du fond est de 97.7 °C.

Fond de la colonne :

Le fond du dépropaniseur constitue par la coupe du butane, alimentera le dépentaniseur et servira de charge pour cette colonne.

II.2.2 Deethaniseur (C-201 203)

La charge du deethaniseur est constituée de la phase liquide du ballon de reflux du dépropaniseur.

L'alimentation de la colonne se fait par la P-201 205 / 1.2 au niveau du plateau 19 à une température de 40 °C.

Les vapeurs de tête constituées essentiellement d'éthane sont refroidies par le condenseur E-201 110, le mélange bi phasique est recueilli dans le ballon de reflux D-201 204.

Le dégazage des incondensables se fait vers le réseau fuel gaz, la phase liquide est refoulée par la P-201 205/1.2 vers la tête du deethaniseur comme reflux.

Les pressions et températures de tête sont respectivement : 2.73 Mpa et 49.1 °C.

Le rebouillage du fond de la colonne se fait au niveau de E- 201 211 par une eau chaude (T=115 °C, P=0.35 Mpa) venant de l' unité craquage catalytique.

La température du fond est estimée à 69 °C.

Refroidissement du fond :

Le fond de la colonne constitue de propane commercial sera refroidi à travers le condenseur E-201 112 (T° de sortie : 40 °C) et sera expédié vers les sphères pour stockage.

II.2.3 Depentaniseur (C-201 204)

La charge de cette colonne est constituée du fond du dépropaniseur, l' alimentation se fait au niveau du 19^e plateau à une température de 44.1 °C.

Lors de la séparation à l'intérieur de la colonne, les vapeurs de tête sont refroidies dans le condenseur E-201 213, les produits (liquide + gaz) sont accumulés dans le ballon de reflux D-201 205.

Les gaz incondensables sont évacués vers le réseau fuel gaz, la phase liquide aspirée par la P-201 206/1.2 est constituée de butane commercial dont une partie est refoulée vers la tête de la colonne comme reflux.

Les pressions et températures de tête sont respectivement de : 0.37 Mpa et 41.6 °C.

Le rebouillage du fond est réalisé au niveau de E-201 114 par de la vapeur, la température dans cette zone de la colonne est de : 83.3 °C.

Refroidissement du fond de la colonne :

Le fond aspire par la P-201 207/1.2 est refroidi dans le condenseur E-201-115 et expédié vers stock comme : naphta léger (light naphta) qui sera un des constituants de la charge de l'unité reforming.

III.1 Introduction

Le procédé de craquage catalytique est devenu l'un des plus importants procédés au sein d'une raffinerie moderne est souvent considéré comme étant le "cœur des raffineries" et joue un rôle économique primordial [9]. Le craquage en lit fluidisé a été introduit en Algérie dans le cadre de la construction de la raffinerie d'Adrar en 2006 et demeure jusqu'à nos jours une technologie non maîtrisable en raison de ses problèmes d'exploitation liés à sa complexité. La maîtrise du procédé de l'unité RFCC (Unité 203) demeure un défi incontournable pour le staff relevant de la structure fabrication.

III.2. Définition du procédé RFCC [10]

Le craquage catalytique en lit fluidisé est un procédé de conversion qui a pour but de transformer, en présence d'un catalyseur, les coupes lourdes à longues chaînes d'hydrocarbonés en coupes légères pour être utilisés dans la fabrication des carburants [11]. L'objectif de procédé est d'avoir le maximum de produits à haute valeur marchande. En présence d'un catalyseur et à haute température (550 - 650 °C) et à pression atmosphérique, on casse les grosses molécules hydrocarbonées pour l'obtention de petites molécules [12]. Le but de cette unité RFCC est de transformer le résidu par l'unité de distillation atmosphérique (unité 201) lors du traitement du pétrole brut en produits finis. Le procédé RFCC s'effectue en absence d'hydrogène et le produit synthétisé est un hydrocarbure insaturé en aromatique, éthylénique servant de base à la confection des essences et autres produits. Le RFCC est un procédé de conversion d'une variété de charges allant du gasoil lourd jusqu'au pétrole brut lourd.

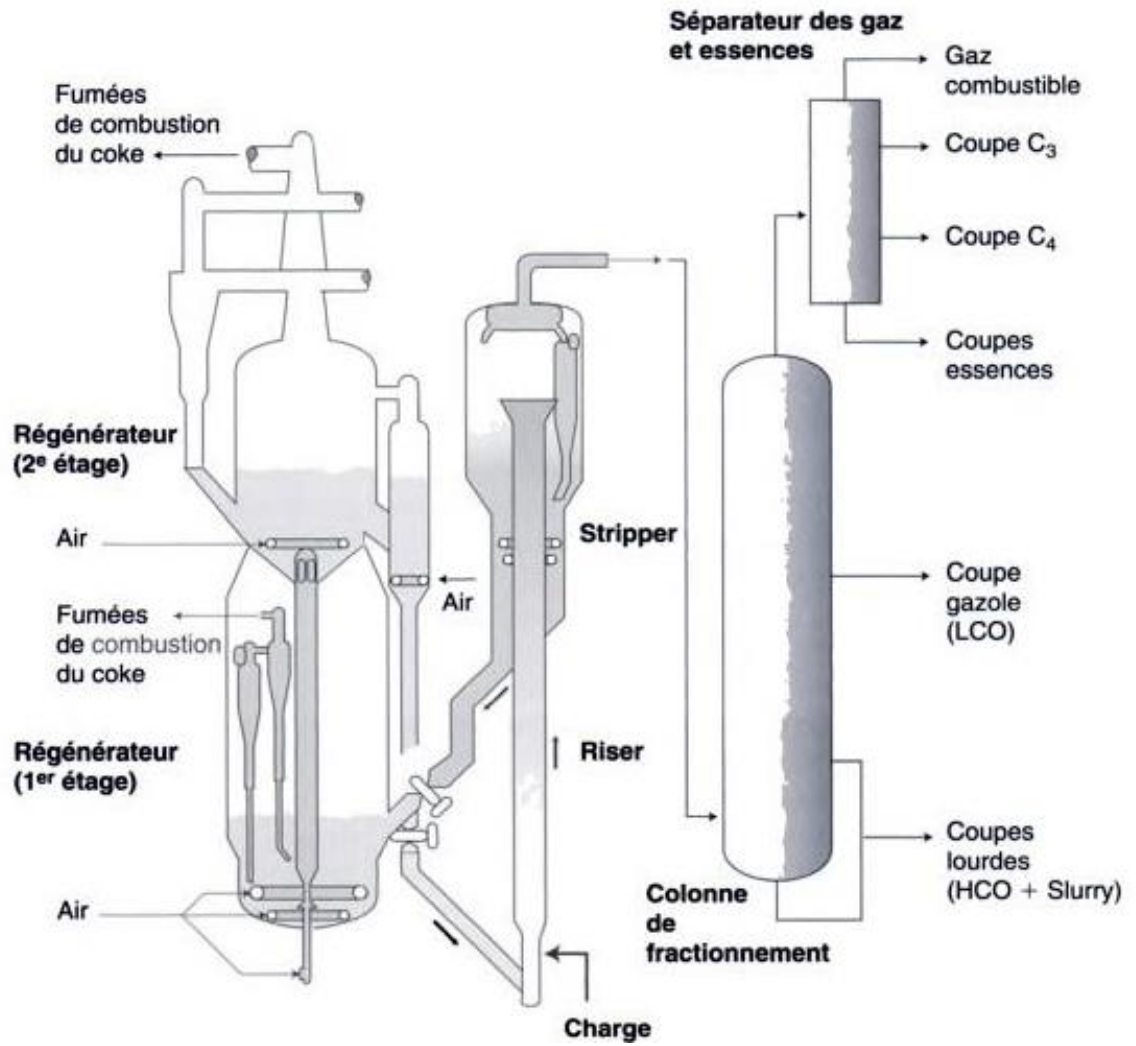


Figure II.1 : Schéma du procédé de craquage catalytique [13]



Figure III.1. Vue partielle des sections Réaction/Régénérateur et Fractionnement

III.3. Description du procédé de craquage catalytique RFCC

Le procédé FCC est le procédé le plus employé pour valoriser les fractions lourdes et est caractérisé par l'utilisation d'un catalyseur en poudre qui se déplace dans le réacteur ; et les configurations d'écoulement peuvent varier selon la configuration précise du réacteur [14]. Les particules du catalyseur sont d'une telle taille qu'une fois aérée avec un courant d'air ou d'hydrocarbure, le catalyseur se comporte comme un liquide et peut être transporté via des pipes[15][16]. La charge du procédé RFCC est le résidu (BRA) de fond de colonne (C201-101) de l'unité de distillation atmosphérique. Cette charge vaporisée et le catalyseur passe dans une chambre de réaction où le catalyseur, toujours dispersé dans l'hydrocarbure se vaporise et forme un lit dans la chambre de réaction. Les vapeurs craquées traversent des cyclones situés au-dessus de la chambre de réaction, et la poudre du catalyseur est éjectée en se séparant des vapeurs par la force centrifuge. Les vapeurs craquées entrent dans la colonne de fractionnement pour la séparation du gasoil lourd, l'essence formée, les gaz et autres coupes lourdes. Avec la contamination du catalyseur par le coke, ce dernier est retiré sans interruption du fond du réacteur et soulevé au moyen d'un jet d'air dans un régénérateur où le coke est enlevé par une combustion commandée, Le

catalyseur régénéré est transporté et injecté avec l'alimentation fraîche, où la chaleur du catalyseur est suffisante pour vaporiser l'alimentation fraîche avant qu'elle n'atteigne le réacteur.

III.4. Principe de fonctionnement du procédé RFCC [17]

Généralement le processus de fonctionnement est constitué de quatre (04) sections principales :

- ❖ Section réaction / régénération
- ❖ Section de gestion de catalyseur (usé et frais).
- ❖ Section de fractionnement.
- ❖ Section de traitement de fumées générées par le générateur.

III.4.1. Section réaction –régénération

Cette section est la plus importante, elle se compose essentiellement d'un réacteur et d'un régénérateur. Le catalyseur maintenu en état de fluidisation (mobile) circule continuellement à la manière d'un liquide entre le réacteur et le régénérateur et qui définit le vecteur énergétique à la vaporisation de la charge et à la réaction de craquage endothermique. Le procédé RFCC en lit fluidisé se caractérise par un fonctionnement rapide, basé sur l'équation thermique réalisée en permanence entre le réacteur et le régénérateur. L'énergie nécessaire provient du régénérateur issu de la combustion de coke, ce dernier se dépose sur le catalyseur dans le Riser et le désactive. L'équilibre et le besoin de l'unité en énergie thermique est fourni au système par le four (F203101) installé au-dessous du régénérateur (R203102).

