



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la  
Recherche Scientifique  
Centre Universitaire El-Wancharissi de Tissemsilt



Institut de Sciences et de la Technologie  
Département de **Sciences et de la Technologie**

Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme  
de Master académique en

Filière : **Industries pétrochimiques**

Spécialité : **Génie du Raffinage**

Présentée par : TICHOUHAD MOHAMMED AMIN et RENANE CHAIMAA

*Thème*

---

**Etude des Performances de l'Unité de Reformage  
Catalytique de la Raffinerie d'Arzew par ASPEN  
HYSYS**

---

Soutenu le, 15/11/2020

**Devant le Jury :**

M. BOUCHETA Abbes	Président	M.C.B.	CU-Tissemsilt
Mme. MOKHTAR Djamila	Examinatrice	M.A.A.	CU-Tissemsilt
M. LOUCIF Mohamed	Examineur	M.A.A.	CU-Tissemsilt
M. CHEMRAK Mohammed Amin	Encadreur	M.C.B.	CU-Tissemsilt

**Année universitaire : 2019-2020**

الهدف من عملنا هو متابعة المراحل المختلفة لإنتاج بنزين عالي الجودة، ولمواصلة المحاكاة من أجل فحص أداء وحدة إعادة الهيكلة التحفيزية، وسنقوم بمحاكاة وحدة المعالجة بدأ بالتقطير الذي يعطينا الشحنة المراد سحبها إلى وحدة إعادة الهيكلة، لتنفيذ نمذجة العملية التي تعطينا النتائج المرجوة، معدلات تدفق المنتجات وأرقام الأوكتان التي تم الحصول عليها بعد إعادة تشكيل الشحنة، ومرة أخرى المنهجية لإدخال بيانات العمل في برنامج المحاكاة.

**الكلمات المفتاحية:** رقم الأوكتان، المحفز، قسم هيدروبون، قسم الهيكلة، المفاعل.

## Résumé

L'objectif de notre travail est de suivre les différentes étapes de la production d'une essence à haute qualité, et poursuivre la simulation afin de vérifier les performances de l'unité du reformage catalytique, on va simuler l'unité du traitement en commençant par une distillation qui nous donne la charge à tirer dans l'unité de reformage, effectuer la modélisation du procédé qui nous donne les résultats souhaités les débits des produits et les indices d'octane obtenus après la reformations de la charge, et encore la méthodologie pour d'introduire les données de travail dans le simulateur.

**Mots clés :** indice d'octane, catalyseur, section hydrobon, section platforming, réacteur.

## Abstract

The aim of our work is to follow the different stages of the production of high quality gasoline, and to continue the simulation in order to verify the performance of the catalytic reforming unit, we will simulate a train of the treatment starting with a distillation which gives us the charge to be drawn into the reforming unit, perform the process modeling that gives us the desired result product flow rates and the octane numbers obtained after the reformations of the charge, and again the methodology for entering the work data in the simulator.

**Keywords:** octane number, catalysts, hydrobon section, Platforming section, reactor.

## Liste des figures

<b>Figure I.1-</b> Situation géographique de la raffinerie d'Arzew .....	4
<b>Figure I.2-</b> Vu par « GOOGLE MAPS » de la raffinerie d'Arzew .....	5
<b>Figure I.3-</b> capacité de la production de la raffinerie d'Arzew .....	6
<b>Figure I.4-</b> L'organisation de la direction de la raffinerie d'Arzew .....	10
<b>Figure I.5-</b> La zone des utilités.....	11
<b>Figure I.6-</b> La zone des carburants .....	12
<b>Figure I.7-</b> zone des lubrifiants .....	13
<b>Figure I.8-</b> zone de stockage .....	14
<b>Figure I.9-</b> Les unités de production des huiles finies (zone06) .....	15
<b>Figure II.1-</b> schéma d'une raffinerie simple.....	18
<b>Figure II.2-</b> représentation graphique de la composition de l'essence.....	24
<b>Figure II.3-</b> schéma représentatif des caractéristiques physique de l'essence et leurs rôles .....	24
<b>Figure II.4-</b> L'amélioration de l'indice d'octane.....	26
<b>Figure II.5-</b> schéma représentatif du principe du reformage catalytique .....	27
<b>Figure II.6-</b> Schéma d'une unité de reformage catalytique.....	28
<b>Figure II.7-</b> Schéma simplifié sur le rôle d'un catalyseur.....	30
<b>Figure II.8-</b> Différentes étapes d'une réaction catalytique .....	31
<b>Figure II.9-</b> schéma explicatif de la bi-fonctionnalité du catalyseur de reforming .....	33
<b>Figure III.1-</b> Schéma explicatif de l'objectif de la simulation .....	37
<b>Figure III.2-</b> Schéma nécessaire pour la modélisation et la simulation .....	38
<b>Figure III.3-</b> représentation des différents simulateurs commerciaux .....	39
<b>Figure III.4-</b> ouverture du logiciel HYSYS V11 .....	40
<b>Figure III.5-</b> organigramme des pas nécessaires pour la simulation.....	41
<b>Figure III.6-</b> création d'un nouveau cas dans logiciel HYSYS V11.....	42
<b>Figure III.7-</b> fenêtre de sélectionner des composés dans logiciel HYSYS V11 .....	42
<b>Figure III.8-</b> fenêtre de choisir fluides packages dans logiciel HYSYS V11 .....	43
<b>Figure III.9-</b> unités sets dans logiciel HYSYS V11.....	44
<b>Figure III.10-</b> units Of Measure dans logiciel HYSYS V11.....	44
<b>Figure III.11-</b> Interface HYSYS montrant quelques vocabulaires qui sont utilisés pendant les étapes de construction d'un modèle.....	45
<b>Figure III.12-</b> Les environnements nécessaires dans la simulation .....	46
<b>Figure III.13-</b> Le choix d'un modèle thermodynamique. (Fluid package (basis-1)).....	46

<b>Figure III.14-</b> Palette d'objets (HYSYS V11) .....	47
<b>Figure IV.1-</b> Schémas de process section hydrobon .....	51
<b>Figure IV.2-</b> schéma de la section platforming .....	53
<b>Figure V.1-</b> Chaîne principale de séparation du pétrole et traitement de Naphta.....	59
<b>Figure V.2-</b> entrer la liste de composition .....	60
<b>Figure V.3-</b> Introduire le fluide package de système .....	60
<b>Figure V.4-</b> les données liés à la distillation « TBP assay ».....	61
<b>Figure V.5-</b> Les données liés à la distillation « Oil Blend ».....	61
<b>Figure V.6-</b> Installer le « Crude Oil ».....	62
<b>Figure V.7-</b> Résultat finale de la modélisation de l'unité de distillation atmosphérique .....	62
<b>Figure V.8-</b> Unité de distillation sous vide avec le parcours de recyclage de « Overheds » .....	63
<b>Figure V.9-</b> parametre de design de « TEE1 ,TEE2 ».....	64
<b>Figure V.10-</b> Spécifications de la pompe principale d'aspiration .....	64
<b>Figure V.11-</b> Section du Prétraitement de Naphta.....	65
<b>Figure V.12-</b> composition du « CCR Feed » charge de section reforming .....	65
<b>Figure V.13-</b> Fenêtre de « Reformer configuration ».....	66
<b>Figure V.14-</b> fenêtre des informations liées au chauffe-produit.....	68
<b>Figure V.15-</b> fenêtre des informations liées aux spécifications de convergence.....	68
<b>Figure V.16-</b> fenêtre de la convergence de la section « reformer » primaire .....	69
<b>Figure V.17-</b> Le reformer après l'introduction du « CCR Feed » .....	69
<b>Figure V.18-</b> Spécifications de la charge entrée dans le reformer.....	69
<b>Figure V.19-</b> schéma de l'unité de reformage catalytique par ASPEN HYSYS.....	70
<b>Figure V.20-</b> Résultats des bilans de l'unité de reformage catalytique après la simulation .....	71
<b>Figure V.21-</b> Résultats de l'indice d'octane « MON, RON » des aromatiques après la simulation .....	72
<b>Figure V.22-</b> Bilan thermique des réacteurs de la section réactionnelle .....	73

## Liste des tableaux

<b>Tableau.I.1-</b> Capacités annuelles de production de différentes unités .....	7
<b>Tableau.I.2-</b> Consommation énergétique annuelle de la raffinerie .....	7
<b>Tableau.I.3-</b> Consommation de l'eau dans la raffinerie d'Arzew .....	8
<b>Tableau.I.4-</b> Produits chimiques utilisés dans les unités de la raffinerie (P.P, bilan 2003) .....	9
<b>Tableau.I.5-</b> Productions des utilités.....	11
<b>Tableau.II.1-</b> Quelques procédés d'épuration et leurs spécifications .....	19
<b>Tableau II.2-</b> Vue d'ensemble des procédés de séparation .....	20
<b>Tableau II.3-</b> Les principales procédés de transformation et leurs rôles .....	21
<b>Tableau.II.4-</b> Les caractéristiques chimiques de l'essence et leurs rôles.....	25
<b>Tableau.II.5-</b> les réactions major lors du procédé de reformage catalytique .....	29
<b>Tableau.II.6-</b> Les propriétés catalytiques fondamentales d'un catalyseur.....	33
<b>Tableau.V.1-</b> Configuration des lits des réacteurs de la section réactionnelle.....	66
<b>Tableau.V.2-</b> Propriétés de la charge C <sub>5+</sub> .....	66
<b>Tableau.V.3-</b> Configuration des opérations de la charge .....	67
<b>Tableau.V.4-</b> Températures des réacteurs .....	67
<b>Tableau.V.5-</b> Recyclage de l'Hydrogène.....	67
<b>Tableau.V.6-</b> Données du catalyseur.....	67
<b>Tableau.V.7-</b> Evolution du rapport hydrogène sur hydrocarbures (années 2017-2020).....	71

## Liste des abréviations

**(RA/IZ)** : Raffinerie d'Arzew.

**(RA/IK)** : Raffinerie de Skikda.

**BTX** : Benzène, Toluène, Xylène.

**PONA** : Paraffines, Oléfines, Naphtène, Aromatiques.

**(RA1/HS) -(RA.2HS)** : Raffinerie De Hassi Massoud.

**(RA1/G)** : Raffinerie D'Alger.

**(RA1/D)** : Raffinerie d'Adrar.

**(R/IA)** : Raffinerie d'In Amenas.

**A.S.T.M**: Société Américaine pour les Matériaux d'Essai (American Society for Testing Materials)

**T.B.P**: Vrai Point d'Ebullition. (True Boiling point).

**LPG** : gaz de pétrole liquéfié (Liquefied petroleum gas).

**LSRN**: Naphta Léger (Light Strught Run Naphta)

**HSRN**: Naphta Lourdes (Hight Straught Run Naphta).

**LGO**: Gazole Léger (Light Gas Oil).

**HGO**: Gazole Lourdes (Hight Gas Oil).

**BRA** : Brut Réduit Atmosphérique.

**JPC** : Japan Gazoline Corporation.

**BHM** : Brut Hassi Massoud.

**BRI** : Brut Réduit Importé.

**HDS** : Hydrodésulfuration

**LVGO** : Gazole légère sous vide (Light Vuccum Gas Oil).

**HVGO** : Gazole lourdes sous vide (Hight Vuccum Gas Oil).

**DSV**: Distillation Sous Vide.

**FCC:** Craquage Catalytique à lit Fluidisé (**F**luidized **c**atalytic **c**racking).

**DAO:** Huile désasphaltée (**D**easphalted **O**il).

**PR:** PENG- ROBINSON.

**CAO :** Conception Assistée Par Ordinateur.

**RON :** Indice d'octane recherché (**R**esearch **O**ctane **N**umber).

**MON :** Nombre d'octane mesuré (**O**ctane **N**umber **M**easured).

## Liste des symboles

<b>Symbole</b>	<b>Signification</b>
<b>T</b>	Tonnes.
<b>N</b>	Newton
<b>M<sup>3</sup></b>	mètre cube
<b>KW</b>	Kilowatt
<b>J</b>	Joule
<b>Kg</b>	kilogramme
<b>C</b>	Carbone
<b>H</b>	hydrogène
<b>t</b>	température
<b>P</b>	Pression
<b>n</b>	nombre d'atomes
<b>Ppm</b>	partie par million
<b>m<sup>2</sup></b>	mètre carré
<b>R</b>	Constante universelle des gaz parfaits
<b>V</b>	Volume
<b>a, b</b>	constants de loi des gaz réel.