III.4.1.1. Description du réacteur R 203101 de l'unité RFCC

Le principe de fonctionnement du Réacteur R 203101 de l'unité RFCC de la raffinerie d'Adrar est représenté dans la (**figure III. 2**) et se distingue par les différents composants suivants :

III.4.1.1.1. LE RISER

Le **RISER** du réacteur **R 203101** est l'élément tubulaire principal du réacteur, d'une hauteur de 37.500 mètres et différents diamètres (**0.450 x 0.650 x 0.690 m**) enceinte où se déroule la réaction de craquage grâce à l'injection de la charge lourde (**BRA**) en pied de riser au sein d'un lit de catalyseur chaud et circulant. L'écoulement à l'intérieur du **RISER** est complexe : tridimensionnel, in stationnaire, multiphasique, réactif, turbulent avec transfert de masse et de chaleur. La température du catalyseur entrant est plus élevée que celle de l'alimentation et pourvoit la chaleur requise pour la vaporisation, dans les conditions normales, le rapport des débits

massiques de catalyseur et de la charge d'hydrocarbure varie de 4 à 9. La charge d'HC vaporisée constituée de chaînes carbonées longues se transforme en hydrocarbures plus légers (chaînes carbonées plus courtes) grâce à l'action des particules de catalyseur. Durant cette phase de réaction, le coke produit solide généré se dépose sur le catalyseur et le désactive. Le temps de séjour du catalyseur et des vapeurs HC dans le riser est de l'ordre de quelques secondes (2.5 à 2.9), la température au sommet du riser est comprise entre 700° et 750°C.

III.4.1.1.2. LE DESENGAGEUR

Zone de séparation située en haut du **RISER** sert comme désengagement des produits de craquage et du catalyseur usé qui comporte souvent une séparation primaire en sortie de riser et une séparation secondaire cyclonique. Le réacteur de l'unité RFCC (U203) est équipé de deux (02) étages de cyclones pour éviter que les particules du catalyseur soient entraînées avec les gaz d'HC. Généralement les cyclones sont considérés en équilibre thermique avec la partie de séparation parce qu'aucune réaction de craquage n'a lieu dans les cyclones.

III.4.1.1.3. LE STRIPPER

Zone de séparation ultime des gaz et du reste de catalyseur usé. Le catalyseur utilise s'écoule dans le stripper situé en bas du réacteur où les HC restants sur sa surface sont extraits par injection de vapeur. Le catalyseur usé est renvoyé à travers une ligne de transfert vers le régénérateur.

III.4.1.1.4. Alimentation en Charge du réacteur

Le résidu atmosphérique provenant à partir des bacs de stockage et de l'unité atmosphérique est aspiré par la pompe (P203 404/1.2), il traverse un mixeur (MI203 202) pour être homogénéisé avant de l'envoyer au ballon tampon (D203 201). Ensuite il est aspiré par la pompe (P203 2011/1.2) puis refoule à travers les échangeurs (E203 205/1.2) et (E203 210) où il est chauffé respectivement par le gasoil léger à 152°C puis par le fond de la colonne de fractionnement (C 203201) « le slurry » à 200°C. Le mélange : résidu atmosphérique chauffé + une partie recyclée du slurry + l'huile de recyclage H.C.O (Heavy Cycle Oil) constitue la charge du réacteur (Riser) (R 203 101). A l'entrée du réacteur la charge est atomisée par l'injection de vapeur. Le catalyseur chaud 690°C venant du régénérateur (R203 102) par la tubulure inclinée s'introduit dans le riser par la vanne à glissière puis entre en contact avec la charge. En contact avec le catalyseur chaud, la charge est complètement vaporisée, et les réactions de craquage catalytique sont amorcées. Au sommet du riser, les réactions sont complètes et la charge est convertie en produits. Le riser

DESCRIPTION DU PROCEDE DE CRAQUAGE CATALYTIQUE RFCC

débouche dans une enceinte, le désengager, où s'effectue la séparation des solides et des gaz. Le sommet du riser est équipé d'un système de séparation primaire des produit de la réaction et du catalyseur. Cette séparation doit être efficace pour éviter toute dégradation des rendements et de la qualité des produits de la réaction. Les produits gazeux passent ensuite dans un système de séparation cyclonique assurant la séparation finale, par centrifugation, des particules fines de catalyseur entraînées. La vapeur en sortie des cyclones est ensuite envoyée à la colonne de fractionnement (C203 201) alors que les solides récupérés sont envoyée au stripper du catalyseur.

Unité RFCC
Réacteur R 203101

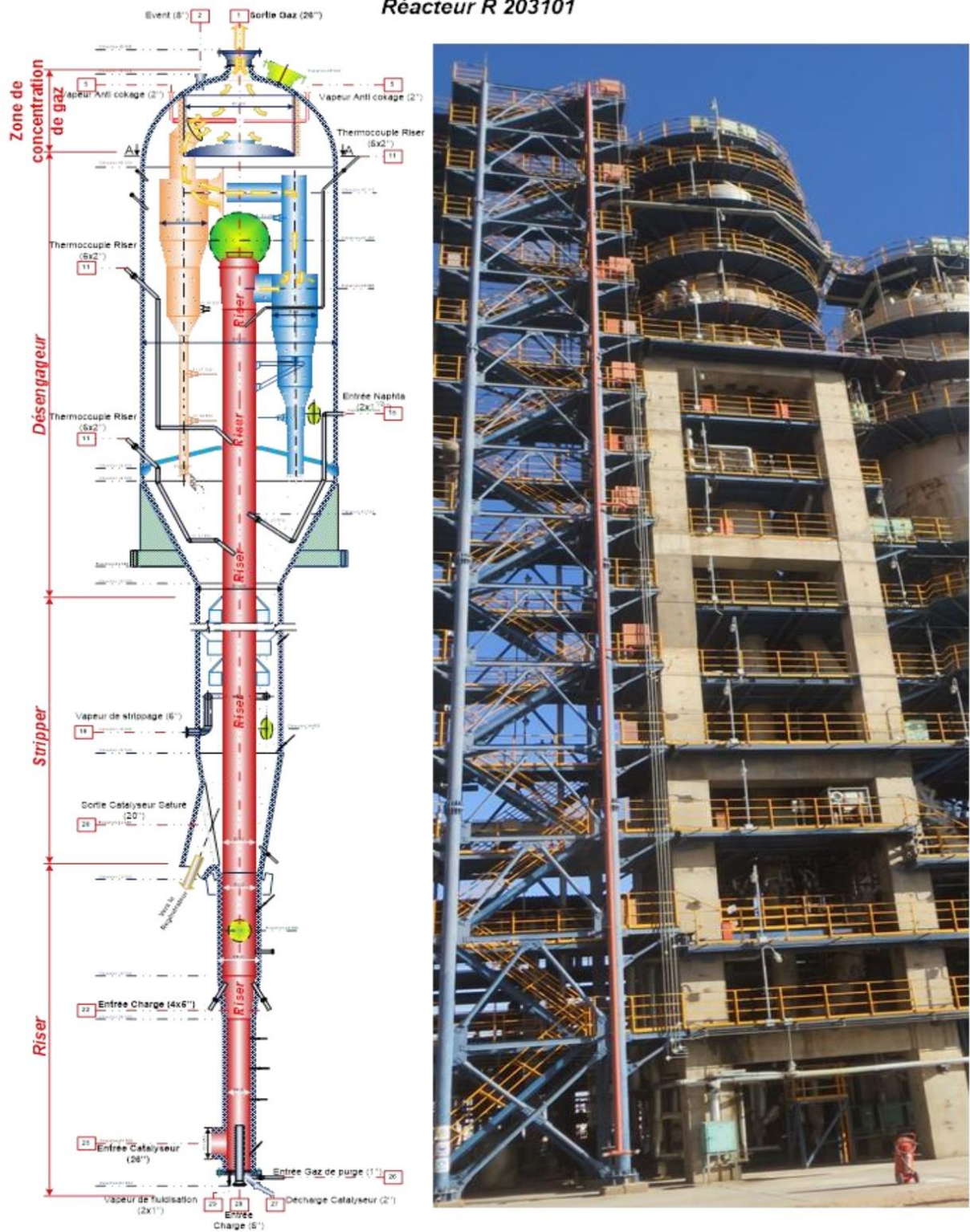
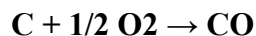
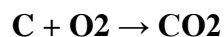


Figure III.2. LE RAECTEUR 203201

Le régénérateur **R203102** joue un rôle très important dans l'unité RFCC (U203). Il a deux rôles essentiels : - Réactiver le catalyseur par la combustion du coke. - Fournir la chaleur nécessaire pour la réaction de craquage endothermique dans le riser le catalyseur est régénéré, par combustion en lit fluidisé dense. Une fois régénéré, le catalyseur est renvoyé en pied de riser pour un nouveau cycle réactionnel. Dans le régénérateur, le catalyseur est réactivé par combustion du coke déposé à sa surface en utilisant l'air injecté à la base du régénérateur. Cette réaction de combustion sert également à maintenir la température du lit entre 650- 700°C pour le craquage. Le catalyseur régénéré est renvoyé en continu dans le riser à travers un autre circuit contenant une vanne à tiroir dont le rôle est de réguler l'écoulement du catalyseur régénéré, de maintenir la pression nécessaire dans le régénérateur et de le protéger d'un écoulement inverse. Le régénérateur R 203102 de l'unité RFCC fonctionne en un lit fluidisé constitué de deux parties communément appelées *lit dense* et *zone diluée*

III.4.1.2.1. Le lit dense

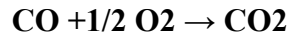
Il contient la majorité du catalyseur et est responsable de la régénération du catalyseur utilisé par les réactions de combustion du coke. La rétention du catalyseur dans le régénérateur R 203102 est supérieure à celle dans le réacteur R 203101 et le temps de séjour du catalyseur est beaucoup plus important que celui du catalyseur dans le réacteur. La dynamique générale de l'unité RFCC est dominée par la dynamique du R 203102. Les équations de réaction de combustion simplifiées sont donc les suivantes :



III.4.1.2.2. La zone diluée

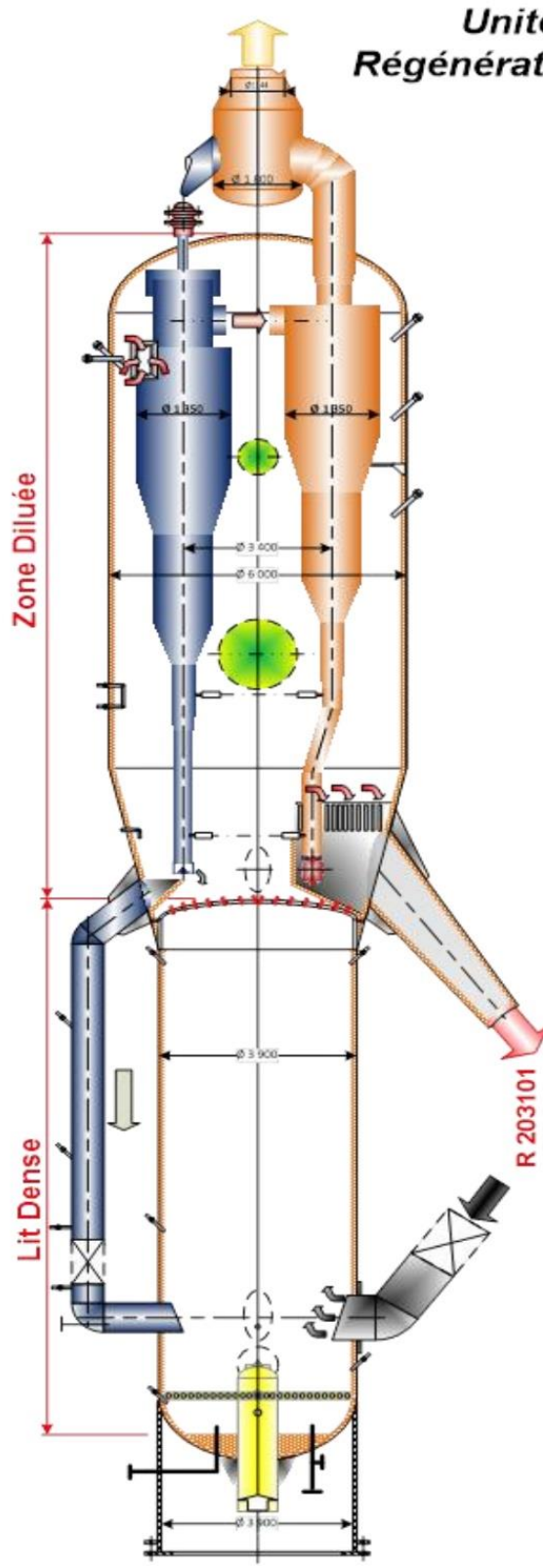
Les bulles de gaz traversent le lit dense et éjectent les particules de catalyseur dans la zone diluée, la densité du catalyseur est très faible dans cette zone, Les réactions de combustion du coke y sont négligées, mais il se produit des réactions en phase gazeuse qui oxydent le monoxyde de carbone en dioxyde de carbone.

L'oxydation du monoxyde de carbone dans la phase gazeuse constituée par la zone diluée obéit à l'équation :



III.4.1.2.3. Fonction des cyclones du R 203102 [18]

Les particules récupérées par les cyclones sont recyclées vers la zone dense, il existe une grande interaction dynamique entre la zone dense et la zone diluée. Les cyclones du R 203102 sont modélisés comme ceux du réacteur R 203101. L'oxydation de CO en CO₂ dans les cyclones du régénérateur R 203102 peut se produire s'il y a un excès d'oxygène.



Unité RFCC
Régénérateur R 203102



CARACTERISTIQUES TECHNIQUES

- Design code & Spc. ASME VIII – I
- Fluide Air + Catalyseur
- Temp. de Service 700°
- Pression de Service 1.54 ± 2 bars.
- Design Temp. 300°C (Peau)
- Design Pression 3 bars.
- Nuance Matériau SA 516 Gr 60.
- Coef. Soudure 1
- S/Corrosion 3 mm.
- PWHT NA
- Lining 100 mm
- NDE RT:100%-UT: Spot.
- Facteur Sismique NA
- Vitesse du vent 116 Km/h.
- Poids total /

Schéma: Extrait du plan N°70-101/01 05/2005

RAFFINERIE D'ADRAR
Département Technique
Service Inspection

Sept. 2015

Figure III.3. LE REGENERATEUR 203101

III.4.2. Section de fractionnement

L'effluent provenant du réacteur du RFCC est envoyé vers une colonne de fractionnement qui assure la séparation en produits, depuis les très légers "LPG"; jusqu'aux produits lourds tels que LCO ; HCO et slurry dont leur point final avoisine les 650°C . La particularité de cette colonne est qu'elle reçoit dans sa partie basse une charge complètement vaporisée et de surcote surchauffée, il faut donc réaliser des extractions de calories sous forme de reflux circulants réparties tout au long de la colonne afin d'équilibrer les phases liquide et vapeur.

III.4.2.1. Vapeurs de tête de la colonne de fractionnement (C203 201)

Après séparation des produits dans la colonne, les vapeurs de tête sont refroidies dans les échangeurs (E203 201), dans les aéroréfrigérants (A203 201) puis dans les condenseurs (E203 202). Finalement le mélange biphasique "liquide + gaz" est recueilli dans le ballon de séparation (D203 203) à la T0 de 40°C environ. La phase liquide du ballon (D203 203) est aspirée par la pompe (P203 202 11.2) et refoulée dans deux directions différentes :

- ❖ Une partie est envoyée vers la colonne d'absorption
- ❖ L'autre partie est envoyée vers la section terminale du riser (réacteur)

III.4.2.2. Gasoil Leger L.C.O (light cycle oil)

Ce gasoil est soutiré du 13^{ème} et 14^{ème} plateau de la colonne de fractionnement (C203201)

III.4.2.2.1. Refroidissement du gasoil

Après stripping le gasoil est soutiré par la pompe (P203 204/1.2), il transmet sa chaleur au résidu Atmosphérique au niveau de l'échangeur (E203 205) au niveau de l'échangeur (E203206) et pour finir dans l'aéroréfrigérant (A203 203). En quittant l'aéroréfrigérant, le gasoil est refoulé dans deux circuits différents. L'autre partie passe à travers le condenseur (E203 208) ou elle est refroidie et envoyée vers la colonne d'absorption secondaire (C203 303) au niveau du 1^{er} plateau comme liquide absorption.

III.4.2.3. Le gaz oil lourd de recyclage H.C.O (Heavy Cycle Oil)

Le gaz oil lourd HCO n'est pas un produit final, il est recyclé au réacteur pour équilibrer la balance thermique.

Le HCO est une huile lourde de recyclage qui s'écoule directement dans le ballon (D203 202) à partir du 27^{ème} plateau de la colonne de fractionnement (C203 201). Aspire par la pompe (p203 20611.2) et refoule dans deux directions différentes :

- ❖ Une partie du H.C.O retourne au niveau du 28^{ème} plateau de la colonne de fractionnement(C203201).
- ❖ L'autre partie est mélangée avec le résidu atmosphérique BRA et part comme charge au réacteur (R203 101).

III.4.2.4. Le produit du fond de la colonne (C203 201)

Ce produit de fond appelé "slurry" est aspire par la pompe (P203 207/1.2) et refoulé pour échange de chaleur avec le reflux moyen au niveau de l'échangeur (E203 209) puis avec la vapeur saturée au niveau de l'échangeur (E203 211/1). A la sortie de l'échangeur (E203 211) T_{0C} =280°C, le produit « slurry » est divisé en deux parties :

- ❖ Une partie du slurry retourne au niveau de la base de la colonne de fractionnement comme reflux de fond .
- ❖ L'autre partie est filtrée dans le filtre de slurry (séparation des fines particules de catalyseur entraîne par l'effluent) puis refroidie dans le condenseur (E203 212) à T_{0C}=90°C ensuite envoyé vers stock comme combustible pour les chaudières.

III.4.2.5. Les reflux de colonne fractionnement

III.4.2.5.1. Reflux de tête

Il est soutiré à partir du 4^{ème} plateau de la colonne de fractionnement (C203 201) par la pompe (p203 203/1.2) traverse les échangeurs (E203 20311.2) où il cède sa chaleur à l'eau chaude, T^{°C}=90°C puis a l'aéroréfrigérant (A203 202/1.2), T^{°C} : 80°C Il retourne à la colonne de fractionnement au niveau du plateau no1.

III.4.2.5.2. Reflux moyen

Il est soutiré à partir du 17^{ème} plateau de la colonne de fractionnement (C203 201) par la pompe (P203 205/1.2), Il échange la chaleur avec le produit du fond de la colonne (C203 201) «

slurry » au niveau de l'échangeur (E203 209), puis transmis la chaleur au rebouilleur (E203 309) de la colonne stabilisatrice « débutaniseur » (C203 304), au rebouilleur (E203 308) du stripper « dééthaniseur » (C203 302), a l'eau chaude au niveau de l'échangeur (E203 204) puis il retourne à la colonne de fractionnement (C203 201) sous contrôle de la TRC21205 à la température de 190°C au niveau du 14eme plateau.

III.4.2.5.3. Reflux du fond

Le reflux circulant le plus important est le slurry en fond de colonne, c'est un circuit qui fonctionne avec de l'huile lourde contenant des fines particules de catalyseur perdues par les cyclones du réacteur et qui doit assurer plusieurs fonctions

- Il réalise la 1ère désurchauffe des vapeurs
- Il doit assurer un lavage efficace de la zone de charge afin d'éviter les dépôts de coke et une mauvaise distribution des vapeurs . Il doit assurer le sous-refroidissement du afin d'éviter sa dégradation thermique qui entrainerait des dépôts de produits lourds polymérisés aboutissant au bouchage des échangeurs durant l'arrêt.

III.4.3. Section de gestion de catalyseur

Cette section est constituée des silos de stockage de catalyseur, ces silos sont au nombre de trois, un silo est réservé au catalyseur usé et les deux autres pour le catalyseur frais. Les silos sont reliés au régénérateur par des tuyauteries de transfert de catalyseur. Le silo de catalyseur usé contient un volume de catalyseur supérieur à l'inventaire total de l'unité. Ce volume est nécessaire pour le chargement de l'unité lors d'un démarrage ou pour la vidange de l'unité lors d'un arrêt. Les silos de catalyseur frais sont équipés de modules de transfert de catalyseur, il s'agit d'une petite capacité dotée d'un automatisme contrôlant le transfert pneumatique de quantités déterminées de catalyseur frais vers le régénérateur.

III.5. Le Catalyseur du craquage catalytique :

III.5.1. Historique :

Les premiers catalyseurs solides utilisés pour le craquage sont des argiles naturelles type bentonite dont le constituant principal est la montmorillonite silicate d'aluminium hydratée refrénant peu de magnésie. Elles sont traitées à l'acide pour augmenter sa stabilité thermique et extraire les impuretés qui favorisent la formation du coke et des gaz légers.

DESCRIPTION DU PROCEDE DE CRAQUAGE CATALYTIQUE RFCC

En 1941, les premiers catalyseurs synthétiques étaient à base de Silice-Alumine 15 -17 % de Al_2O_3 , ils sont plus actifs et plus sélectifs et ne contiennent pas d'impuretés. Ils sont sous forme de pastilles, pour le craquage a lit mobile T.C.C et sous forme de poudre broyée pour le lit fluide (F.C.C).