## Table des matières

Résumé .....	I
Remerciement.....	II
Dédicace .....	III
Liste des tableaux .....	V
Liste des figures .....	VI
Liste des abréviations .....	VIII
Liste des symboles.....	X
Introduction Générale .....	2

### Chapitre I : Description de la raffinerie d'Arzew

Introduction .....	4
I.1 Historique .....	4
I.2 situation géographique du complexe .....	4
I.3 Mission et objectifs de la raffinerie .....	5
I.3.1 Sur le plan national .....	5
I.3.2 Sur le plan international.....	5
I.4 Capacité de production .....	6
I.5 Bilan énergétique .....	7
I.6 Bilan hydrique .....	7
I.7 Principaux produits chimiques utilisés .....	8
I.8 Organisation du personnel de RA1Z .....	9
I.9 Principales installations de la raffinerie .....	11
I.9.1 Département de production P1 .....	11
I.9.1.1 Zone 03 (les utilités) .....	11
I.9.1.2 Zone 04 (Les carburants) .....	12

I.9.1.3 Zone 07(les lubrifiants1) .....	13
I.9.1.4 Zone 10 : (production des bitumes) .....	14
I.9.1.5 Les Zones de stockage .....	14
I.9.2 Département de production P2 .....	15
I.9.2.1 Zone 19 (les utilités) .....	15
I.9.2.2 Zone 05 (les huiles de base) .....	15
I.9.3 Département de production P3 .....	15
I.9.3.1 Zone 06 (production des huiles finies) .....	15
I.9.4 Département de production P4 .....	16
I.9.4.1 Zone 28 (zone de stockage et expédition) .....	16
I.9.4.2 Zone 30 (chargement des produits finis) .....	16
I.9.4.3 Zone 27 (traitement des effluents) .....	16

## **Chapitre II : Raffinage et reformation catalytique des essences lourdes**

II.1 Introduction au raffinage du pétrole .....	18
II.2 Les principaux procédés de raffinage .....	18
II.2.1 Les procédés d'épurations .....	19
II.2.2 les procédés de séparations .....	19
II.2.3 les procédés de transformations .....	20
II.3 Traitement des essences par procédé de reformage catalytique .....	22
II.3.1 Théorie de reformage catalytique .....	22
II.3.2 Objectif du procédé .....	22
II.4. Généralités sur les essences .....	23
II.4.1 définition d'une essence .....	23
II.4.2 composition et caractéristiques des essences .....	23
II.4.2.1 La composition majeure de l'essence .....	23
II.4.2.2 Les caractéristiques physiques .....	24

II.4.2.3 Les caractéristiques chimiques .....	25
II.4.3 l'indice d'octane et les méthodes d'améliorations .....	25
II.5 Mise en œuvre du procédé de reformage catalytique .....	26
II.5.1 principe et fonctionnement du procédé .....	27
II.5.2 les réactions mises en jeu .....	28
II.5.3 problème de formation du coke .....	29
II.6 les catalyseurs .....	29
II.6.1 notion de la catalyse hétérogène .....	30
II.6.1.1 les étapes de la réaction catalytique .....	30
II.6.2 les principaux types de catalyseurs en raffinage .....	31
II.6.3 les catalyseurs de reformage catalytique .....	32
II.6.3.1 Choix d'un Catalyseur et ses Caractéristiques catalytiques .....	33
II.6.3.2 désactivation du catalyseur .....	34
II.6.3.2.1 Les causes physiques .....	34
II.6.3.2.2 Empoisonnement par des impuretés .....	34
II.6.3.2.3 Encrassement par cokage .....	34
II.6.3.3 régénération des catalyseurs .....	35

### **Chapitre III : présentation du logiciel de simulation ASPEN HYSYS V11**

III.1 Introduction .....	37
III.2 la simulation .....	37
III.3 Objectif de la simulation .....	37
III.4 Modélisation mathématique .....	38
III.5 Simulation statique et dynamique .....	38
III.5.1 Simulation statique .....	38
III.5.2 Simulation dynamique .....	38
III.6 Simulateurs commerciaux .....	39

III.7 Utilisation de la simulation .....	39
III.7.1 Dans la conception (engineering) .....	39
III.7.2 Dans le suivi des procédés .....	39
III.8 Présentation de simulateurs HYSYS V11 .....	40
III.8.1 Historique .....	40
III.8.2 Définition du HYSYS .....	40
III.8.3 L'utilisation du logiciel HYSYS .....	41
III.8.4 Les étapes d'utilisation du logiciel HYSYS .....	41
III.8.4.1 Crée un nouveau cas .....	41
III.8.4.2 Choix des composés .....	42
III.8.4.3-Crée un Fluide Package .....	42
III.8.4-4 Le choix du système des unités .....	43
III.9 Concepts et caractéristiques du simulateur HYSYS .....	44
III.10 Environnement de simulation .....	46
III.11 Conclusion .....	47

## **Chapitre IV : mise en œuvre industrielle du procédé de reforming**

IV.1 Description du schéma technologique de l'unité de reformage catalytique .....	49
IV.1.1 Section hydrobon .....	49
IV.1.2 Section platforming .....	52
IV.2 Chimie du procédé .....	54
IV.2.1 principales réactions d'hydrotraitement (section hydrobon) .....	54
IV.2.1.1 Désulfuration .....	54
IV.2.1.2 Dénitrification.....	54
IV.2.1.3 Hydrogénation des hydrocarbures oxygénés .....	55
IV.2.1.4 Hydrogénation des oléfines .....	55
IV.2.1.5 Elimination des métaux .....	55

IV.2.2 principales réactions de platforming .....	55
IV.2.2.1 Déshydrogénation des Naphtènes .....	55
IV.2.2.2 Isomérisation des paraffines et des naphtènes .....	55
IV.2.2.3 Déshydrocyclisation des paraffines .....	56
IV.2.2.4 Hydrocraquage des paraffines et des naphtènes .....	56
IV.2.2.5 Deméthylation .....	57
IV.2.2.6 Désalkylation des aromatique .....	57

## **Chapitre V : Simulation et résultats**

Introduction .....	59
V.1 Description de la chaine du traitement de pétrole brut .....	59
V.1.1 Modélisation de l'unité de distillation primaire .....	60
V.1.2 Modélisation de la distillation secondaire (DSV) .....	63
V.1.3 Modélisation de l'unité de reformage catalytique .....	63
V.1.3.1 Simulation de la section du prétraitement .....	63
V.1.3.2 Simulation de la section de réaction « reforming » .....	65
V.1.3.2.1 Données de « Reformer » et simulation de la section réactionnelle ...	66
V.2 Résultats de la simulation .....	71
V.3 Interprétation des résultats .....	71
Conclusion générale .....	76
Bibliographie	



### Introduction générale

Les essences qui proviennent de la distillation atmosphérique contiennent des éléments nocifs et indésirables (sulfure, nitrogène, oxygène, etc...). De plus, à cause de leur faible nombre d'octanes, elles ne peuvent pas servir les moteurs à combustion interne. Le but du procédé suivant est de rendre avantageuse leur utilisation.

Le reformage catalytique est un processus clé dans les raffineries, il assure aussi une partie non négligeable des bases pour la pétrochimie en hydrocarbures aromatiques qui sont la raison principale de la mal production des carburants. Le procédé de reformage catalytique permet de convertir les coupes pétrolières à faible indice d'octane (40-60) généralement appelées « Naphtas » en bases pour carburants à haut indice d'octane appelé « reformats » par un réarrangement moléculaire ou réaction de déshydrogénation. Cette amélioration résultant d'une forte augmentation de la teneur en aromatiques. Donc le rôle du reformage catalytique est d'optimiser cet indice en vue d'obtenir des essences à haute qualité pour servir les besoins des marchés des carburants.

Dans ce travail qu'on a réalisé, le but principal est de suivre les étapes de marche d'une unité de reformage catalytique et le parcours des réactions chimiques dues dans ce procédé à l'échelle industrielle, et aussi de vérifier les performances des équipements de cette unité du traitement par modélisation par ASPEN HYSYS V11.

Cette étude est composée de deux parties, elles-mêmes divisées en plusieurs chapitres.

Dans le premier chapitre, nous nous décrivons le complexe où l'on a réalisé l'étude de l'unité.

Dans le second chapitre, nous présenterons succinctement une base théorique comprise sur le reformage catalytique : les réactions chimiques, les catalyseurs utilisés... etc.

Le troisième chapitre concerne la présente du logiciel utilisé dans la simulation des procédés ASPEN HYSYS V11.

Le quatrième chapitre décrivait une description schématique sur le procédé industriel dans le complexe où l'on a réalisé le travail.

Le cinquième et dernier chapitre est consacré à la simulation du procédé par ASPEN HYSYS, et interprétation des différents résultats obtenus.

## Introduction

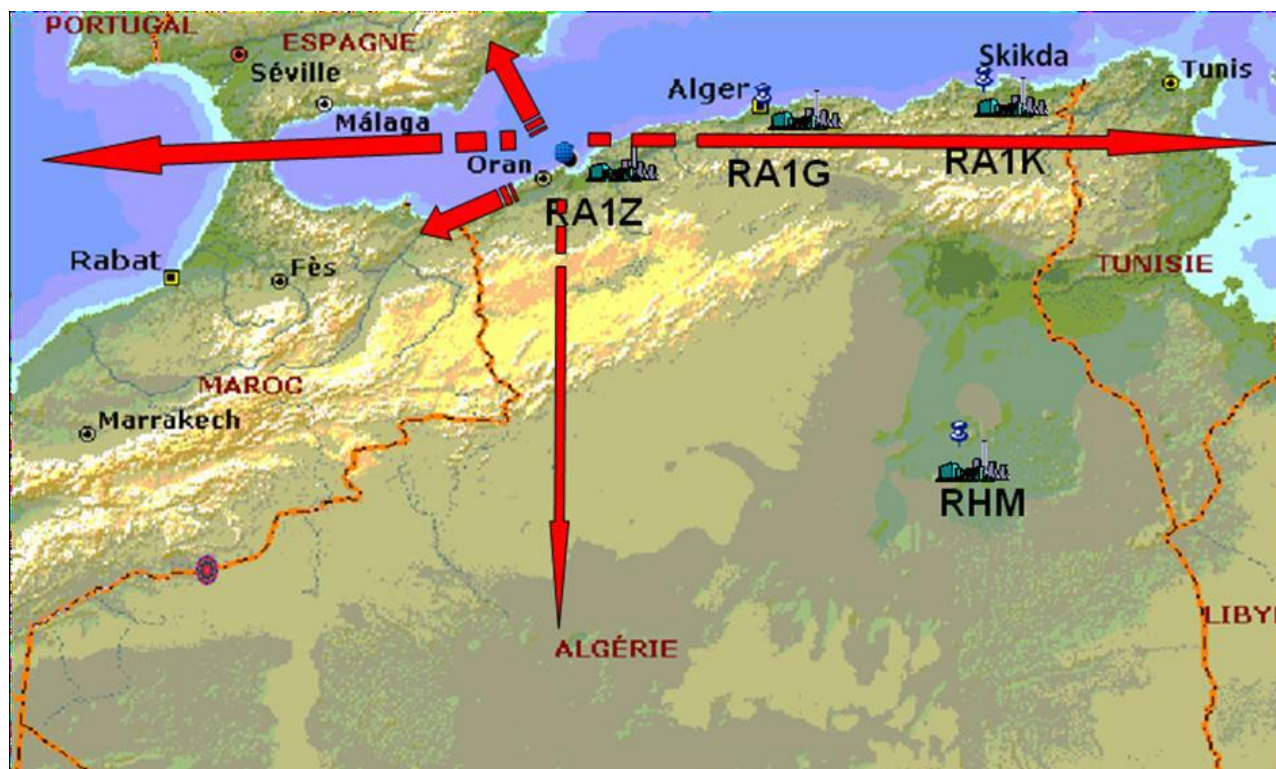
Notre pays possède une grande importance pour les réserves des pétroles, d'autre part il est obligé de bâtir des complexes qui s'appellent « raffinerie », afin de traiter cette richesse pour obtenir des produits destinés vers la consommation quotidienne et ceux qui seront utilisés comme matière première dans des divers secteurs (base pétrochimique comme exemple). Le raffinage en Algérie dispose aujourd'hui de six raffineries en cours d'exploitation Alger, Arzew, Skikda (RA1k et Topping condensat), Hassi-Messaoud et Adrar.

### I.1 Historique

La raffinerie d'Arzew était surnommée RA1/Z, la troisième Raffinerie du pays après celle d'Alger et de Hassi Messaoud. Elle a été réalisée par la société japonaise « JAPAN GAZOLINE COMPANY (JGC) » en collaboration avec l'entreprise Sonatrach le 30 juillet 1969. Sa construction a été lancée le 19 juin 1970, et le démarrage des unités débuta en 1972 par les utilités ensuite les ensembles des unités de la raffinerie e été mise en service en mars 1973 [1].

### I.2 situation géographique du complexe

La raffinerie d'Arzew est implantée dans la zone industrielle D'ARZEW, sur le plateau d'El-Mohgoun à 2km de la ville d'Arzew et environ 40km de la ville d'Oran et à environ 5 Km de la mer méditerranée qui lui permettant des enlèvements par voie maritime.



**Figure I.1-** Situation géographique de la raffinerie d'Arzew

La Raffinerie occupe une superficie de 180 hectares répartir comme il vient :

- 150 hectares destinés pour l'ancienne installation



- 30 hectares destinés pour installations nouvelles

Elle se situe au voisinage du port d'Arzew lui permettant les enlèvements par bateaux des produits et semi-finis.



Figure I.2-Vu par « GOOGLE MAPS » de la raffinerie d'Arzew [2]

### I.3 Mission et objectifs de la raffinerie

La principale mission de la raffinerie d'Arzew est d'assurer une production ajustée qui va servir les besoins nationaux d'énergie et ses dérivés, donc elle a été créée pour effectuer les missions suivantes :

- Traiter le pétrole brut de Hassi Messaoud et le BRI (brut réduit importé).
- Satisfaire la consommation en carburant.
- Exporter les produits excédentaires (naphta, kérosène, gasoil).
- Fabriquer les produits stratégiques tels que les lubrifiants et les bitumes

Les objectifs de la raffinerie d'Arzew sont cités comme il convient :

**I.3.1 Sur le plan national :** d'un côté quantitatif, la raffinerie travaille à assurer les besoins en produit de premier nécessité « essence, gas-oil, GPL, ...etc. ». Ainsi que les produits de base qui sont ajustés pour des autres industries (la pétrochimie).

**I.3.2 Sur le plan international :** son but est d'offrir des produits raffinés destinés à l'exportation répondant aux normes, pour cela des modifications ont été réalisés :

- Réalisation d'une nouvelle unité d'isomérisation pour la fabrication de l'essence (eurosuper95).
- Réalisation d'une unité d'hydrodésulfuration (DHDS) des gas-oils avec les nouvelles spécifications européennes. [3]

#### I.4 Capacité de production

La production de la raffinerie d'Arzew est très multiple, elle se compose de :



**Figure I.3-** Capacité de la production de la raffinerie d'Arzew

La raffinerie d'Arzew traite 2.5 millions de tonnes par an de pétrole brut provenant du Sahara (les champs de Hassi Massoud), ainsi une quantité de 280 000 Tonnes de brut réduit importé (BRI) qui est destiné pour la production des bitumes [4]. La capacité annuelle de la production de diverses unités est donnée dans le tableau (Tableau I.1).

**Tableau.I.1-** Capacités annuelles de production de différentes unités

Nature de produit	Quantité	Unité
Propane	30 000 T	Zone 4/Unité13
Butane	92 000 T	Zone 4/Unité13
Kérosène	400 000 T	Zone 4/Unité11
Gas-oil	530 000 T	Zone 4/Unité11
Fuel	590 000 T	Diverses unités
Essence Normale	390 000 T	Zone28
Essence Super	103 000 T	Zone28
Huiles de base	170 000 T	Zone 7/Zone5
Huiles finies	150 000 T	Zone6 et Unité 3000
Graisses	1950 T	Zone6 et Unité 3000
Bitumes	140 000	Zone 10

### I.5 Bilan énergétique

Le complexe comporte des différentes unités pour la production de l'énergie, en premier c'est l'énergie électrique grâce à la grande demande, ce manque d'énergie est conforté par la production de l'entreprise « SONELGAZ » [1]. La raffinerie se dispose sur l'utilisation du gaz naturel pris de Hassi R'mel, la consommation annuelle de la raffinerie est représentée dans le tableau (Tableau I.2).