35

En 1950, production des catalyseurs atomisés pour le F.C.C .microsphère de 60 μm de diamètre ce qui implique une augmentation de la fluidisation et diminution de l'attrition.

En 1954, un catalyseur synthétique $Al_2O_3 - SiO_2$ avec forte teneur en alumine 25-30% avec plus d'activité que le précédent .Production d'autres catalyseurs, mais les problèmes de stabilité et de sélectivité les ont fait abandonner.

En 1962/1963, catalyseurs zéolithiques, augmentation de l'activité, de la sélectivité et de la stabilité thermique.

En 1984, nouvelle génération de catalyseurs synthétiques Z.S.M.S: nouvelle zéolithe élaborée par Soconny Mobile Company, plus résistante thermiquement [19] .

Introduction

Le recyclage interne des produits pétroliers non conformes se fait dans toutes les raffineries, cette opération permet de récupérer des quantités importantes d'hydrocarbures et de les valoriser. Ce recyclage doit se faire sous control car les produits non conformes qu'ils soient légers ou lourds une fois introduits dans la charge principale généralement le pétrole brut- peuvent altérer la qualité des coupes soutirées. La raffinerie de SBAA est confrontée à ce problème et se trouve souvent face à des quantités importantes du gasoil RFCC non conforme. Cette non-conformité est due souvent à l'instabilité des paramètres opérationnels pendant les démarrages ou bien à l'absence de l'additif stabilisant agent DR. L'ajout de ce dernier au cour des opérations de traitements est absolument indispensable pour assurer une longue période de stabilité du gasoil RFCC et éviter par la suite sa dégradation et celle du mélange fini.

Une autre raison qui pousse les raffineurs à introduire le gasoil RFCC dans le brut est en relation avec le taux de production de cette coupe; en effet, d'après les rapports journaliers du topping et de RFCC, lorsque ce taux est élevé au point de dépasser les 19% environs du pool gasoil, envoyé toute la production vers le bac du gasoil fini pourra être suffisant pour abaisser l'indice de cétane de ce dernier sous la barre de 48. Retirer une quantité de ce gasoil de sa production totale et l'envoyer vers les bacs de brut éviteront ce problème à condition que cette quantité soit sans effet sur l'indice de cétane des produits du topping.

L'injection incontrôlée dans le brut du gasoil RFCC avec son indice de cétane très bas, 25 est la valeur moyenne, abaisse l'indice de cétane des trois autre bases en provenance du topping à savoir le kérosène, le gasoil léger et le gasoil lourd et par conséquence celui du produit fini en dessous de 48, ce qui rend le produit non conforme.

Le tableau suivant nous donne un exemple concret de ce problème rencontré au sein de la raffinerie :

Tableau IV.1 : indices de cétane des bases dans les deux cas, avec et sans l'ajout du gasoil RFCC dans le brut.

Date (Avril 2018)		22	23	24	25	26	27	28	29	30
gasoil RFCC		25.4	25.6	25.8	24.9	24.4	26.6	25.2	26.8	24.5
Avec	Kérosène	42.8	42.7	41.4	41.6	41.8	42.2	41.5	42.4	41.2
l'ajout	Gasoil léger	45.0	44.8	45	44.3	45	44.3	45.6	45.3	48.5
du	Gasoil lourd	48.9	48.7	48.2	48.6	48.5	48.7	48.7	48.2	48.3
gasoil										
RFCC										
Date (Mai 2018)		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Sans	Kérosène	44.0	43.2	43.5	43.8	43.7	43.4	44.2	42.5	43.2
l'ajout	Gasoil léger	49.2	50.3	51.8	51.3	50.6	52.3	51.2	51.4	51.3
du	Gasoil lourd	54.3	54.6	55.1	54.2	54.3	54.9	54.5	54.6	54.9
gasoil										
RFCC										

Notre étude se focalisera sur deux objectifs :

- Le premier est l'optimisation de la quantité du gasoil RFCC injecté dans le brut pendant les périodes où l'additif stabilisant DR est indisponible c.-à-d. lorsque tout le gasoil RFCC est destiné au recyclage et que seules les trois bases soutirées du Topping constituent le mélange du gasoil fini. Nous tenterons de trouver la quantité maximale qui maintiendra l'indice de cétane de ce dernier au-dessus de 48.
- Le deuxième est l'optimisation de la quantité du gasoil RFCC injectée dans le brut pendant les périodes où l'unité de craquage catalytique est stable c.-à-d. lorsque ce gasoil est conforme à la norme interne de l'RFCC et qu'une partie de la quantité produite est destinée au recyclage à cause de la hausse du tût de production de ce dernier.

IV.1.L'optimisation du taux du gasoil RFCC exempt de DR dans le brut

Tout d'abord, on va réaliser une distillation de brute afin de récupérer une coupe du gasoil aux mêmes caractéristiques que le gasoil commercialisé par l'usine. La distillation d'un produit pétrolier correspond à sa vaporisation puis à sa condensation sous la pression atmosphérique

Le mode opératoire est très simple [20]:

- introduire l'équivalent de 100 ml en masse de brut dans un ballon ;
- fixer Le thermomètre en haut du ballon ;
- installer le ballon à l'appareille de distillation ;
- mettre en route le réfrigérant ;
- Le brut est chauffée lentement jusqu'à ébullition (on met la température du chauffe-ballon à mi-course) ;
- Suivre l'évolution de la température en fonction du temps (une meilleur distillation à l'évolution entre 4 à 5 ml/min) ;
- changer l'éprouvette pour récupérer la fraction comprise entre le point initial et le point final de la coupe du gasoil désiré.

La figure représente le schéma de montage :

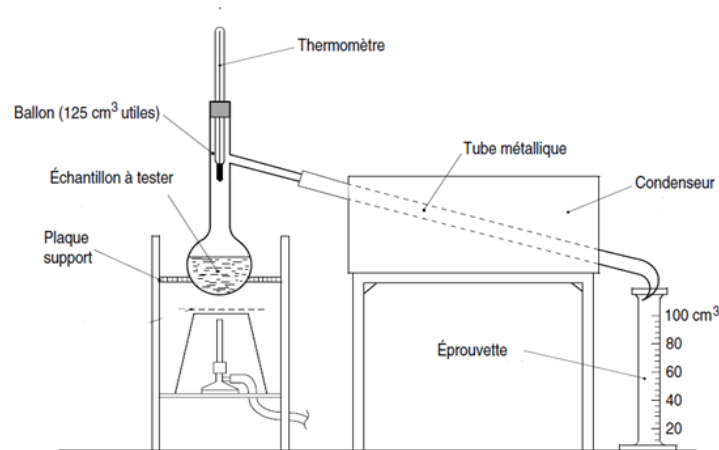


Figure IV.1. : schéma de montage

Par la suite, nous préparerons des mélanges du gasoil RFCC et de brut. Nous débuterons par un mélange de 5% ensuite nous augmenterons ce pourcentage d'un point jusqu'à ce que l'indice de cétane de la fraction récupérée ne descende pas sous la barre de 48. Nous étudierons par la suite l'effet de la décantation en préparant un mélange à 5% et en le laissant reposer 24 heures dans

une ampoule. Après nous récupérerons le fond de l'ampoule et nous procéderons à sa distillation pour connaître l'effet de la décantation.

IV.1.1.Effet du pourcentage

Nous allons faire des ajouts du gasoil RFCC (IC: 23.8 et 27.7) dans le brut avec des proportions différentes (5%, 6%, 7%...).

Pour réaliser ce travail,

- on prépare un mélange de 500 g (brut + % gasoil RFCC) ;
- on fait des distillations avec le même mode opératoire précédent pour extraire la même fraction de gasoil ;
- Après 5 distillations on récupère une quantité suffisante pour déterminer la densité, faire une distillation ASTM D 86, le calcul de l'IC et la mesure de la couleur.

IV.1.2.Effet de décantation

La décantation ou la sédimentation est un processus dans lequel des particules de matière quelconque cessent progressivement de se déplacer et se réunissent en couches. La séparation est mécanique sous l'action de la gravitation il suffit de laisser reposer le mélange pour que les particules les plus denses se placent en dessous des particules les moins denses. En principe, le gasoil RFCC est chargé de composés plus denses que les alcanes et cycloalcanes du brut, les aromatiques en occurrence, ces dernières précipiteront au fond.

Afin de confirmer ce phénomène :

- on prépare des mélanges de 750g et 1000g avec un pourcentage de 5% gasoil RFCC de l'IC de 23.8 ;
- laisser l'échantillon à décanter ;
- après 24 h on récupère le fond du ballon de décantation (environ 500g) ;
- faire la distillation pour récupérer la même coupe de gasoil ;
- analyser la fraction récupérée.

IV.2.L'optimisation de la quantité du gasoil RFCC recyclé pendant l'accroissement de son taux de production

Pour réaliser notre deuxième objectif, il nous faudra tout d'abord déterminer la valeur minimale de l'indice de cétane du mélange des trois bases du topping qui, même après l'ajout du gasoil RFCC, maintiendra celui du produit fini au dessus de 48.

D'après les rapports journaliers du topping et de l'RFCC et pendant les périodes stables de production, le taux du gasoil de cette dernière dans le mélange fini est d'une valeur moyenne de 17% poids. Celui des produits du topping est évidemment égale à une moyenne de 83%. Le tableau suivant illustre les quantités produites durant 10 jours du mois d'Avril 2018.

Tableau IV.1: les quantités produites durant 10 jours du mois d'Avril 2018

Jours		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Quantités produites en tonne	Topping	637	634	598	608	614	535	587	601	545	553
	RFCC	115	126	122	118	117	130	120	126	125	133
	diesel										
	% diesel	15.3	16.5	16.9	16.2	16.0	19.5	16.9	17.3	18.6	19.4
	RFCC										

Nous prendrons donc comme moyenne les valeurs de 17% et 83% pour faire le calcul suivant :

$$IC_a * X_a + IC_b * X_b = IC_f$$

$$AN: \quad 25 * 0.17 + X * 0.83 = 48 \rightarrow X = 52.71$$

Où X : la fraction en poids

25 : la valeur moyenne de l'indice de cétane de notre gasoil RFCC.

La valeur minimale que faudra respecter est 52.7. Pour plus de garantie nous prendrons la valeur de 53.

Les étapes suivantes sont les mêmes que celles du premier objectif. Nous commencerons par la préparation d'un mélange de 3% ...

IV.3.Détermination de la qualité de produit

Après la détermination de la quantité maximale de gasoil RFCC à recycler, nous distillerons une quantité suffisante (400 ml) afin de faire une analyse complète pour déterminer la qualité du gasoil récupéré. Ce dernier devra répondre aux normes algériennes exigées pour la commercialisation du gasoil.

Les modes opératoires

a) Distillation ASTM D 86 [20]

Instruction:

- Prendre 100 ml d'échantillon dans un ballon de distillation ;
- Placer le thermomètre de telle façon que la naissance du mercure soit en face de la tubulure ;
- Fixer le ballon muni du thermomètre dans le distillateur ;
- Régler le chauffage de telle façon que la vitesse de distillation est de 4-5 ml/min ;
- Noter successivement les températures qui correspondent au point initial (PI), 10%, 50%, 65%, 90% et point final (PF).

NB : PI c'est la température de la première goutte de distillat ;
PF c'est la température maximale relevée au cours de l'essai.

b) Détermination de la densité (densimètre DMA 4500-5000) norme : ASTM D 4052-96 [21]

Manipulation :

- Préparer l'échantillon dans un tube à essai propre ;
- Appuyer sur le bouton POWER pour allumer l'appareil ;
- Laisser l'appareil se stabiliser pendant 15 min ;
- Prendre une seringue de 10 ml, la remplir du produit à analyser ;
- Fixer la seringue sur l'embout de remplissage et enfoncer lentement le piston en continue, éviter les bulles d'air dans le capillaire de l'appareil ;
- Laisser la seringue en position de remplissage pour éviter toute fuite de l'échantillon ;
- Vérifier l'absence des bulles de gaz dans la cellule de mesure ;
- Après quelques secondes le résultat de la mesure s'affiche sur le cadran.

c) Calcul de l'indice de cétane norme ASTM D 976

Le calcul de l'indice de cétane se fait à partir d'une relation empirique qui fait intervenir la densité relative à 15°C et le point 50% de la distillation ASTM D86 de l'échantillon. Cette relation est formulée à partir du graphe (figure.....) exposée dans la partie théorique.

$$IC = 454.74 - 1641.416 D + 774.74 D^2 - 0.554 B + 97.803(\log B)^2$$

Tel que

D : la densité à 15°C en g/cm³

B : le point 50% de la distillation ASTM D86

d) Viscosité cinématique ASTM D 445 [21]**Instruction :****1- nettoyage :**

Nettoyer le viscosimètre avec un solvant adapté, sécher en insufflant de l'air propre et sec.

(Les sédiments organiques peuvent être enlevés en utilisant une solution d'acide chromique ou non chromique mais fortement oxydante).

2- remplissages :

Retourner le viscosimètre, immerger le tube (petite section) dans le liquide à mesurer et appliquer l'aspiration au tube (grande section) et amener l'échantillon jusqu'à remplir les deux bulbes.

3 -mises en place :

Mettre en place le viscosimètre à l'aide d'un support adapté (position verticale +/- 1° dans tous les sens). Attendre jusqu'à ce que l'échantillon atteigne la température de mesure (30 minutes généralement suffisante).

Appliquer une aspiration afin que le liquide remonte dans le bulbe supérieur (légèrement au-dessus) puis laisser le liquide s'écouler librement à travers le capillaire.

Chronométrer (à 1/10 s près) le temps d'écoulement du ménisque supérieur au ménisque inférieur.

Effectuer une seconde mesure, calculer la moyenne.

Calculer la viscosité cinématique en utilisant le coefficient d'étalonnage.

Calcul :

$$V = C * T$$

V : viscosité en centistokes

C : constante du viscosimètre

T : temps de flux de l'échantillon en secondes.

e) Point d'écoulement (norme : ASTM D 97)

Instruction :

- Filtrer l'échantillon s'il y'a présence d'humidité apparente ;
- Verser l'échantillon limpide dans le tube jusqu'au trait de jauge ;
- Bien fermer le tube avec le bouchon de liège muni de thermomètre ; (placer le thermomètre en position verticale avec le bulbe immergé dans l'échantillon de telle façon que le début du trait capillaire de la colonne de mercure se trouve à 3 mm au dessous du niveau d'échantillon) ;
- Réchauffer l'échantillon dans un bain d'eau à une température supérieure à 46°C ;
- Laisser refroidir à la température ambiante jusqu'au 35°C ;
- Introduire le tube dans la cavité du bain réfrigérant :
- Chaque 3°C ôter le tube de la cavité, tenir le en position horizontale, si l'échantillon n'a pas cessé de s'écouler le replacer immédiatement dans la cavité du premier bain à 0°C ;
- Si l'échantillon n'a pas cessé de s'écouler à 9°C, déplacer le dans le second bain réglé à -17 °C ;
- Si l'échantillon n'a pas cessé à s'écouler à -6°C, déplacer le dans le troisième bain réglé à -34 °C ;
- Si l'échantillon n'a pas cessé à s'écouler à -24°C, déplacer le dans le quatrième bain réglé à -51 °C ;
- Continuer l'essai de cette façon jusqu'au point ou l'échantillon, tenue horizontalement pendant 5 secondes, reste immobile ;
- Noter la température lue sur le thermomètre.

Résultat

- ✓ Le point d'écoulement est la température relevée + 3°C.

f) Détermination du point d'éclair (pensky martin) Vase clos norme ASTM-D 93 [23]**Préparation :**

- Creuset
- Thermomètres (-30°C.100°C).

Mode préparatoire :

- Remplir le creuset avec l'échantillon jusqu'au trait de repère circulaire ;
- Insérer le creuset dans sa loge ;
- Placer le thermomètre ;
- Allumer la veilleuse (perle de flamme) ;
- Lancer le chauffage et l'agitateur.

Lecture :

- Ramener lentement la perle de flamme a l'aide du dispositif jusqu'à l'ouverture du couvercle.
- Voir le mouvement de la perle de flamme et l'aspect.
- Si un flash (éclair du à une petite explosion) se produit lire la température en °C noter cette dernière comme point d'éclair.

g) Détermination de la teneur en cendre ASTM D1552**Instructions :**

- Peser à vide le creuset en céramique (m1);
- peser dans le creuset 100 g d'échantillon, noter la masse (m2);
- Chauffer le creuset jusqu'à ce que les vapeurs émissent s'enflammer au contacte d'une étincèle ;
- Laisser le produit s'enflammer ;
- Après l'extinction des flammes, placer le creuset dans un four à moufle à 800 °C pendant 1 heure ;
- Laisser refroidir un moment dans un dessiccateur ;
- Peser le creuset avec son contenu dans une balance à précision 0.0001, noter la masse (m3);
- calculer le pourcentage pondéral des cendres dans l'échantillon selon la relation suivante :
$$(m3 - m1) / (m2 - m1) ;$$

Où

m1 : la masse du creuset vide ;

m2 : la masse du creuset + la masse de l'échantillon ;

m3 : la masse du creuset + cendres.

h) Détermination de la teneur en eau ASTM D4006

Principe:

On chauffe le produit à analyser avec un solvant qui par reflux entraîne l'eau avec lequel il forme un mélange azéotropique.

Les vapeurs (solvant + eau) se condensent dans un récepteur gradué ou ils se séparent. N'étant pas miscible l'eau reste au fond du récepteur et le solvant s'écoule continuellement dans le ballon.

Solvant : Toluène, Xylène ou kérosène

Mode opératoire :

- Prendre deux parts égales (solvant / échantillon) de 100 ml, ou 2/1 si la teneur en eau est faible ;
- Assembler l'appareillage ;
- Ouvrir l'eau de refroidissement et vérifier l'étanchéité des raccords ;
- Chauffer prudemment de façon à ce que les vapeurs condensées s'écoulent dans le récepteur environ 2 à 5 gouttes par minute ;
- Augmenter petit à petit la chauffe pour éviter l'anneau de brouillard d'eau persistant au point de condensation des vapeurs dans le tube du condensateur et pour un équilibre (vapeur – liquide) ;
- L'essai est terminé si le volume d'eau condensée ne change plus pendant 5 minutes ;
- Interrompre le chauffage et lire le résultat.

Le volume d'eau est exprimé en % VOLUME

i) Détermination du soufre (norme ASTM D 4294)

Principe

La détermination du soufre par cette méthode se fait par excitation des atomes de soufre aux rayons X.

Les radiations émises après excitation sont mesurées et le taux de soufre est déterminé grâce à une courbe d'étalonnage préparée à partir d'étalons de concentration connue. La quantification du soufre est donnée en % massique.

Mode opératoire

- Allumer l'appareil, laisser stabiliser pendant 30 min ;
- Préparer la cellule d'échantillon ;
- Choisir la méthode qui convient à l'échantillon. Le choix de la méthode dépend de la concentration suspecte en soufre;
- Mettre la cellule dans la chambre d'analyse ;
- Appuyer sur le bouton démarrer ;
- Le résultat est la moyenne de 3 mesures consécutives de la même cellule.

j) Détermination de la couleur ASTM D1500

- Allumer l'appareil ;
- Laisser l'appareil se stabiliser pendant ½ h ;
- Choisir la méthode de mesure. Dans notre cas c'est la méthode ASTM ;
- Faire passer l'étalon au préalable pour s'assurer que l'appareil fonctionne bien, 3.5 est la valeur qui doit être affichée sur l'écran ;
- Choisir la cuve adéquate à la méthode ;
- Rincer la cuve avec un peu d'éthanol si c'est nécessaire ;
- Remplir la cuve avec l'échantillon à tester;
- Ne pas toucher avec les doigts les faces transparentes des cuves. Si besoin essuyer délicatement ces faces avant de mettre la cuve dans l'appareil ;
- Appuyer sur (Read) pour effectuer la mesure;
- Noter la valeur affichée sur l'appareil.

Evolution de la couleur

Etant donné que notre gasoil est exempt de DR il devient important de suivre l'évolution de sa couleur à travers le temps. Ce ci témoignera de la stabilité ou non de notre produit.

Introduction

Une seule distillation ne donne qu’une faible quantité de gasoil. Il est donc indispensable de faire cette opération cinq fois pour obtenir une quantité suffisante pour réaliser les analyses les plus importantes à savoir : L’IC, la densité et la couleur. Ces trois paramètres donnent une idée préalable sur la qualité de notre distillat. Nous commencerons par la présentation des résultats concernant notre premier objectif, nous passerons ensuite au deuxième.

V.1.Premier objectif

Les tableaux si dessous représentent quelques propriétés des échantillons de gasoil mélangés au brut. Nous avons choisi deux échantillons d’IC différent. Ceci nous permettra de savoir si la variation de l’IC du gasoil RFCC est d’un effet important sur celui du distillat recueilli.

Tableau V.1 : propriétés des échantillons de gasoil mélangés au brut

L’analyse	Echantillon 1	Echantillon 2	
Distillation (°C)	IBP	172	169
	10 %	197	214
	50 %	248	256
	65 %	273	259
	90 %	297	283
	FBP	318	302
Densité _{15/4} (g/cm ³)	0.9194	0.9112	
Indic de cétane	23.8	27.7	
Couleur	1.2	1.2	

Après plusieurs essais de distillations du brut (voir annexe 1) on a choisi pour continuer le travail les paramètres de la distillation qui donne la coupe la plus proche au gasoil fini commercialisé par la raffinerie.