**Tableau.I.2-** Consommation énergétique annuelle de la raffinerie [4]

Sources énergétiques	Sources d'alimentation	Consommation annuelle
Gaz	Gaz Naturel / Sonatrach SH Gaz Raffinerie	309 000 000 N.m3
Electricité	SONELGAZ Turbo générateur	74 000 000 KW

### I.6 Bilan hydrique

Dans chaque raffinerie on trouve des unités pour l'épuration, par exemple le dessalage ce ci utilise de l'eau ainsi dans des autres unités de conversion catalytique une injection de vapeur d'eau est réalisée pour faire un équilibre dans l'intervalle de la pression de la réaction [3]. D'autre part, dans la distillation atmosphérique il sert à utiliser des colonnes de stripping à la vapeur d'eau... avec tous ces consommations on vise à exploiter des sources hydrauliques, le complexe RA1/Z est

alimenté par les eaux de « Kahrama », le bilan hydrique de la raffinerie est donné dans le tableau (Tableau I.3).

**Tableau.I.3-** Consommation de l'eau dans la raffinerie d'Arzew [4]

Eaux	Consommation		Rejets	
	Circuit ouvert	Circuit fermé	Circuit ouvert	Circuit fermé
Fabrication	5200m <sup>3</sup> /j	8 520 m <sup>3</sup> /j	-	1 920 m <sup>3</sup> /j 1 060 m <sup>3</sup> /j
Nettoyage et lavage	-	230 m <sup>3</sup> /j	-	-
Domestique/sanitaire	960 m <sup>3</sup> /j	-	-	-
Réseau incendie	-	480 m <sup>3</sup> /j	-	-
Totale	6160m <sup>3</sup> /j	9 230 m <sup>3</sup> /j	-	2 980 m <sup>3</sup> /j

### I.7 Principaux produits chimiques utilisés

La raffinerie d'Arzew requiert à l'utilisation de produits chimiques, qui sont importants aux différents procédés de fabrication, conversion et transformation de qualité par différents réarrangements dans les unités du complexe, ces composés sont représentés dans le tableau (Tableau I.4).

**Tableau.I.4-** produits chimiques utilisés dans les unités de la raffinerie (P.P, bilan 2003) [4]

Dénomination du produit	Quantité consommée/An	Quantité stockée	Nature du produit	Unités
Furfural	1 130 000 Kg	300 000 Kg	Solvant	U 23-300
MEC	770 000 Kg	29 000 Kg	Solvant	U 24-400
Toluène	870 000 Kg	186 000 Kg	Solvant	U 25-500
Acide sulfurique	423 000 Kg	13 500 Kg	Neutralisant	Zone 3-19
La soude	26 000 Kg	18 000 Kg	Neutralisant	Zone 3-19-4
La javel	59 000 Kg	3000 Kg	Désinfectant	Zone 3-19
Sulfite de sodium	752 Kg	5 Kg	Inhibiteur de corrosion	Zone 3-19
Phosphate de sodium	824 Kg	6 Kg	Neutralisant	Zone3-19

**I.8 Organisation du personnel de RA1Z [5]**

La raffinerie d'Arzew est organisée comme le bilan suivant :

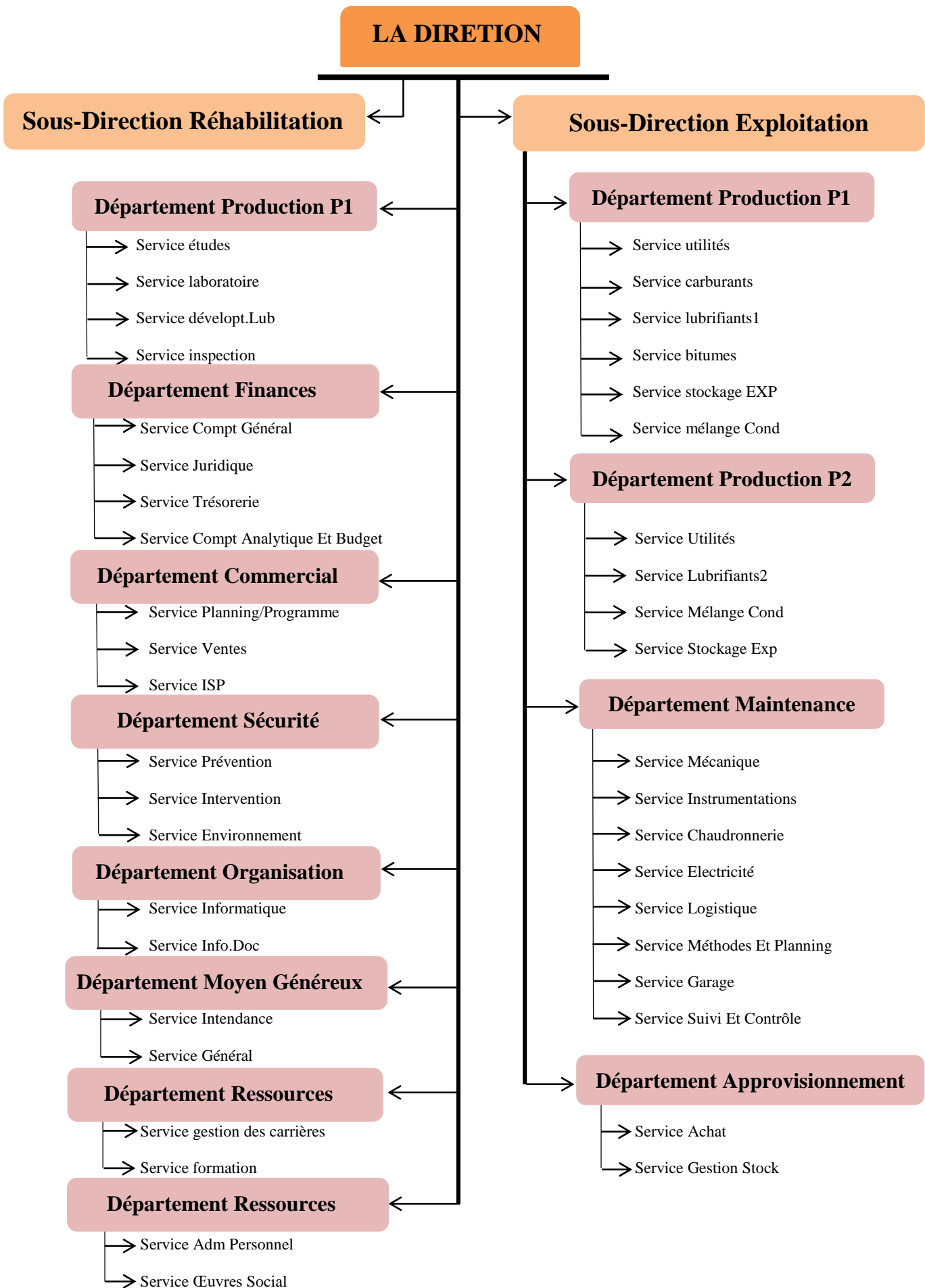


Figure I.4- L'organisation de la direction de la raffinerie d'Arzew

## I.9 Principales installations de la raffinerie

La raffinerie d'Arzew comprend 04 départements de production P1, P2, P3 et P4 chacune est répartie en différentes zones ayant des activités spécifiques [1].

### I.9.1 Département de production P1

Ce département concerne la production des carburants, des lubrifiants et les bitumes en faisant traiter le (BHM) comme une charge, et le (BRI) est destiné pour la production des bitumes, ce département comporte les zones suivantes :

#### I.9.1.1 Zone 03 (les utilités)

Cette zone a pour but d'alimenter autres zones en air, eau, vapeur, électricité et en gaz qui sont vitales et nécessaires pour les unités de traitement.



**Figure I.5-** La zone des utilités

Cette zone comprend les unités suivantes :

**Tableau.I.5-** productions des utilités [3]

Unité	Production et utilisation
Unité 31	Production de vapeur d'eau : pour le stripping, énergie motrice des turbos générateur.
Unité 32	Production de l'eau distillée pour l'alimentation des chaudières.
Unité 33	Distribution de l'eau de refroidissement (opérations de refroidissement de produits).
Unité 34	Production de l'électricité.
Unité 35	Gaz de combustion au niveau des chaudières et fours.
Unité 36	Productions d'air service et d'air instrument.
Unité 67	Réseaux d'incendie.

### I.9.1.2 Zone 04 (Les carburants)

C'est la zone principale dans la raffinerie, elle représente le départ du procédé de raffinage du pétrole brut, elle comprend 05 unité de production.



Figure I.6- La zone des carburants

- **Unité 11 :** Distillation atmosphérique (TOPPING), elle a comme rôle la séparation par fractionnement des différents composants du pétrole selon leur volatilité. Après une telle distillation atmosphérique on récupère ces coupes :
  - Gaz de pétrole liquéfié (LPG) ;
  - Naphta léger LSRN ;
  - Naphta lourd HSRN ;
  - Kérosène ;
  - Gasoil léger et lourd ;
  - Résidu de la colonne 11C1 (BRA) est la charge principale de la distillation sous vide.
- **Unité 12 :** (reforming catalytique), elle traite le naphta lourd (HSRN) provenant de la distillation atmosphérique, elle a pour but de produire une essence riche en aromatiques à haut indice d'octane (reformat), à partir des naphtènes et des paraffines présents dans l'HSRN. Cette unité comporte deux sections :
  - **Section hydrobon :** c'est une section de réaction, ici il sert à deux types de réactions, le premier c'est l'élimination des poisons qui se trouvent dans le Naphta lourd (HSRN) tels que : le soufre (S), l'oxygène (O), l'azote (N) par oxydation de ces composés, au même temps à saturer les oléfines pour obtenir des produits à haut qualité (en naphtène ou aromatiques), la capacité de cette section est 56m<sup>3</sup>/h ; après



la purification le naphta lourd(HSRN) est appelé « unifinat », qui sera la charge de la section de platforming.

- **Section platforming** : cette section représente la base du procédé ou on sert à obtenir un produit à haut qualité à partir d'une réaction catalytique ou il est employé un catalyseur sélectif en présence de l'hydrogène pour transformer l'unifinat provenant de la section « hydrobon » en base de meilleurs caractéristiques destinée à la production des essences. La capacité de cette section est environ 56m<sup>3</sup>/h. Après des réactions chimiques on obtient une charge appelée « Platformat » porte un indice d'octane jusqu'à 96.
- **Unité 13** : (récupération et séparation des GPL), cette unité a pour but de récupérer les gaz provenant de la tête de stabilisateur de l'unité de distillation atmosphérique et de tête de débutaniseur de l'unité de reformage catalytique et de l'unité 17 en les séparant en produits purs tels que le propane(C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) et le butane (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>).
- **Unité17** : (l'isomérisation), elle fait traiter le naphta léger provenant de la distillation atmosphérique en augmentant son indice d'octane.
- **Unité 18** : (l'unité de système de l'huile chaud) cette unité fournit la chaleur pour les unités 11 et 17 en utilisant un fluide caloporteur [5].

### I.9.1.3 Zone 07 (les lubrifiants 1)

Cette zone est la responsable de la production des huiles de base à partir de BRA venant de l'unité 11 Topping.



**Figure I.7-** Zone des lubrifiants

Elle comprend les unités suivantes :

- **Unité 20** : stockage des huiles semi finis.

- **Unité 21** : unité de distillation sous vide) certains produits lourds et résidus de l'unité 11 (BRI) sont soutirés dans cette unité pour la production de ces huiles semi fini suivantes :
  - Gasoil LVGO et HVGO
  - Huile mi- visqueuse (MVO), huile visqueuse (VO)
  - des résidus au fond de la colonne (RSV)
- **Unité 22** : unité de désasphaltage au propane, les résidus provenant de l'unité 21 sont traités par le propane pour extraire l'asphalte et obtenir une huile appelée DAO (huile désasphaltée).
- **Unité 23** : unité de l'extraction au furfurool, elle fait traiter les huiles venant des unités 21 et 22 en raison d'améliorer leur indice de viscosité ceci est effectué par l'élimination des aromatique et les naphthènes
- **Unité 24** : unité de déparaffinage des huiles au MEC/toluène, les huiles obtenues par l'unité 23 sont traités au toluène afin d'en extraire la paraffine dont le rôle d'améliorer l'indice d'écoulement.
- **Unité 25** : unité de l'Hydrofinishing.

**I.9.1.4 Zone 10** : (production des bitumes) comporte deux principales unités :

- **Unité 14** : (flash sou vide)
- **Unité 15** : (semi blowing) [1].

**I.9.1.5 Les zone de stockage :**



**Figure I.8-** Zone de stockage

- **Zone 08 et 09** : stockage du résidu atmosphérique dans 2 bacs. [4]

- **Zone 11, 12 et 13** : stockage du brut de Hassi-Messaoud ; 3 bacs de 60 000T et 2 bacs de 50 000 T [5].
- **Zone 31** : Contient une torche P1.

### I.9.2 Département de production P2

Ce département a été réalisé pour servir les grandes demandes en lubrifiants, elle comprend deux principales zones :

#### I.9.2.1 Zone 19 (les utilités)

Elle a été créée pour assurer le bon fonctionnement de la zone 05 des huiles de base, elle est répartie en plusieurs unités assurent les mêmes services des utilités du département comme la production de l'électricité, production de la vapeur, gaz inerte, traitement des effluents... [4]

#### I.9.2.2 Zone 05 (les huiles de base)

Le traitement dans cette zone englobe les mêmes tâches que la zone 07 en ajoutant l'unité 150 de l'huile caloporteur.

### I.9.3 Département de production P3 [1]

Est un nouveau département a été ajouté aux services de production, qui comporte les zones suivantes :

#### I.9.3.1 Zone 06 (production des huiles finies)

Elle est réalisée pour le mélange et le conditionnement des huiles finies à partir des huiles de base fabriquées dans cette chaîne de production. Les mélanges des huiles de base sont effectués avec des additifs pour améliorer leurs caractéristiques [5]. Elle comprend les unités suivantes :

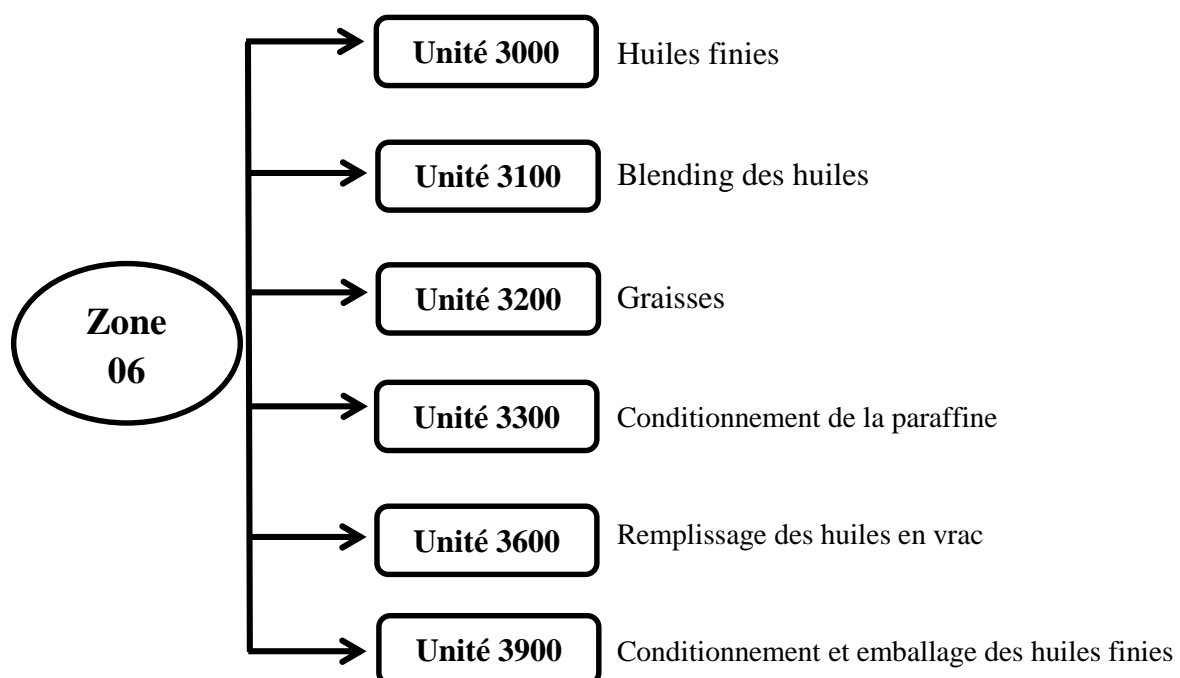


Figure I.9- Les unités de production des huiles finies (zone 06)

**I.9.4 Département de production P4** [1] Elle englobe ces zones :

**I.9.4.1 Zone 28 (zone de stockage et expédition)**

C'est une zone de stockage des matières premières, et les produits finis (graisses, essences, bitumes) et des produits semi finis tels qu'ils sortent de la colonne de distillation, reforming, unité de : désasphaltage..., ainsi cette zone est destinée au stockage de pétrole brut.

**I.9.4.2 Zone 30 (chargement des produits finis)**

Cette zone est conçue pour le chargement des produits pétroliers (essences, gasoil, GPL...) dans les moyens de transport « camions, wagons et des trains »

**I.9.4.3 Zone 27 (traitement des effluents)**

Cette zone a pour but de récupérer les eaux usées et les traitées, elle est répartie en deux bassins de séparation et de décantation physique.

## II.1 Introduction au raffinage du pétrole

Le pétrole ou « l'huile de pierre » est un liquide noir plus ou visqueux généralement à reflets verdâtre et plus légère que l'eau, sa densité se varie entre 0.80 – 0.95 – 1.00. Tout comme le gaz naturel est un combustible fossile qui provient de la décomposition de la matière organique [6].

Le pétrole a une composition parfaitement définie par un mélange d'hydrocarbures, ou il contient aussi des proportions variables des molécules lourdes très complexes de l'oxygène, soufre, azote, mercure, appelés des résines ou asphaltènes [7].

Pour utiliser le pétrole dans les différentes branches industrielles il doit subir à des séries du traitement on les appelle la chaîne du raffinage [7].

Le raffinage désigne l'ensemble des traitements physicochimiques pour tirer le pétrole le maximum en produits énergétiques et non énergétiques à haute valeur commercial, ces opérations sont dénommé par « les procédés de raffinage » [6].

## I.2 Les principaux procédés de raffinage

Le pétrole est traité dans les raffineries qu'elles représentent une grande industrie, usines qui sont plus ou moins complexes selon la gamme des produits demandés et la qualité du pétrole. La complexité de la raffinerie se traduit par son nombre des unités de traitement que l'on peut classer en trois catégories : les procédés d'épurations, les procédés de séparations et les procédés de conversion [8].

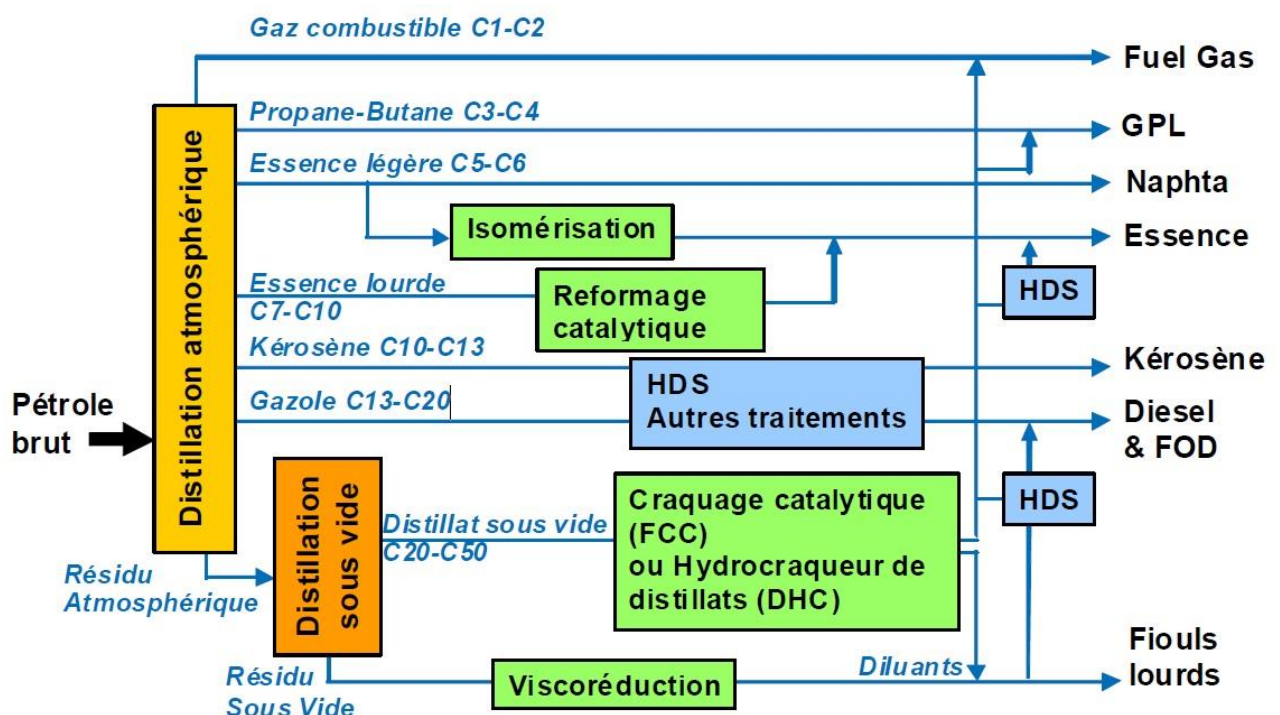


Figure II.1- Schéma d'une raffinerie simple

### I.2.1 Les procédés d'épurations

Ils ont pour but de débarrasser les produits traités et les effluents liquides et gazeux, ainsi que les composés indésirables qui sont présents en faibles proportions. Ces procédés transforment les composés qui peuvent être nuisibles pour les unités de traitement d'une raffinerie ou ils les séparent en différentes phases [9].

De plus ces procédés représentent la première étape de raffinage de pétrole qui débute par le dessalage (déshydratation) qui sert à réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations [10].

Ainsi on peut trouver d'autres processus d'épuration des coupes pétroliers après une telle distillation atmosphérique, tel que le gasoil qui aura un seul traitement après l'utilisation au marché c'est « la désulfuration » ou « l'hydrodésulfuration ».

**Tableau.II.1-** Quelques procédés d'épuration et leurs spécifications [10]

Procédé	Charge à traiter	Enjeu du procédé	Composés éliminés
Le dessalage	Pétrole brut	Déshydratation Dessalage	Eau (hydrates) Sels
La désulfuration	Les gaz	élimination des SO <sub>2</sub> en présence de H <sub>2</sub>	Dioxyde de soufre SO <sub>2</sub> en formant le H <sub>2</sub> S
L'hydrodésulfuration	Résidus pétroliers Fuels lourds (gasoil) Essence	Elimination des souffres par procédés catalytique en présence de H <sub>2</sub>	Le soufre en formant le H <sub>2</sub> S

### II.2.2 les procédés de séparations

Le principe de ces procédés consiste à réaliser une telle séparation de deux phases (liquide-vapeur, liquide-liquide ou liquide-solide) qui ont une composition en hydrocarbures différente l'une de l'autre (volatilité, température d'ébullition) [6].

Les principaux procédés de séparation sont :

- La distillation (atmosphérique/sous vide).
- L'absorption.
- L'extraction au solvant.
- La cristallisation.
- L'adsorption.

Le procédé de séparation par excellence est la distillation du brut, et en deuxième lieu si l'on envisage une conversion plus profonde, l'extraction par solvant (désasphaltage) [12].

**Tableau II.2-** Vue d'ensemble des procédés de séparation [12].

Nom du procédé	Action	Méthode	But	Matières premières	Produits
Distillation atmosphérique	Séparation	Thermique	Séparation des fractions	Pétrole brut dessalé	Gaz, gazole, distillats, résidus
Distillation sous vide	Séparation	Thermique	Séparation sans craquage	Résidus de tour de distillation atmosphérique	Gazole, bases lubrifiants, résidus
L'extraction au solvant	Séparation	Thermique Absorption	Séparation des asphaltènes	Mélange d'overflash et résidu atmosphérique	Huile lubrifiante lourde(DAO), asphalte.

### II.2.3 les procédés de transformations

Les procédés de transformation ou de conversion sont les procédés majeurs du raffinage et de la pétrochimie. Dans cette grande famille on trouve des procédés divers selon les besoins demandés au marché des carburants ou matières pétrochimiques ainsi des procédés de traitements d'environnement et des eaux de la raffinerie [10].

Tableau II.3- Les principales procédés de transformation et leurs rôles [10]

Procédé de raffinage :	Rôle du procédé :	Sous-produits :
<b>Les procédés d'amélioration des propriétés : avec réarrangement moléculaire</b>		
Reformage catalytique	Conversion du naphta de moindre qualité.	Naphta
Isomérisation	Production de charge d'alkylation.	Produits aromatiques
<b>Les procédés d'amélioration des propriétés : avec intervention corrélatif</b>		
alkylation.	Amélioration du rendement en essence et de l'indice d'octane.	Charge pétrochimique.
Synthèse d'éthers.	Augmenter l'indice d'octane en réduire la concentration en oléfine et d'augmenter la production d'essence	Production des oléfines (charge pétrochimique)
Oligomérisation.	Production de l'essence à partir des fractions C <sub>3</sub> contenant 75% de propylène ou de fuel gas.	Charge pétrochimique En produisant des polymères.
<b>Les procédés de conversion : par voie thermique</b>		
Cokéfaction	Production de base essences	Coke
Viscoréduction	Réduction de la viscosité	Quantité accrue de distillat, goudron.
<b>Les procédés de conversion : par voie catalytique</b>		
Craquage catalytique	"casser" en petites molécules les produits lourds afin d'obtenir des produits légers tel que l'essence et améliorer sa qualité(IN)	Essence, charges Pétrochimiques Essence, charges pétrochimiques Matières premières Pétrochimiques
Vaporéformage	Production de l'hydrogène complémentaire nécessaire à l'amélioration de la conversion des fractions lourdes du pétrole brut.	Production des gaz de synthèses.
Hydroconversions	Transformation totalement ou partiellement de distillats sous vide en produits plus légères.	Gazole, bases lubrifiants, résidus Gazole, bases lubrifiants, résidus
<b>Procédés de finitions :</b>		
Hydrotraitement/Hydrogénation	Elimination de soufre.	Soufre
Adoucissement	Réduction de la teneur de soufre et de l'odeur.	Les rejets de soude usée. Les disulfures.



### II.3 Traitement des essences par procédé de reformage catalytique

La plupart des raffineries sont équipées d'une unité de reformage catalytique celle qui sert à produire une coupe « naphta » contenant les essences de distillation directe du pétrole, des coupes à hautes indice d'octane, d'autre part le reformage catalytique fournit de l'hydrogène nécessaire pour l'hydrotraitement des autres coupes [13].

#### II.3.1 Théorie de reformage catalytique

Le reforming est une dénomination anglo-saxonne (Reformation ou reformage en français) [11].

Il représente le système dominant du développement de l'industrie de raffinage ainsi que la production pétrochimique [11].

C'est le procédé clé dans le schéma de fabrication, et un traitement catalytique qui utilise des catalyseurs multifonction, il sert à produire une base aromatique à haut qualité à partir des essences issues de la distillation atmosphérique de brut dessalé.

#### II.3.2 Objectif du procédé

L'objectif du procédé est la transformation de coupes pétrolières à faible indice d'octane (40-60), Issue de la distillation (naphta) en essence aromatique ayant un nombre de 6 à 10 atome de carbone qui porte un indice d'octane (95-100) et quelques fois plus de 100 quand la composition de l'essence est riche en aromatiques [15].

La charge principale du reformage est l'essence lourde de la distillation primaire, ainsi il peut transformer si nécessaire les essences sous-produits des procédés de viscoréduction, cokéfaction, Hydroconversions et les distillats moyens du craquage catalytique [13].

Le procédé de reformage catalytique permet d'obtenir :

- a. **L'essence** : avec un indice d'octane élevé jusqu'à 95÷98, qu'il est utilisé comme un produit de base des essences commerciales.
- b. **Hydrocarbures aromatiques** : les BTX une charge pour l'industrie pétrochimique.
- c. **Les gaz secs** : utilisés comme combustible et comme matière première lors du vapocraquage et la production de l'hydrogène.
- d. **Gaz liquéfiés** : issu de la colonne de stabilisation qui vont être séparés dans l'unité de gaz-plant.
- e. **Gaz riche en hydrogène** : il est utilisé à son tour dans l'unité hydroraffinage pour l'amélioration de la qualité de l'essence du gaz des huiles et pour la synthèse des semi-produits chimiques. Ce gaz riche en hydrogène est recyclé dans notre unité pour former la pression d'hydrogène.