Le tableau suivant illustre les résultats de quelques analyses de la coupe que nous avons considérée (sans l’injection de gasoil RFCC) :

Tableau V.2. : Caractéristiques de la coupe de gasoil retirée et celles d’un échantillon du gasoil fini

L’analyse		Coupe distillée	Produit fini
Distillation (°C)	IBP	167	168
	10 %	197	197
	50 %	256	259
	65 %	276	280
	90 %	340	351
	FBP	384	382
Densité _{15/4} (g/cm ³)		0.8203	0.8305
Indic de cétane		55	52
Couleur		0.5	0.5

La comparaison entre les deux produits nous permettra de nous situer quant au point initial et final du distillat récupéré.

V.1.1.Effet de pourcentage

Les tableaux suivants représentent Les résultats des analyses que nous avons effectuées sur les distillats obtenus à partir des mélanges préparés de brut et de gasoils RFCC. Ces résultats nous permettent de déterminer le pourcentage optimal de gasoil RFCC que l’on peut recycler avec le brut.

Tableau V.3 : distillat de brut + 5 % gasoil RFCC

L’analyse		distillat de brut + gasoil RFCC (IC = 23.8)	distillat de brut + gasoil RFCC (IC = 27.7)
Distillation (°C)	IBP	167	166
	10 %	200	200
	50 %	254	255
	65 %	272	275
	90 %	334	338
	FBP	384	384
Densité _{15/4} (g/cm ³)		0.8318	0.8313
Indic de cétane		50.35	50.77
Couleur		0.6	0.5

Tableau V.4: Brut + 6 % gasoil RFCC

L'analyse		distillat de brut + gasoil RFCC (IC = 23.8)	distillat de brut + gasoil RFCC (IC = 27.7)
Distillation (°C)	IBP	164	167
	10 %	198	199
	50 %	250	251
	65 %	274	269
	90 %	326	325
	FBP	379	380
Densité _{15/4} (g/cm ³)		0.8341	0.8342
Indic de cétane		48.52	48.74
Couleur		0.6	0.6

Tableau V.5 : Brute + 7 % gasoil RFCC

L'analyse		distillat de brut + gasoil RFCC (IC = 23.8)	distillat de brut gasoil RFCC (IC = 27.7)
Distillation (°C)	IBP	165	162
	10 %	198	198
	50 %	249	250
	65 %	267	268
	90 %	324	324
	FBP	374	377
Densité _{15/4} (g/cm ³)		0.8362	0.8356
Indic de cétane		47.52	47.996
Couleur		0.5	0.5

D'après les résultats nous constatons que :

- L'injection de 5% de gasoil RFCC dans le brut donne un indice de cétane de 50.35 et de 50.77 et des densités de 0.8318 g/cm³ et de 0.8313 g/cm³ pour les deux distillats préparés à partir des échantillons 1 et 2 successivement ;
- L'injection de 6% de gasoil RFCC donne un indice de cétane de 48.52 et une densité de 0.8341 g/cm³ pour l'échantillon d'IC 23.8 et un IC de 48.74 et une densité de 0.8342 pour l'échantillon d'IC 27.7 ;

- L'injection de 7% de gasoil RFCC donne un indice de cétane de 47.52 et une densité de 0.8362 g/cm³ pour l'échantillon d'IC 23.8 et un IC de 47.99 et une densité de 0.8356 g/cm³ pour l'échantillon d'IC 27.7 ;
- On peut dire que la couleur a des valeurs stables entre 0.5 et 0.6. Cependant il est décisif de suivre l'évolution de ce paramètre important qui témoigne de la stabilité ou non de notre produit. En effet l'absence de l'agent DR dans notre produit peut provoquer une dégradation rapide de ce dernier à cause de l'oxydation et de la polymérisation des molécules oléfiniques fortement présentes dans le gasoil RFCC. La couleur en est un moyen efficace pour vérifier ce phénomène ; plus l'échantillon se dégrade plus l'indice de couleur augmente.

Donc :

- L'IC du distillat (gasoil récupérée) a une relation proportionnelle avec l'IC de l'échantillon du gasoil RFCC utilisée et une relation inversement proportionnelle avec la quantité injectée de gasoil RFCC ;
- La densité varie proportionnellement avec la quantité du gasoil introduite dans le brut et l'échantillon utilisée que ce soit celui d'IC de 23.8 ou celui d'IC de 27.7 ont la même influence;
- ni le changement d'échantillon ni la quantité injectée n'ont une influence sur la couleur.

D'après les résultats précédents, la quantité maximale à injecter dans le brut est de 6% de gasoil RFCC

V.1.2.Effet de décantation

Les bacs de brut une fois remplis de mélange (brut et de gasoil RFCC) sont laissés à la décantation naturelle pendant 24h en vue d'éliminer le maximum d'eau et de sédiments contenus dans le brut. Il est impérativement important de connaître l'effet de cette décantation sur la stabilité du mélange, car le gasoil RFCC de densité relative nettement supérieure à celle du brut, aux environs de 0.915 aura tendance à se séparer au fond du bac et la charge sera à ce niveau riche en composés aromatique fortement présents dans ce type de gasoil et qui par la suite contribueront d'avantage à abaisser l'indice de cétane des soutirages du topping. Pour étudier l'effet de ce phénomène physique sur notre mélange, nous avons préparé deux échantillons de 750g et de 1000g de brut contenant 5% de gasoil RFCC d'IC 23.8 et nous les avons laissés à décanter pendant 24h.

La distillation du fond de l'ampoule à décanter (500 g) donnent un gasoil qui à les caractéristiques suivantes :

Tableau V.6: Caractéristiques du distillat de fond de l’ampoule

L’analyse	Echantillon non décanté		Echantillon décanté	
	500 g	750 g	1000 g	
Distillation (°C)	IBP	167	168	166
	10 %	200	199	199
	50 %	254	252	249
	65 %	272	269	267
	90 %	334	299	326
	FBP	384	374	372
	Densité _{15/4} (g/cm ³)	0.8318	0.8318	0.8323
Indic de cétane	50.35	49.84	48.88	
Couleur	0.6	0.6	0.6	

D’après les résultats obtenus on peut dire que la décantation a un effet négatif sur l’indice de cétane des distillats récupérés.

Comme nous pouvons clairement le constater l’IC est passé de 50.35 à 48.88 pour un même pourcentage de gasoil introduit. Il est également important de souligner que plus le volume de mélange préparée est importante, plus IC diminue.

V.2.Deuxième objectif

Les résultats obtenus pour les essais réalisés sont les suivants :

Tableau V.7: caractéristiques du distillat

L’analyse	Distillat (brut +3% gasoil RFCC)	Distillat (brut +1% gasoil RFCC)
Distillation (°C)	IBP	162
	10 %	197
	50 %	257
	65 %	279
	90 %	335
	FBP	394
Densité _{15/4} (g/cm ³)	0.8264	0.8228
Indic de cétane	51.51	54.30
Couleur	0.5	0.5

- L'ajout de 3% et 1% de gasoil RFCC dans le brut donne un indice de cétane de 51.51 et de 54.30 et des densités de 0.8264 g/cm³ et de 0.8228 g/cm³ pour les deux distillats successivement ;
- La couleur a une valeur fixe de 0.5.

Comme nous le constatons la valeur de 3% abaisse l'indice de cétane considérablement cependant la valeur de 1% le maintien suffisamment élevé.

V.3.Détermination de la qualité de produit

L'IC, la densité et la couleur donnent un concept primaire sur la qualité de notre distillat mais pour assurer que le produit est de bonne qualité il est indispensable de faire toutes les analyses nécessaires qui démontrent que le produit répond aux normes. Le tableau suivant regroupe les méthodes d'essais, les unités, les normes algériennes, les limites qu'il ne faut pas à dépasser et les résultats des analyses de notre produit :

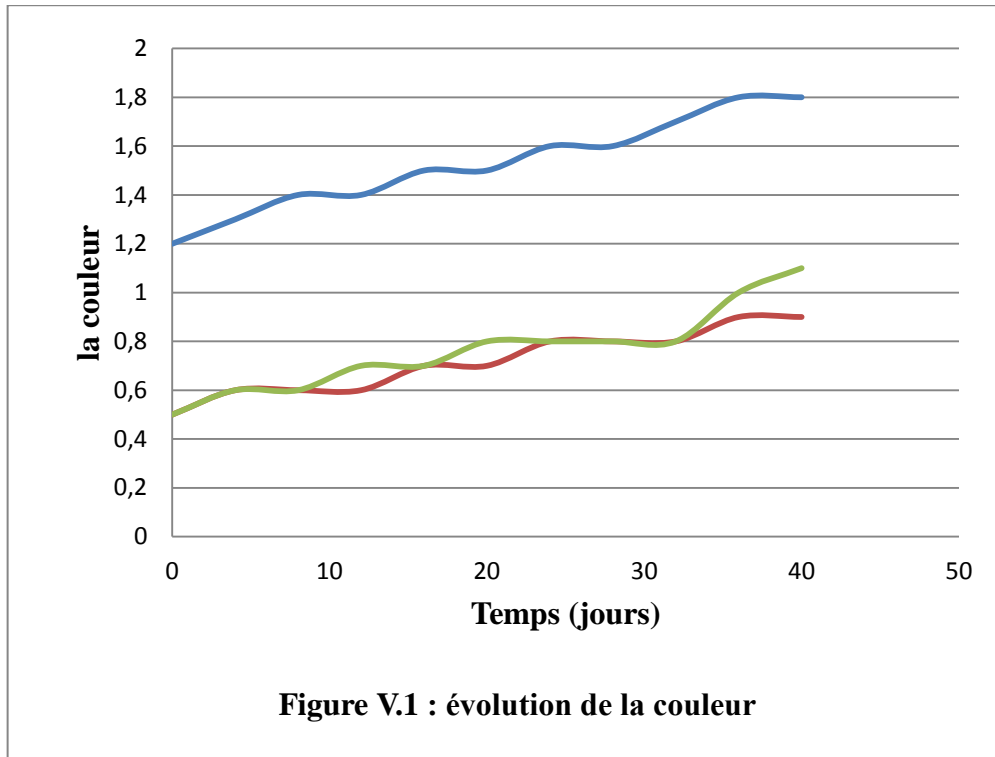
Tableau V.8 : résultats d’analyse de gasoil retiré (distillat)

Caractéristique	Unités	Méthode d’essai	Normes algérienne	Limites	Résultats	
Couleur	-	ASTM D1500	NA 1145	2.5 Max	0.6	
Densité	Kg/L	ASTM D4052/ ASTM D 1298	NA 417	0.810 – 0.860	0.8364	
Distillation	65 % vol	°C	ASTM	NA 1445	250 Min	266
	90 % vol		D86		350 Max	331
	PF % vol				390 Max	387
Viscosité à 20°C	CST	ASTM D445	NA 1443	9 Max	3.548	
Teneur en cendres	% PDS	ASTM D1552	NA 8116	0.25 Max	TND	
Teneur en soufre	% PDS	ASTM D482	NA 1660	0.1	0.0655	
Teneur en eau	% PDS	ASTM D95	NA 421		TND	
Point d’éclair	°C	ASTM D93	NA 2658	55 Min	55	
Point d’écoulement	°C	ASTM D97	NA 2660		-21	
Indice de cétane	-	ASTM D976	NA 8117	48 Min	48.5	

Le tableau précédent nous montre que toutes les analyses ont des valeurs qui ne dépassent pas les normes donc notre produit est conforme.