## II.4. Généralités sur les essences

Les essences alimentent les moteurs d'automobile à allumage commandé par étincelle de façon impropre c'est à dire « à explosion » [14].

Les essences sont utilisées en quantité massive dans le monde entier, avec le développement de l'automobile et du moteur à essence à taux de compression de plus en plus, cela augmentait la demande en carburant à haut indice d'octane, donc elles possèdent un traitement spécifique.

### II.4.1 définition d'une essence

C'est un liquide inflammable, issu de la distillation du pétrole, utilisé comme carburant dans les moteurs à combustion interne [14].

L'essence est composée des mélanges d'hydrocarbures qui varient avec l'origine géographique du pétrole utilisé et les procédés de raffinage appliqués. Le mélange ne peut être commercialisé que si les propriétés physiques sont vérifiées (densité, volatilité) énergétiques (pouvoir calorifique) et chimiques (indice d'octane) [15].

On distingue deux types de l'essence : légère traitée par l'isomérisation, et une lourde traitée par le reformage catalytique dont l'objectif est l'amélioration de l'indice d'octane.

### II.4.2 composition et caractéristiques des essences

**II.4.2.1 La composition majeure de l'essence** c'est les hydrocarbures en pourcentage distribué comme il convient :

- **(20% à 30%)** des hydrocarbures saturés « les paraffines ou alcanes » de formule brut ( $C_nH_{2n+2}$ ) [16].
- **(5% à 6%)** de cyclo-alcanes « les cyclanes », hydrocarbures saturés cycliques de formule brut ( $C_nH_{2n}$ ).
- **(30% à 45%) des** d'hydrocarbures insaturés (alcènes) sont « les oléfines à double liaison » de formule brut ( $C_nH_{2n}$ ) [16].
- **(30% à 40%)** d'hydrocarbures aromatiques, de la famille du benzène [16].

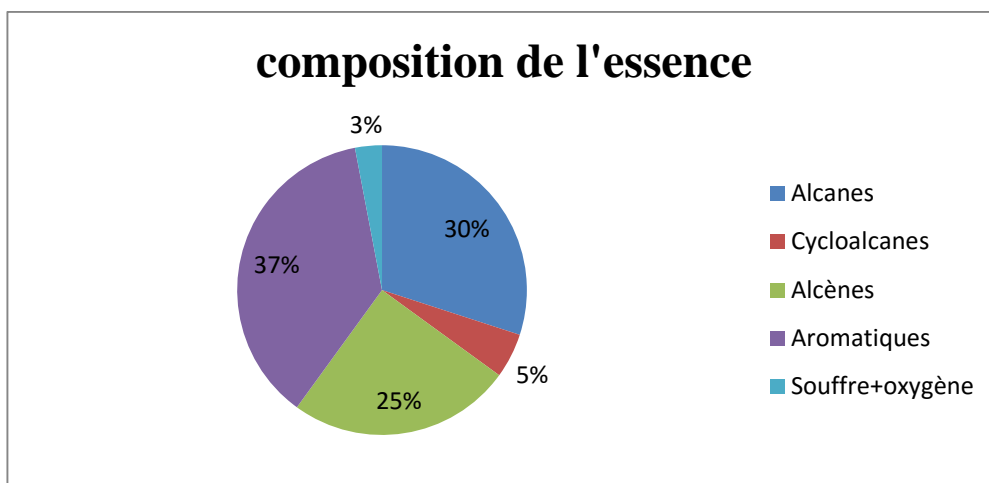
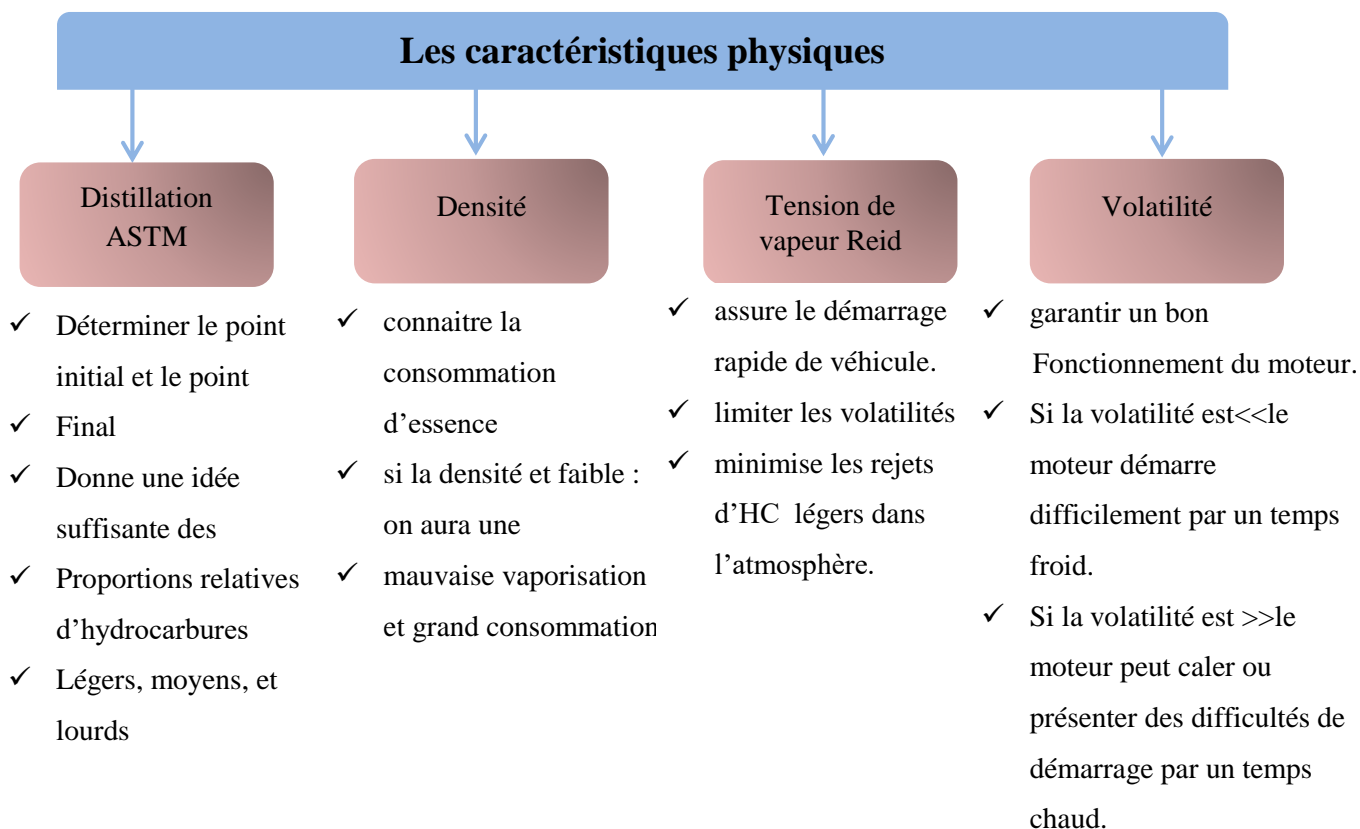


Figure II.2- Représentation graphique de la composition de l'essence

On trouve aussi des fractions non hydrocarbonées, sont des résines ou les impuretés que l'on trouve en (ppm) dans l'essence, ces résines sont : le soufre qui se trouve en quantité maximale autorisée ( $\leq 100$  voire 50 ppm), ainsi qu'une présence d'une base de l'oxygène (teneur en oxygène  $\geq 2\%$  de masse).

La détermination des caractéristiques physico-chimiques est le début de toute étude de valorisation. Ces caractéristiques sont obtenues à partir des essais simples et normalisés, les essences possèdent des caractéristiques physiques et chimiques. [11]

### II.4.2.2 Les caractéristiques physiques



FigureII.3- schéma représentatif des caractéristiques physique de l'essence et leurs rôles

### II.4.2.3 Les caractéristiques chimiques

**Tableau.II.4-** Les caractéristiques chimiques de l'essence et leurs rôles

Le caractère	Le rôle
Indice d'octane	déterminer la qualité de l'essence. caractérise les propriétés antidétonantes d'une essence.
Teneur en soufre	formation de H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> dilué qui est particulièrement corrosif. les (R-SH) détermine la corrosion directe des réservoirs et des conduites d'aspiration. diminue la susceptibilité au PTE.
Teneur en gomme	Formé des dépôts très gênants au point chaud de la tubulure d'admission et sur les tiges des soupapes d'admission qui peuvent alors se bloquer PTE, PTM

### II.4.3 l'indice d'octane et les méthodes d'améliorations

L'essence est une énergie fossile utilisée comme carburant dans nos véhicules, au sein de sa composition on trouve l'octane, un hydrocarbure saturé de formule chimique C<sub>8</sub>H<sub>18</sub> qui possède un indice à son nom, celui-ci est distingué par sa grande résistance à l'auto-inflammation appelée aussi auto-allumage [16].

L'indice d'octane est un nombre qui exprime les caractéristiques antidétonantes d'une essence dans un moteur à allumage commandé, on le formule parfois par l'abréviation ON (Octane Number) il représente aussi la capacité du carburant à s'allumer sans l'intervention de la bougie mais uniquement avec la compression du moteur [17].

Une essence à indice d'octane élevé ne s'enflammera pas (ou peu) dans la chambre de combustion tant que la bougie n'a pas produit d'étincelle. Elle préserve ainsi la performance et la longévité du moteur.

L'indice d'octane est déterminé par la composition du mélange d'un produit détonant, le n heptane (indice 0) et d'isooctane, très résistant à la détonation (indice 100) [16].

L'indice que l'on trouve plus souvent dans les stations de services est le RON (Research Octane Number) il indique le comportement du carburant dans le cadre d'une utilisation normale, il existe un autre indice qui caractérise l'essence c'est le MON déterminé dans des conditions d'essai plus sévères, qui reflète le comportement du carburant en cas d'utilisation plus éprouvante [11]. (Haut régime, conduite sur autoroute, remorquage, etc...)

Sachant que le reformage catalytique et l'isomérisation améliorent l'indice d'octane, il existe des méthodes entières pour l'augmentant, c'est l'utilisation des additifs, dans cet objectif plusieurs produits sont introduits avec les essences, parmi ces additifs on trouve les alkyles de plomb qui par l'intermédiaire de l'oxyde de plomb (PbO) accroissant la résistance au cliquetis, et les produits à base de manganèse et de l'oxygène.

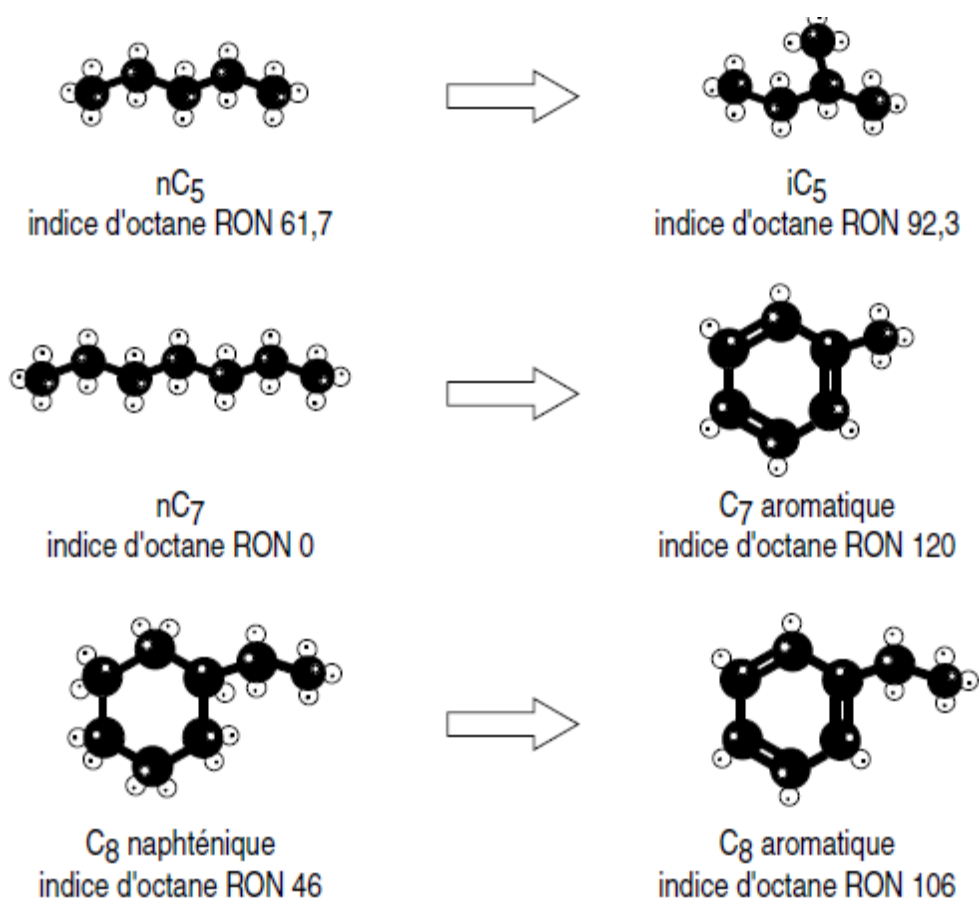


Figure II.4-L'amélioration de l'indice d'octane

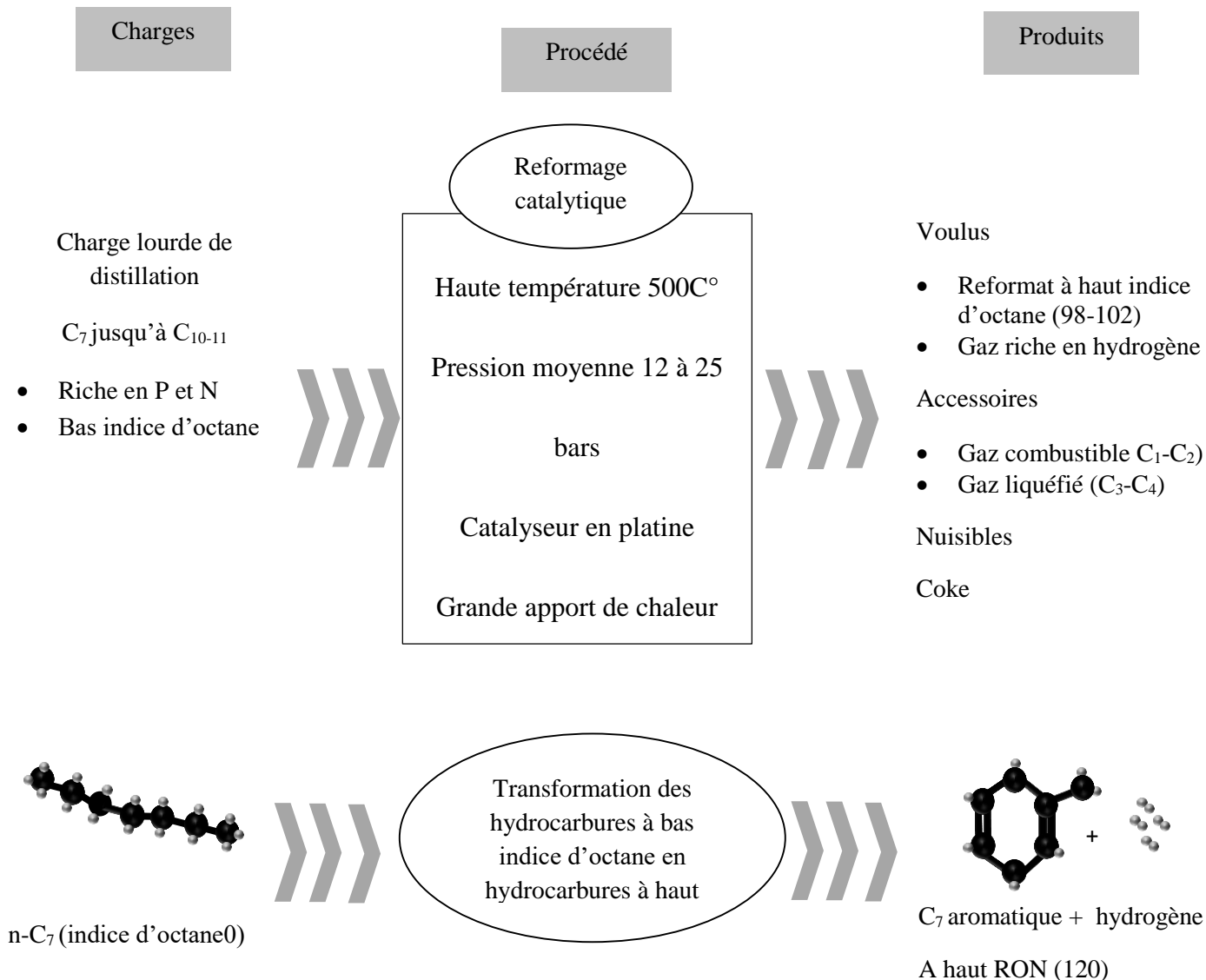
### II.5 Mise en œuvre du procédé de reformage catalytique

Le reformage catalytique est un procédé industriel sert à convertir les molécules (naphéniques, aliphatiques) contenant dans une essence en molécules aromatiques ayant un indice d'octane plus élevé, Dans ce procédé on trouve un catalyseur assurant le fonctionnement des réactions chimiques. À partir d'un naphta lourd débarrassé de soufre, le produit passe dans une

série des réacteurs qui assurent la transformation des molécules et la production des certains composés nécessaire pour autres procédés.

### II.5.1 principe et fonctionnement du procédé

La fonction originale du procédé de reforming catalytique, est de valoriser le naphta lourd(HSRN) provenant de l'unité de distillation atmosphérique qui contient en proportions variables des hydrocarbures « n-paraffines » ( $nC_7 \div nC_{10}$ ) et en naphènes ( $C_7 \div C_{10}$ ) ayant un faible « NO » égale à (44).



**Figure II.5-** Schéma représentatif du principe du reformage catalytique

Le plus important du Reforming catalytique de point de vue chimique est la conversion en aromatiques et iso-paraffines d'une partie importante des hydrocarbures qui constituent la charge, d'un indice d'octane égale à  $98 \div 100$ , ces réactions sont dirigées par un catalyseur dans certains conditions opératoires (température de  $500^\circ C$  et pression de 10 à 25 bars) en passant par un hydrotraitement qui vise à éliminer le soufre, dans cette étape on obtient un produit qui s'appelle « unifinat » qui est destiné pour une autre phase de conversion afin de produire une naphta à haute

qualité, cette charge traverse une série des réacteurs pour une bonne conversion pour obtenir le reformat à forte teneur en aromatique [18].

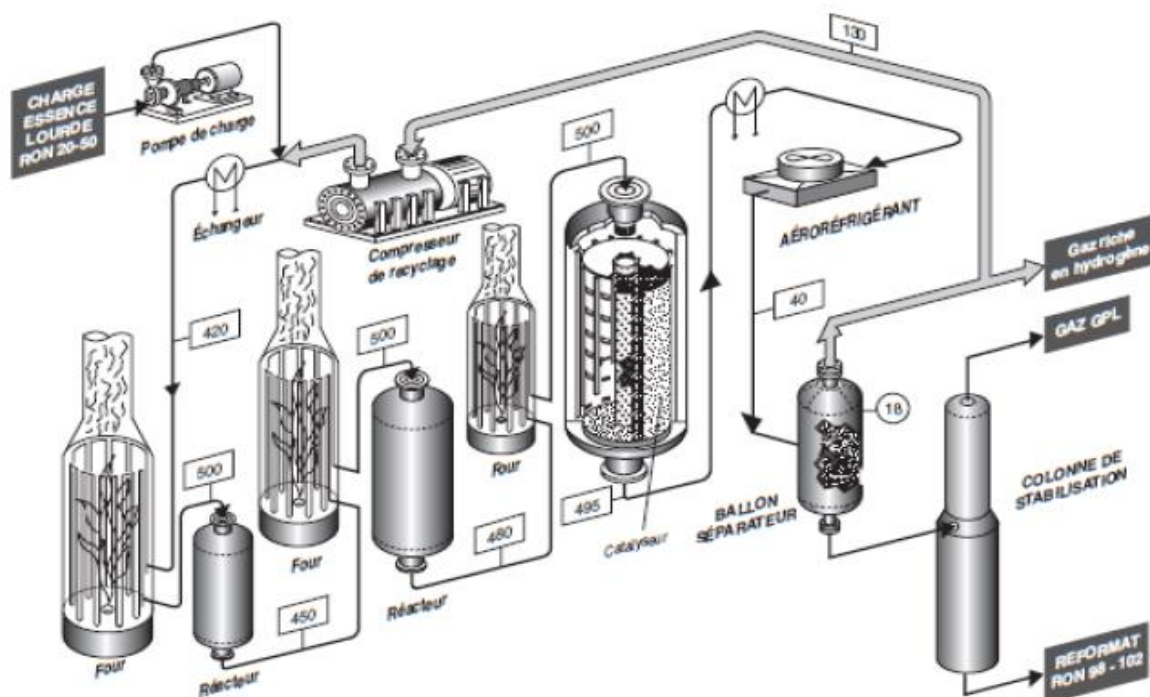


Figure II.6- Schéma d'une unité de reformage catalytique

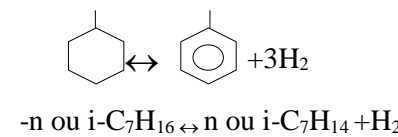
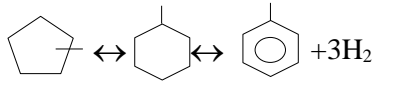
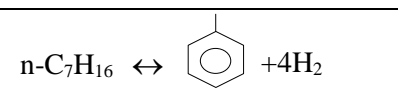
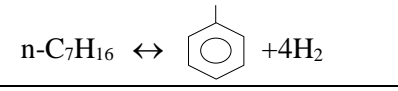
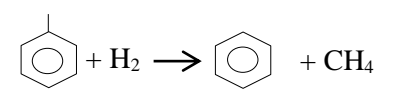
### II.5.2 les réactions mises en jeu

En première analyse le reformage catalytique consiste à la production d'aromatique à partir de (N) essentiellement en C7, C8 et C9 de manière aussi sélective que possible [13].

Les réactions principales de ce procédé sont :

- **La déshydrogénation** des cyclanes (alkyle-cyclohexanes) en composés aromatiques.
- **La déshydrocyclisation** des n-paraffines et des iso-paraffines en composés aromatiques : ces deux réactions sont accompagnées par la production du gaz de l'hydrogène [13].
- **L'isomérisation** des paraffines et des cyclanes [13] : cette réaction alimentant les deux transformations précédentes en structures moléculaires favorables [13]. Les conditions opératoires et les catalyseurs mis en œuvre pour réaliser ces trois réactions favorisent, en outre, des réactions parasites [13], notamment :
  - **Le craquage** des paraffines et des cyclanes.
  - **L'hydrodésalkylation** des composés aromatiques [19].
  - **L'alkylation** des composés aromatiques [13] : la forte proportion d'hydrocarbures aromatiques et les températures élevées mises en jeu favorisent la **formation de coke** qui se dépose sur les catalyseurs et entraînent leur désactivation progressive [19].

Tableau.II.5- Les réactions major lors du procédé de reformage catalytique [13]

Réaction	Stœchiométrie
Déshydrogénation	 $-n \text{ ou } i\text{-C}_7\text{H}_{16} \leftrightarrow n \text{ ou } i\text{-C}_7\text{H}_{14} + \text{H}_2$
Isomérisation-déshydrogénation	 $\text{Cyclopentane} \leftrightarrow \text{Cyclohexane} \leftrightarrow \text{Benzene} + 3\text{H}_2$
Déshydrocyclisation	 $n\text{-C}_7\text{H}_{16} \leftrightarrow \text{Toluene} + 4\text{H}_2$  $n\text{-C}_7\text{H}_{16} \leftrightarrow \text{Benzene} + 4\text{H}_2$
Hydrodésalkylation	 $\text{Toluene} + \text{H}_2 \rightarrow \text{Benzene} + \text{CH}_4$

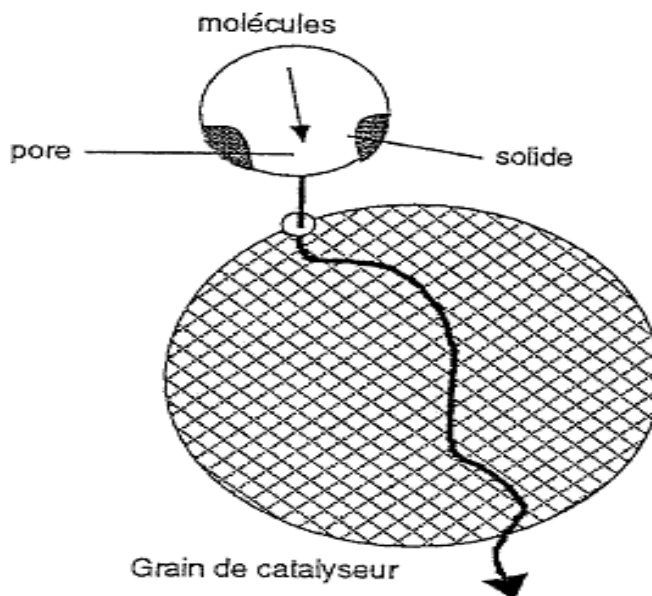
### II.5.3 problème de formation du coke

C'est l'une des réactions parasites les plus gênantes car elle entraîne une diminution de l'activité du catalyseur. Le coke se forme par une suite de déshydrocyclisation donnant des poly-aromatiques condensée très lourds [18]. La formation de coke est favorisée par la présence des hydrocarbures insaturées (des oléfines, des dioléfines, des poly-aromatiques) [20], et par une haute température et une basse pression mais défavorisée par une augmentation de pression, du rapport  $\text{H}_2/\text{HC}$  et d'une diminution de la température [20]. La réaction est très complexe et le cokage s'accroît considérablement avec l'augmentation du point final d'ébullition de la charge, pour éviter le cokage. En utilisant une pression d'hydrogène suffisante, on arrive à rendre le cokage pratiquement négligeable.

### II.6 les catalyseurs

La vitesse de certaines réactions chimiques augmente lorsqu'une substance étrangère, non consommée par la réaction, est ajoutée au volume réactif. En 1835, Berzelius dénomme ce phénomène «catalyse» [12]. On désigne par un catalyseur toute substance qui peut accélérer la vitesse d'une réaction chimique thermodynamiquement possible. On distingue deux types de catalyse, celle dans laquelle le catalyseur et le milieu réactionnel sont de la même phase, appelée «catalyse homogène», et dans l'autre le catalyseur et le milieu réactionnel sont de différentes phases, appelée catalyse hétérogène [13].





**FigureII.7-** Schéma simplifié sur le rôle d'un catalyseur

Un catalyseur est généralement un solide poreux qui se présente sous forme de bâtonnets ou de billes dont le rôle est d'accélérer les transformations chimiques recherchées dans le procédé. Un catalyseur agit par sa surface : les molécules de la charge se déposent sur la surface du catalyseur dans les pores et se transforment sur cette surface. La composition Chimique du catalyseur doit être adaptée aux transformations souhaitées ce qui explique la diversité des formules catalytiques [21].

### II.6.1 notion de la catalyse hétérogène

La catalyse hétérogène (ou catalyse de contact) vise à réaliser une transformation de réactifs liquides ou le plus souvent gazeux, en employant un catalyseur solide. Le processus chimique se déroule à l'interface solide-fluide, grâce à une adsorption des réactifs à la surface du solide. Cette adsorption met en jeu des sites spécifiques capables de contracter avec les réactifs des liaisons chimiques plus ou moins fortes. Les espèces adsorbées ainsi formées conduisent si le catalyseur est bien choisi à la réaction désirée

#### II.6.1.1 les étapes de la réaction catalytique

En catalyse de contact, la réaction se déroule entre les réactifs adsorbés à la surface du catalyseur. Le cycle catalytique comporte cinq étapes consécutives qui peuvent avoir une influence plus ou moins importante sur la vitesse globale de la transformation ces étapes sont les suivantes :

1. Diffusion des réactifs sur le catalyseur.
2. Adsorption des réactifs sur le catalyseur.
3. Interaction en surface des réactifs adsorbés.
4. Désorption des produits de la surface du catalyseur.
5. Diffusion des produits quittant la surface vers le milieu entourant le catalyseur.

Les étapes 1 et 5 correspondent à des processus physiques de transfert de matière vers le grain de catalyseur et à l'intérieur de ce grain généralement poreux, ainsi que l'illustre la figure II-8 les étapes 2, 3 et 4 correspondent à des phénomènes chimiques dont l'ensemble constitue la transformation chimique proprement dite.