Evolution de la couleur

Le graphe suivant nous représente l’évolution de la couleur dans le temps du gasoil RFCC sans l’agent DR et celles des distillats (gasoils récupérés) avec et sans l’agent DR



- Gasoil RFCC sans l'agent DR
- Distillat avec l'agent DR
- Distillat sans l'agent DR

D'après les courbes on peut conclure que :

- Après 40 jours écoulés depuis la préparation des distillats, la variation de la couleur est faible et les échantillons répandent toujours à la norme ;
- Cette variation est faible, elle est d'environ 0.6 ;
- Porter un échantillon contenant le DR à l'ébullition réduit l'effet stabilisant de ce dernier.

CONCLUSION GENERALE

Ce projet de fin d'étude, m'a permis non seulement d'enrichir, d'exprimer et d'appliquer mes connaissances acquises durant ma formation, mais aussi de voir de plus près les méthodes d'analyses des produits pétroliers et les équipements utilisés dans le process et de comprendre leur mode de fonctionnement. En plus de mieux appréhender mon avenir dans le monde professionnel.

L'objectif visé par notre travail est de déterminer la quantité maximale de gasoil RFCC recyclé dans le brut sans atteinte à la conformité du produit fini. Pour atteindre notre objectif, nous avons utilisé deux échantillons de gasoils RFCC (IC : 23.8 et 27.7).

Suivant les résultats obtenus sur l'ensemble des expériences effectuées, on peut conclure :

- Le taux de diesel RFCC à introduire avec le brut lors de l'indisponibilité de l'agent DR ne doit pas dépasser 6% qu'il soit d'un indice de cétane bas ou d'un indice de cétane relativement haut ;
- Le taux de diesel RFCC à introduire avec le brut lorsque sa production est élevée ne doit pas dépasser 1% ;
- Eviter de laisser le bac contenant le mélange brut gasoil, après son remplissage, au repos pendant une longue période.
- Procéder à une circulation fermée du bac contenant le mélange brut gasoil avant refoulement vers le topping est préconisé ;
- La disponibilité de l'agent antioxydant et stabilisant DR est une priorité absolue pour la raffinerie.
- Contrôler les paramètres de production au niveau du craquage catalytique pour maintenir le taux de gasoil RFCC dans le pool gasoil sous la valeur de 19% massique.

BIBLIOGRAPHIES

- [1] Papa CISS, étude de l'utilisation du diesel oil dans les moteurs diesel turbocompresseur aux ics plate-forme darou, projet de fin d'etudes en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur de conception 2002 – 2003
- [2] A. Guillermic, Le chauffage par les combustibles liquides, tome 1,TECHNIP
- [3] Présentation de la Raffineries de SBAA (SORALCHIN)
- [4] Fichier technique de la Raffineries de SBAA (SORALCHIN)
- [5] Manuel opératoire de procédée CDU, Document SONATRACH, Département préparation et fiche technique.
- [6] A. William Johnson de boeck, Invitation à la chimie organique
- [7]] J.-P. WAUQUIER, Procédés de séparation, Raffinage du pétrole, Tome 2. Editions TECHNIP
- [8] Fichier technique de produit de CDU
- [9] G. Lefebvre, chimie des hydrocarbures, Edition Technip, Paris 1978, p.131.
- [10] Manuel opératoire de procédée RFCC, Document SONATRACH, Département préparation et fiche technique.
- [11] Klaus Weissermel, Hans-Jürgen Arpe, Chimie organique industrielle, traduction de la 3^{ème} édition anglaise par Philippe rt Brigitte Zahner
- [12] P.Wuither, Raffinage et génie chimique T1, Edition TECHNIP, Paris 1972
- [13] Jean-Claude Guibet, Carburants et moteurs. Technologies – énergie – environnement, édition TECHNIP, paris 1997
- [14] [HAMDOUN Abdelkarim, valorisation des fractions lourdes par craquage catalytique sue des catalyseurs naturels (bentonite) et zéolithiques (HY), mémoire de magister
- [15] M. L. A. Gonc, alves et al, Effect of zeolite, kaolin and alumina during cracking of heavy petroleum residue evaluated by thermogravimetry. J Therm Anal Calorim 972515-519,2009
- [16] R. Sadeghbeigi, Fluid Catalytic Cracking: Design, Operation, and Troubleshooting of FCC Facilities, Gulf Publishing Company, Houston, TX, 2000;
- [17] N.ROUAG, simulation du réacteur de craquage catalytique du gasoil, mémoire magister, université de Boumerdes 2005

- [18] GHERRABI MOHAMED, CRAQUAGE CATALYTIQUE, mémoire de master ; université d'Adrar 2017.
- [19] Anonyme : « Craquage catalytique » I.F.P.
- [20] Manuelle opératoire de la distillation ASTM86
- [21] Manuelle opératoire **densimètre DMA 4500-5000**
- [22] Manuelle opératoire **viscosimètre**
- [23] Manuelle opératoire (**pensky martin**) **Vase clos**
- [24] Manuelle opératoire **rayons X**.

Annexe A : Détermination l'indice de cétane :

Indice de cétane

L'indice de cétane est une propriété très importante des carburants diesel, car il mesure leur aptitude à s'enflammer dans la chambre de combustion des moteurs à allumage par compression. Il concerne surtout le gasoil moteur (GOM) mais aussi le fuel oil domestique (FOD). Cet indice est comparable à l'indice d'octane pour les essences, mais ici on mesure l'aptitude à l'inflammation rapide du produit (gasoil). Il se mesure avec un moteur analogue au moteur CFR. La mesure se fait par comparaison avec un mélange de référence de cétane (celui-ci s'enflamme très bien) et d'alpha-méthyl-naphtalène qui ne s'enflamme pas spontanément. Pour cette caractéristique.

Indice de cétane calculé

L'indice de cétane mesuré ne représente pas l'indice de cétane réel du produit d'origine quand celui-ci renferme de additifs pro-cétane. On utilise donc une autre approche de l'indice de cétane dite indice de cétane calculé pour apprécier la qualité de gasoil hors additifs. Cette méthode utilise à la base de deux propriétés facilement accessibles : la masse volumique et la volatilité.

La nature chimique du gasoil est traduit par sa masse volumique : on sait que les hydrocarbures paraffiniques ont des densités notamment inférieures aux hydrocarbures naphténiques ou aromatiques du même nombre de carbone.

La volatilité du gasoil est traduite par la température du point 50 % distillé selon la méthode ASTM. Ses deux paramètres suffisent pour déterminer l'indice de cétane (IC) grâce à l'abaque par points alignés reproduit ci-dessous (ASTM D 976-91)

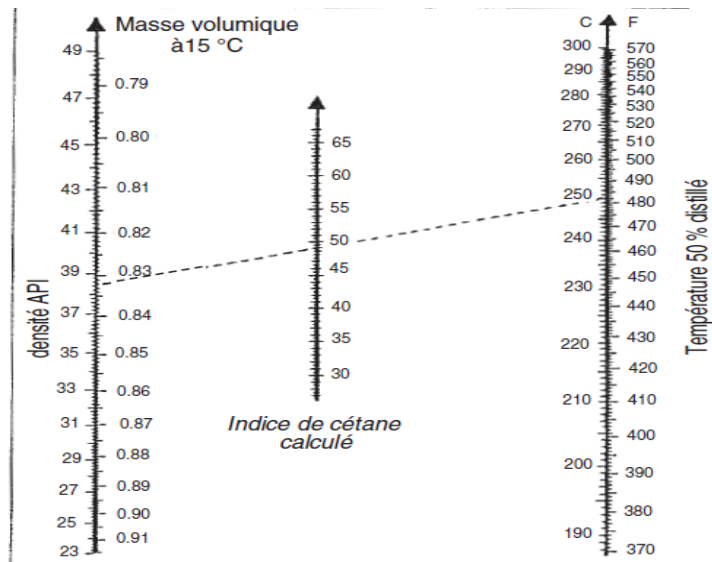


Figure : l'abaque de calcul de l'indice de cétane

Exemple

$d_{15} = 0.832$

$t_{50\%} = 250^{\circ}\text{C}$ IC = 49

Annex B:**Tableau.1.** Propriété de brut d'OTRA

Analyse	Unité	résultat	
API°		38.97	
Densité (20C°)	g/cm ³	0.8260	
Viscosité (20C°)	mm ² /s	9.226	
Viscosité (40C°)	mm ² /s	7.218	
Point de congélation	0C	-26	
Carbone résiduel	W%	1.43	
Soufre	W%	0.1	
Nitrogen	W%	0.1	
Eau	W%	0	
Point flash	0C	<30	
Acidité	mg KOH/g	<0.02	
Salinité	mgNaCl/l	7.6	
Colloïde	W%	6.0	
Concentration en Paraffine	W%	2.2	
Contenu en métal	Fe	µg/g	1.2
	Ni	µg/g	1.3
	Cu	µg/g	0.1
	V	µg/g	2.5
	Pb	µg/g	<0.1
	Ca	µg/g	4.2

Tableau.2. Propriété de Brut de Hassi iletou :

Analyse		Unité	Résultat
API°			42.80
Densité (20C°)		g/cm ³	0.8078
Viscosité (20C°)		mm ² /s	11.77
Viscosité (40C°)		mm ² /s	7.44
Point de congélation		°C	-24
Carbone résiduel		w%	4.69
Soufre		µg/g	662
Nitrogène		µg/g	513
Eau		W%	Trace
Point flash		0C	<30
Acidité		mgKOH/g	<0.02*
Salinité		mgNaCl/l	50
Colloïde		W%	8.5
Concentration en paraffine		W%	4.4
Contenu en métal	Fe	µg/g	2.8
	Ni	µg/g	2.1
	Cu	µg/g	<0.1
	V	µg/g	1.1
	Pb	µg/g	0.1
	Ca	µg/g	1.2