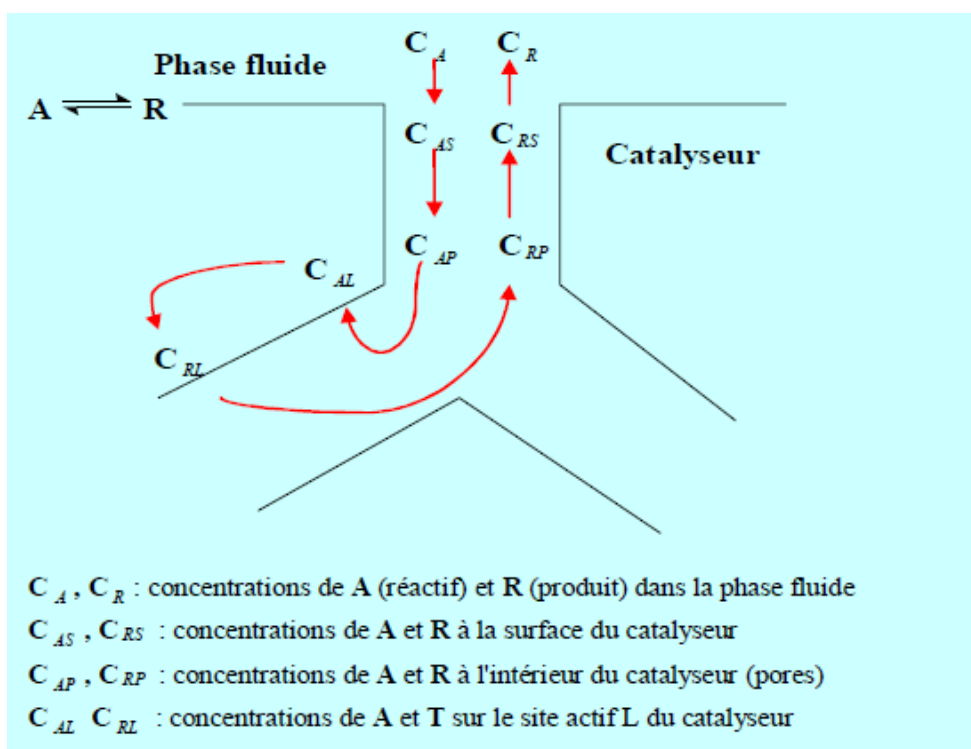


Figure II.8- mécanismes d'une réaction catalytique

## II.6.2 les principaux types de catalyseurs en raffinage

Les phases actives des catalyseurs de raffinage sont rarement massiques, et le plus souvent dispersées sur un support oxyde.

- **Les catalyseurs massiques** : sont exclusivement constitués de phase active. C'est le cas des catalyseurs Claus (alumine de transition et/ou oxyde de titane), des catalyseurs d'oligomérisation hétérogène ( $H_3PO_4$  solide, silice-alumine, zéolithes) et des supports des certains catalyseurs bi fonctionnels. C'est le cas des aluminés  $\gamma$  ou  $\eta$  chlorées, supports des catalyseurs de reformage ou d'isomérisation des paraffines légères [21].

- **Les catalyseurs supportés:** C'est par exemple le cas des catalyseurs de reformage catalytique constitués d'environ 0.5% de platine et d'un promoteur dispersé sur un support d'alumine  $\gamma$  chlorée.
- **Une troisième catégorie :** de catalyseur on distingue les catalyseurs d'hydroraffinage

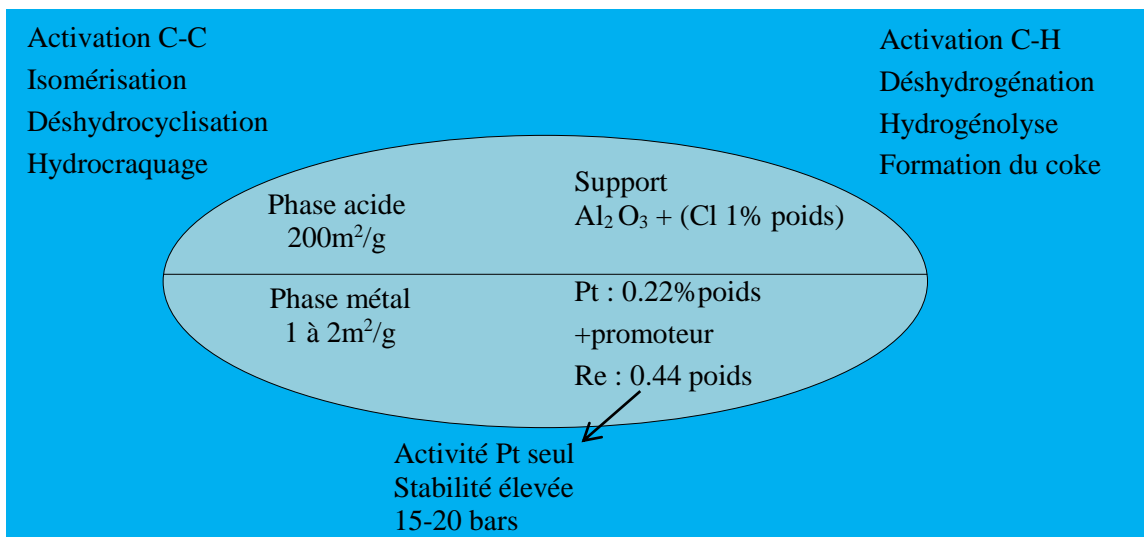
Co-malaxés, les catalyseurs de craquage catalytique et certains catalyseurs hétérogènes d'hydrogel d'alumine et de zéolithe [13].

- **Les catalyseurs "homogènes" :** ils sont ajoutés à l'état de traces dans le milieu réactionnel en oligomérisation d'oléfines légères pour la production des carburants, dans l'adoucissement des essences et des kérosènes, dans le traitement de finition des effluents de la réaction de Claus [13].

### II.6.3 les catalyseurs de reformage catalytique

Le catalyseur de reformage est hétérogène, bi-fonctionnel qui se compose d'un matériau de support de base (généralement  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) sur lesquels les métaux actifs sont placés. Les premiers catalyseurs utilisés sont à base d'oxyde de chrome  $\text{Cr}_2\text{O}_3$  et du molybdène  $\text{MoO}_3$  déposé sur un support silice alumine, mais ils ont été abandonnés à cause de leurs faibles sélectivités et très basse activité. Actuellement se sont les catalyseurs à base de platine qui sont les plus répandus où le platine est déposé sur un support acide. Les raffineries modernes utilisent des catalyseurs bimétallique ou polymétalliques ( $\text{Pt} + \text{Re} / \text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Pt} + \text{Re} + \text{Pd} / \text{Al}_2\text{O}_3$ ) [8].

Le catalyseur bimétallique contient du platine et un deuxième métal, le rhénium, pour répondre à l'augmentation des exigences de sévérité (pression plus basse, indice d'octane plus élevé), et présenter une amélioration considérable de l'activité et de la stabilité du catalyseur. Le catalyseur de reformage catalytique est un catalyseur typique à double fonction [21], en signifiant que certaines réactions sont catalysées par la fonction acide, tandis que les autres sont stimulées par la fonction métallique (hydrogénation-déshydrogénation) du catalyseur. Le Platine est considéré pour servir de site catalytique pour les réactions d'hydrogénation et de déshydrogénation et l'alumine chlorée fournit un site acide pour les réactions d'isomérisation, de cyclisation et d'hydrocraquage.



**FigureII.9-** Schéma explicatif de la bi-fonctionnalité du catalyseur de reforming

**II.6.3.1 Choix d’un Catalyseur et ses Caractéristiques catalytiques**

Un bon catalyseur est caractérisé par son activité, sélectivité et sa stabilité, il doit accélérer chacune de réaction élémentaire décrite précédemment tout en limitant la formation parasite de coke. Le choix du catalyseur est important pour optimiser les rendements en Platformat [13]. Le bon catalyseur doit accélérer toutes les réactions élémentaires passées en limitant la formation du coke [21], les caractéristiques des procédés catalytique du raffinage sont étroitement dépendantes des propriétés et plus spécifiquement des caractéristiques des catalyseurs. On distingue trois propriétés fondamentales.

**Tableau.II.6-** Les propriétés catalytiques fondamentales d’un catalyseur

Propriétés	Définition
L’activité	Capacité du catalyseur à activer la transformation d'une charge en produits. Elle s'exprime en : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kg de réactif converti / Kg de catalyseur. heure</li> <li>• %du réactif converti</li> <li>• Moles de réactifs transformées / m<sup>2</sup> de catalyseur. seconde</li> <li>• Molécules de réactifs transformées / site. seconde.</li> </ul>
Sélectivité	Capacité du catalyseur à activer la transformation vers le produit recherché parmi tous ceux possibles. S'exprime en pourcent par rapport à la fraction transformée.
Stabilité	S'exprime par la durée (heures, mois, années) pendant laquelle le catalyseur maintient l'activité et/ou la sélectivité visée.

### II.6.3.2 Désactivations du catalyseur

Avec la continuité du reforming et les réactions améliorant de l'indice d'octane, il est observé une baisse plus ou moins rapide de l'activité surtout la sélectivité du catalyseur, par disparition ou blocage progressif des centres actifs [22]. La perte d'activité est généralement due à trois causes principales :

- Les causes physiques.
- L'empoisonnement par les impuretés.
- L'encrassement par cokage.

#### II.6.3.2.1 Les causes physiques :

- La fracturation des grains du catalyseur [15], leur attrition ou leur abrasion entraînent une augmentation de la perte de charge (lit fixe) ou une production de fines poudres (lit mobile, lit fluidisé) [20].
- Le bouchage de la macroporosité externe par des impuretés de la charge.
- Le phénomène de frittage est une des causes physiques majeures de désactivation de catalyseurs. S'effectue par deux mécanismes principaux :
  - Le premier concerne la migration des cristallites : les particules se déplacent à la surface du support et coalescent pour former de plus grosses.
  - Le deuxième suppose la dissociation des agrégats métalliques en espèces métalliques ou moléculaires.

#### II.6.3.2.2 Empoisonnement par des impuretés :

Les produits considérés comme poisons des catalyseurs métalliques sont des molécules hétéro-atomiques portant des doublets libres. Les ions (ou atomes) métalliques ayant une couche électronique pleine (Pb, Hg) ou plus qu'à demi remplie ( $\text{Cu}^{2+}$ ) sont également nocifs [22]. De même, les amines empoisonnent les catalyseurs acides employés en craquage ou en isomérisation, l'empoisonnement est donc une réaction sensible à la structure du catalyseur [13].

#### II.6.3.2.3 Encrassement par cokage :

Les transformations catalytiques d'hydrocarbures s'accompagnent souvent de réactions secondaires, produisant des effets indésirables. Il se forme notamment des composés lourds non désirables, qui bloquent progressivement les centres actifs. On observe alors en cours de fonctionnement une baisse d'activité, plus lente pour les catalyseurs de reformage. [22].

### II.6.3.3 régénération des catalyseurs

L'opération de la régénération du catalyseur est nécessaire l'ors que le catalyseur présente une dégradation de ces performances dû à un dépôt de coke (perte d'activité). Quand les performances atteignent un niveau inacceptable (température maximal), Le produit conforme aux spécifications n'est plus possible, par exemple, la production d'hydrogène, le rendement en aromatiques et le rendement en reformat liquide. La perte de charge à travers le lit catalytique devient trop élevée durant le fonctionnement normal à cause de dépôts sur le système des pores du catalyseur. il est nécessaire de procéder à la régénération du catalyseur pour lui restituer, au moins partiellement, ses performances initiales. La régénération demandera toujours une quantité substantielle d'oxygène, même après de courtes périodes sur le flux de catalyseur, il y a quatre paramètres majeurs du process qui affecteront le résultat de la régénération :

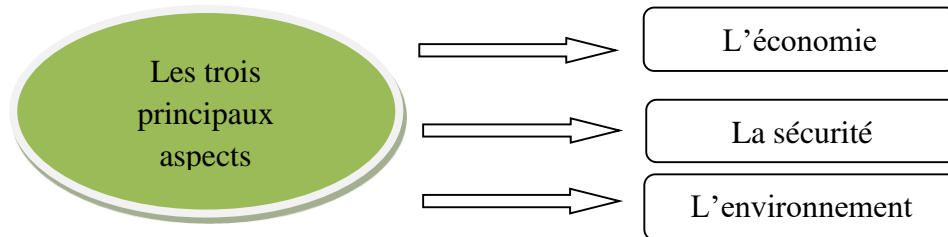
La pression, Température, La vitesse spatiale et La teneur en oxygène.

La régénération est faite :

- Soit cyclique grâce à un réacteur supplémentaire dans les procédés à régénération fréquente.
- Soit en discontinu, en arrêtant l'installation, dans les procédés semi régénératifs après une durée de fonctionnement qui peut être de 2 à 3 mois.
- Le procédé à lit circulant est effectué de façon continue.

### III.1 Introduction

Actuellement, le procédé industriel répond à trois principaux aspects qui sont :



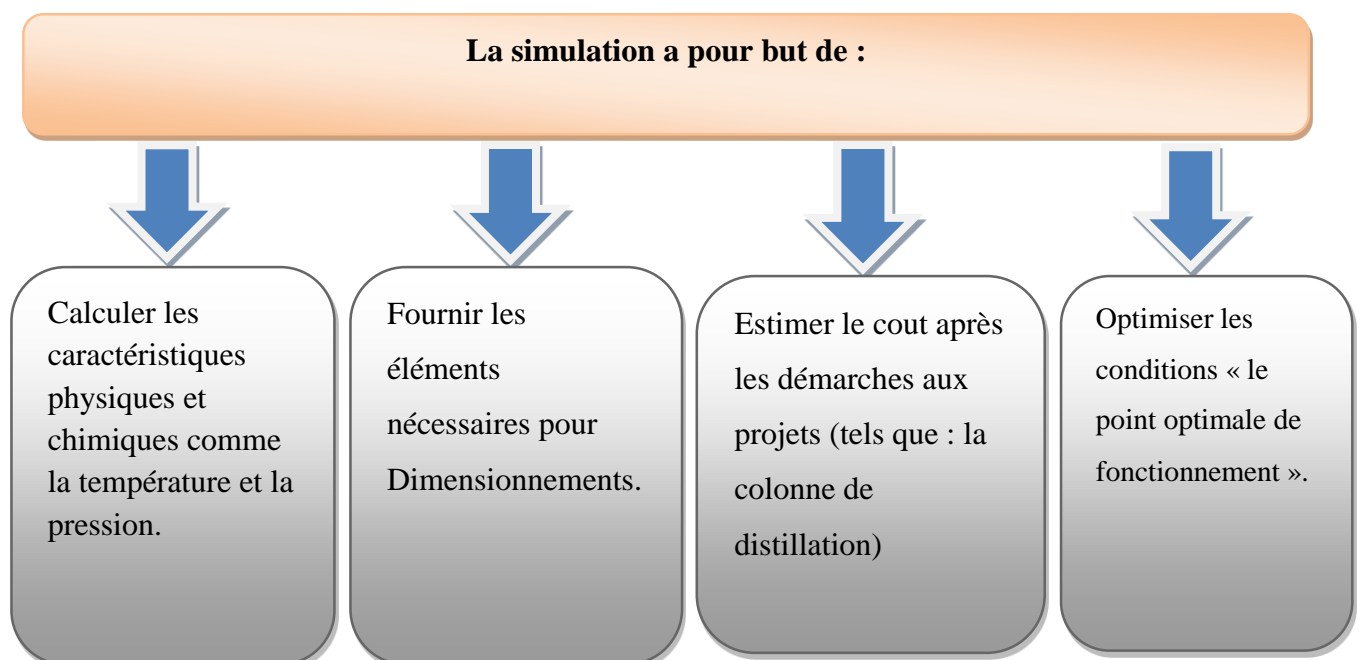
Lorsqu'un nouveau procédé doit être développé, l'ingénieur couramment sert à trouver le système le plus adapté en termes d'efficacité et de sécurité et le cout bien sûr et en général, la simulation aide à résoudre ces problèmes [23].