Annexe C : données des produits finis et échantillons préparés

Les tableaux ci-dessous représentent des données des échantillons des produits finis produits par la raffinerie d'Adrar. Ainsi, des données des échantillons préparés pour déterminer les paramètres, afin d'extraire la fraction la plus adéquate :

Tableau A.1 : quelques exemples des propriétés de Produit finie

L'analyse		01	02	03
Distillation (°C)	IBP	168 °C	163 °C	164 °C
	10 %	199 °C	194 °C	194 °C
	50 %	258 °C	253 °C	252 °C
	60 %	274 °C	269 °C	267 °C
	90 %	347 °C	338 °C	335 °C
	FBP	382 °C	374 °C	369 °C
Densité $_{15/4}$ g/cm ³		0.8381	0.8352	0.8366
Indic de cétane		49.1	49.2	48.2

Tableau A.2 : les propriétés des échantillons des essais

L'analyse		01	02	03	04	05
Distillation (°C)	IBP	126 °C	159 °C	159 °C	156 °C	167 °C
	10 %	174 °C	191 °C	194 °C	189 °C	197 °C
	50 %	257 °C	252 °C	249 °C	247 °C	256 °C
	60 %	276 °C	268 °C	262 °C	270 °C	271 °C
	90 %	356 °C	334 °C	323 °C	330 °C	340 °C
	FBP	390 °C	371 °C	364 °C	376 °C	384 °C
Densité $_{15/4}$ g/cm ³		0.8195	0.8207	0.8207	0.8187	0.8203
Indic de cétane		55.54	53.85	53.66	55.6	55

Annexe D: Traduit du MSDS d'Agent DR

Le DR est un agent complexant.. Ses ingrédients actifs ne seront en mesure de démontrer leurs effets que sur son agent de flexion qui est de la solution de NaOH 20-40%. Cependant ses ingrédients actifs eux-mêmes ont l'assurance de la sécurité à prendre beaucoup plus grande que pour la solution de NaOH à 20-40%, dont cette dernière solution peut être traitée comme les ingrédients dangereux du 'DR

Par conséquent, il ya une bonne raison de suivre les règles de sécurité similaires sur NaOH lorsqu'ils traitent avec l'agent DR.

4, Réactivité: La solution de DRTM dans l'eau présente alcalinité. Il est crémeux et est de forte corrosivité, qui peut

Facilement éroder fibre, de la peau, du verre, de la céramique, de la peinture. Il libère de l'hydrogène lors de la réaction avec un métal tel que l'aluminium, le zinc et le non-métal de silicium et de bore. Elle peut neutraliser avec des acides, générant sel et d'eau avec de la chaleur.

Le DR a avec une grande corrosivité. Si elle éclabousse sur la peau ou les muqueuses, ils seront brûlés à la tavelure. Il peut pénétrer rapidement dans les tissus profonds sous la peau, elle éclabousse dans les yeux,

Au cas où il éclabousse la peau, laver la peau affectée avec de l'eau propre pendant 10 minutes. Si elle éclabousse dans les yeux, laver immédiatement les yeux avec de l'eau propre ou une solution physiologique salée pendant 15 minutes, et ensuite utiliser 2% de la novocaïne Si elle est très grave blessures, s'il vous plaît envoyer la personne affectée à l'hôpital pour une aide d'urgence.

Le personnel sur place doit porter des vêtements de travail, un masque, des lunettes de protection des yeux, des gants en caoutchouc, tablier de caoutchouc et des bottes.

Sur le site de stockage et d'essai, de l'eau propre doit être fourni et prêt à l'emploi. Renforcer la surveillance et l'entretien des installations. Empêcher toute libération, l'émission, ruisselant, fuite de la RD. Assurez-vous que la mise en œuvre cohérente de la politique de sécurité et d'améliorer la formation en matière de sécurité .Nota B//

- L'agent DR est aussi appelé **ALCALI LIQUID** ;
- Son rôle principal se résume sur trois points essentiels :
- Stabilité de la couleur du DIESEL
- Favorise l'élimination d'eau éliminée par décantation
- Elimination des impuretés de réactions (sédiments) obtenus par les différents réactions sus-citées dans les principaux mécanismes

Préparation du DR

De couleur lait Crémeux 04 Futs de 230 Kg chacune sont rajoutés à 7 Tonnes de NaOH à 40 %

Annexe C : Données des produits finis et échantillons préparer

Précautions particulières aux produits inflammables

Toute manipulation de produits liquides inflammable: entraînant un dégagement de vapeurs dans l'atmosphère doit être effectuée sous une hotte.

Le chauffage de produits liquides inflammable dans un récipient ouvert doit être obligatoirement effectué sous une hotte, la chaleur étant fournie par un bain d'eau ou par la vapeur, mais jamais par une flamme nue ou une résistance électrique autre que celles situées à l'intérieur d'enveloppes chauffantes.

Les opérations de distillation ne doivent être effectuées Que par du personnel suffisamment expérimenté, dans des équipements spécialement conçus et suivant des procédures bien établies.

0.2. Distillation atmosphérique

Toute distillation ne sera entreprise que dans une salle adaptée et d'évacuation facile.

- Pour distiller des liquides inflammables, dont le point de flash est inférieur à 40°C, le récepteur devra constituer un système clos, en communication soit avec le réseau de vide, soit avec l'atmosphère à l'extérieur de bâtiment.
- il est interdit de chauffer à l'aide d'une flamme nue. Sauf dans le cas de méthodes normalisées telles que la distillation ASTM. Utiliser le chauffage électrique indirect, avec interrupteur supplémentaire suffisamment éloigné de l'appareil en service pour que l'on puisse couper le courant en toutes circonstances.
- Utiliser les ballons à fond rond de préférence à ceux à fond plat, du fait de leur meilleure résistance au vide et à la pression.
- Ne jamais remplir un ballon de distillation au-delà de la moitié de sa capacité. Veiller à ce que le niveau dans le ballon soit plus bas que le niveau du bain. Lorsque la distillation risque d'être tumultueuse, placer quelques fragments de pierres ponce ou de porcelaine dans le fond du ballon.
- Pour les opérations de distillation des solvants et hydrocarbures, employer des joints en liège ou en caoutchouc résistant aux hydrocarbures, ou encore des joints en verre rodé pour raccorder les tubes aux ballons, condenseurs et récepteurs. Prévoir des graisses insolubles aux HC ou des rodets téflon s'adaptant sur les rodages coniques.
- Tous les équipements de distillation sous pression ou sous vide seront préalablement contrôlés afin de détecter le moindre défaut (fissure, craquelure, etc.) ils devront être munis d'écrans protecteurs bien adaptés.
- Disposer sous l'ensemble de l'appareil et du dispositif de chauffage un petit bac métallique dont le fond sera recouvert de sable sec, et la capacité suffisante pour recevoir la totalité du liquide répandu en cas de rupture de l'appareillage.

Des précautions seront prises lors de la distillation de fractions pétrolières contenant des oléfines : des peroxydes pouvant se concentrer dans le résidu de distillation.

Pour cette raison, la détermination de l'indice de peroxyde sera faite avant la distillation et, suivant sa valeur, l'ingénieur responsable fixera la nature et la quantité d'inhibiteur d'oxydation à employer.

6.4. Produits aromatique

Tous les récipients contenant des échantillons de produits aromatiques doivent être identifiés à l'aide d'une étiquette verte encadrée d'une bande noire.

Eviter la projection de quantités notables de produits aromatiques sur la peau. Laver à l'eau et au savon les parties de corps souillées par ces produits.

Eviter de respirer des vapeurs abondantes de produits aromatiques (réglementation particulière).

Identification des dangers du Gasoil

2.1 Classification de la substance ou du mélange

Propriétés physico-chimiques	Dangers pour la santé	Dangers pour l'environnement
Liquides inflammables, catégorie 3 - H226	Toxicité aiguë (par inhalation), catégorie 4 - H332	Dangers pour le milieu aquatique – Danger chronique, catégorie 2 - H411
	Corrosion/irritation cutanée, catégorie 2 - H315	
	Danger par aspiration, catégorie 1 - H304	
	Cancérogénicité, catégorie 2 - H351	
	Toxicité spécifique pour certains organes cibles – Exposition répétée, catégorie 2 - H373	

Pictogrammes de danger :



SGH07



SGH08



SGH09



SGH02

Résumé

Le recyclage interne des produits pétroliers se fait dans toutes les raffineries, cette opération permet de récupérer des quantités importantes d'hydrocarbures et de les valoriser. Ce recyclage doit se faire sous control car les produits introduits dans la charge principale généralement peuvent altérer la qualité des coupes soutirées. La raffinerie de SBAA est confrontée à ce problème et se trouve souvent face à des quantités importantes du gasoil RFCC à recyclé.

Dans ce travail, nous étudierons l'influence de la quantité de gasoil RFCC recyclée, dans le brut, sur la qualité des coupes gasoil issues directement de la distillation atmosphérique du pétrole tout en cherchant à optimiser cette quantité.

Mots Clés : Recyclage, Gasoil RFCC, Distillation, Essais normalisés.

المخلص

يتم إجراء إعادة التدوير الداخلي للمنتجات البترولية في جميع المصافي ، وهذه العملية تجعل من الممكن استرداد كميات كبيرة من الهيدروكربونات واستعادتها . يجب أن تتم عملية إعادة التدوير هذه تحت المراقبة لأن المنتجات التي يتم إدخالها في الحمولة الرئيسية بشكل عام يمكن أن تغير جودة التخفيضات المسحوبة .
تواجه مصفاة SBAA هذه المشكلة وغالباً ما تواجه كميات كبيرة من الديزل RFCC المعاد تدويرها .

في هذا العمل ، سوف ندرس تأثير كمية الديزل RFCC المعاد تدويره في النفط الخام ، على جودة قطع الغازات مباشرة من التقطير الجوي للنفط بينما نسعى لتحسين هذه الكمية
الكلمات المفتاحية: إعادة التدوير ، الديزل RFCC ، التقطير ، الاختبارات القياسية

Abstract

The internal recycling of petroleum products is carried out in all refineries; this operation makes it possible to recover significant quantities of hydrocarbons and to valorize them. This recycling must be done under control because the products introduced in the main load generally can alter the quality of the withdrawn cuts.

The SBAA refinery is faced with this problem and is often faced with significant quantities of recycled RFCC diesel. This report was prepared as part of the preparation of my thesis at the end of my training to obtain an engineering degree specializing in chemistry and hydrocarbons analysis.

In this work, we will study the influence of the amount of recycled RFCC diesel in the crude, on the quality of the diesel cuts directly from the atmospheric distillation of the oil while seeking to optimize this quantity.

Key words: Recycling, Diesel RFCC, Distillation, Standard tests