### III.2 La simulation

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant différentes solutions et différentes conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système, et permet de réaliser des scénarios et d'en déduire le comportement du système physique analysé.

L'avantage majeur de la simulation est la fourniture d'un bon aperçu du comportement du système réel. Cet aperçu peut être difficile de l'avoir à travers l'expérience et l'intuition seule, en particulier pour les systèmes complexes avec plusieurs variables interactives [24].

### III.3 Objectif de la simulation



**Figure III.1-** Schéma explicatif de l'objectif de la simulation

### III.4 Modélisation mathématique

La modélisation est une représentation logique et mathématique du comportement d'un système réel dans un contexte donné. Le modèle est alors issu d'une série d'hypothèses concernant le fonctionnement du système exprimées à l'aide de relations mathématiques, logiques ou symboliques entre ses éléments. Ce qui produit un modèle dit analytique. Pour les systèmes trop complexes on peut utiliser un modèle descriptif qui détaille les différents événements et actions décrivant son comportement. La simulation numérique permet de calculer sur l'ordinateur les solutions de ces modèles [25].

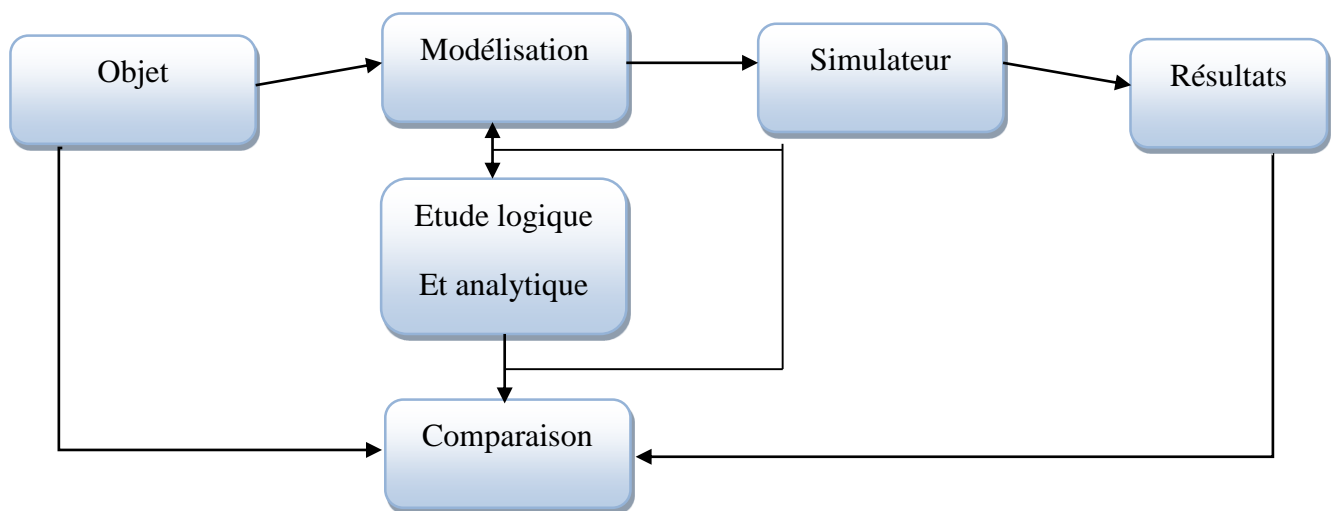


Figure III.2-Schéma nécessaire pour la modélisation et la simulation

### III.5 Simulation statique et dynamique

Suivant le système étudié, un modèle peut être statique (indépendant du temps), dynamique (dépendant du temps ou de l'espace).

#### III.5.1 Simulation statique

Les équations statiques qui traduisent le fonctionnement en régime permanent, c'est la simulation statique. La simulation statique d'un procédé vise à définir le flux (débit, température, fraction vaporisée, ...), ainsi que les bilans matière et d'énergie en régime stabilisé. Le procédé est décomposé en blocs représentant les différentes opérations unitaires mises en œuvre. Les blocs sont liés entre eux par des flux de matières ou d'énergies [26].

#### III.5.2 Simulation dynamique

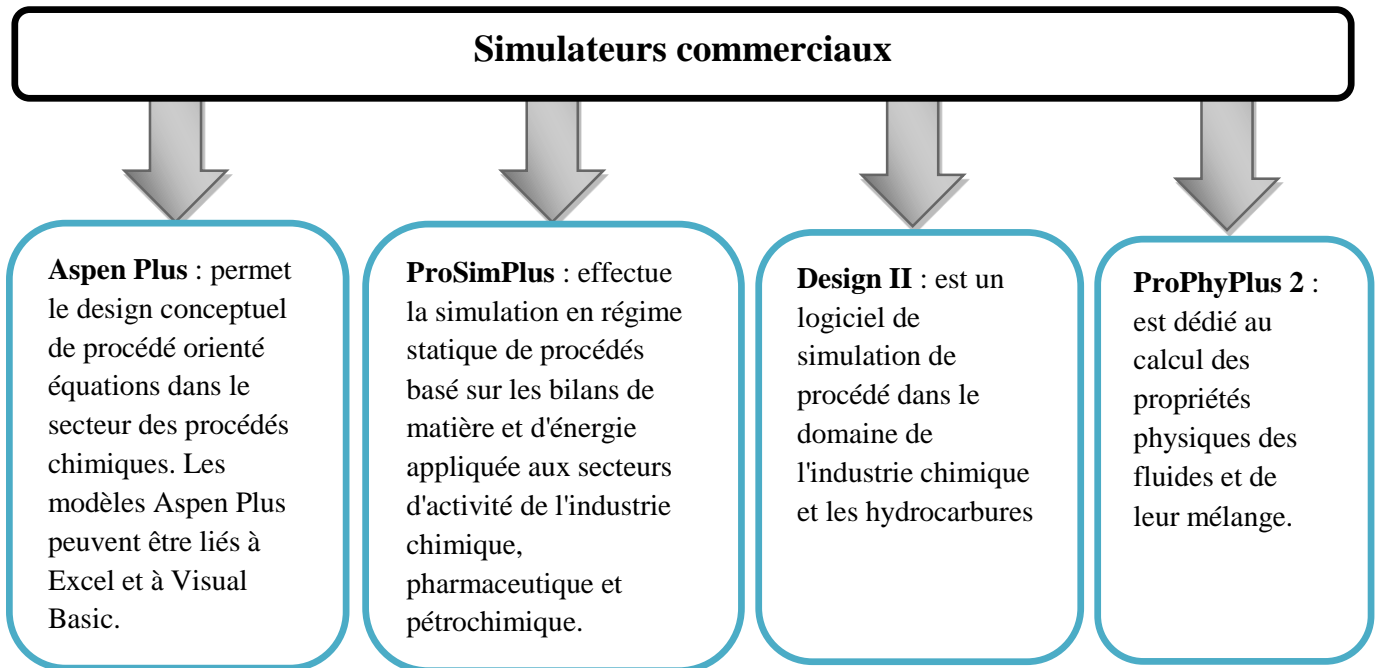
La simulation dynamique évalue les variables par rapport le temps à partir de résolution des équations différentielles. Les simulateurs dynamiques ne traitent que des systèmes à paramètres



localisés, c'est-à-dire ceux où une seule valeur décrit l'état d'une variable dans un volume. Ils calculent l'évolution d'un système en régime transitoire. Contrairement aux simulateurs statiques, ces logiciels tiennent compte des phénomènes d'accumulation dans le procédé. Pris au sens le plus large [24].

### III.6 Simulateurs commerciaux

On a plusieurs simulateurs commerciaux comme :



**Figure III.3-** Représentation des différents simulateurs commerciaux

On a ainsi le HYSYS (Hyprotech) et le PRO (Simulation Sciences) ... Ces derniers n'ont pas le même fournisseur [27].

### III.7 Utilisation de la simulation

Les différentes tâches qu'un simulateur de procédé devrait effectuer sont :

#### III.7.1 Dans la conception (engineering) :

- La résolution des bilans de matières et d'énergie ;
- Le dimensionnement des équipements ;
- L'évaluation économique du procédé ;
- L'optimisation du procédé ;

#### III.7.2 Dans le suivi des procédés :

- Réajustement des paramètres de fonctionnement dans le cas des changements de composition de l'alimentation ;

- Détermination de la performance des équipements [28].

### III.8 Présentation de simulateurs HYSYS V11

#### III.8.1 Historique

HYSYS n'est pas le logiciel de simulation le plus flexible, ni le plus utilisé dans l'industrie, mais il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser une fois que les éléments de base sont compris. HYSYS a été développé pour l'industrie du pétrole, bien qu'il soit utilisé pour d'autres types de procédés chimiques. Les simulations sont accomplies en utilisant les outils des menus [29].

#### III.8.2 Définition du HYSYS :

HYSYS est un logiciel de simulation des procédés de génie procède et de génie chimique développé par la société HYPROTECH (Canada). Il a été conçu pour permettre le traitement d'une vaste gamme de problèmes allant de la séparation bi, tri phasique simple jusqu'à la distillation et la transformation chimique.

Le Simulateur HYSYS est un ensemble de model mathématiques des opérations unitaire (ballon, colonne de distillation, compresseur, vanne...etc.)



FigureIII.4-ouverture du logiciel HYSYS V11

### III.8.3 L'utilisation du logiciel HYSYS

Le HYSYS peut être utilisé pour :

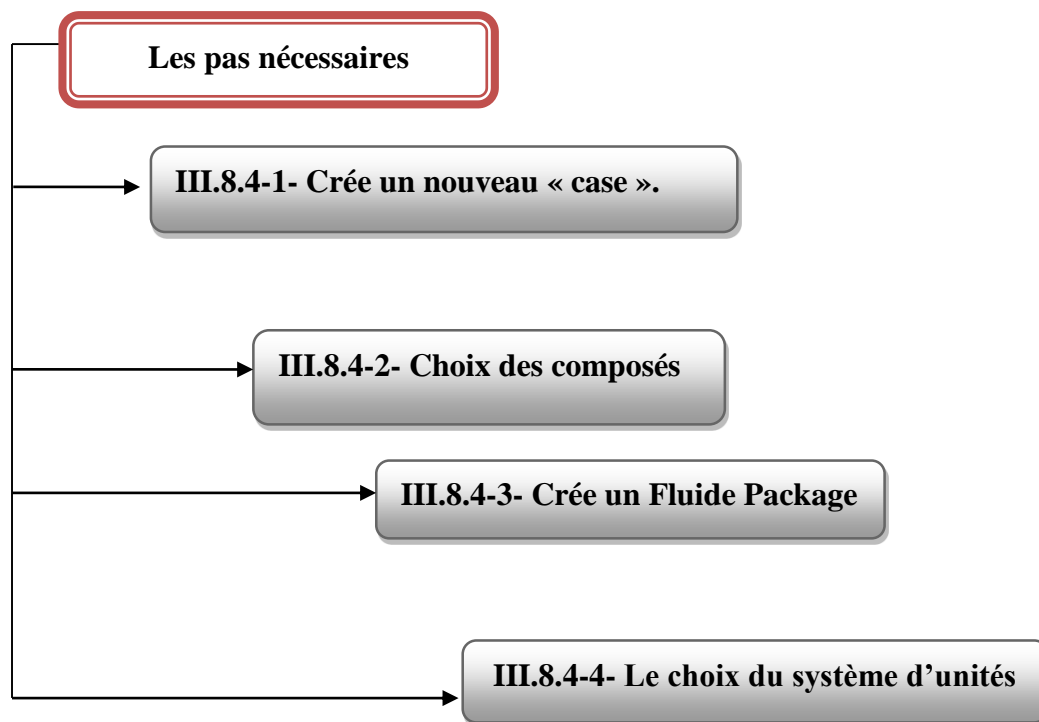
- Établissement des bilans matière et d'énergie d'un procédé industriel.
- Dimensionnement des équipements.
- Engineering.
- Réajustement des paramètres de fonctionnement dans le cas de changement de composition de l'alimentation.
- Détermination des performances des équipements. Les ingénieurs engagés dans l'engineering de design utilisent le logiciel HYSIS pour faire des calculs rapides en utilisant des modèles efficaces et des techniques optimales.

La simulation par HYSYS réduit les coûts de l'engineering par :

- ✓ Des calculs rapides de différents designs en utilisant des modèles efficaces et des techniques optimales pour s'assurer que les équipements du procédé sont correctement spécifiés afin de délivrer les caractéristiques du produit voulues aux rendements de la production désirés.
- ✓ Création de modèles qui peuvent être appliqués durant le fonctionnement de l'unité à partir du design de conception jusqu'aux détails : Estimation, formation et optimisation [30].

### III.8.4 Les étapes d'utilisation du logiciel HYSYS :

Pour réaliser une simulation en HYSYS, les pas suivants sont nécessaires :



FigureIII.5- Organigramme des pas nécessaires pour la simulation

#### III.8.4-1 Créé un nouveau « case »

Pour effectuer cette étape, il doit être choisi **New case** dans le menu File.

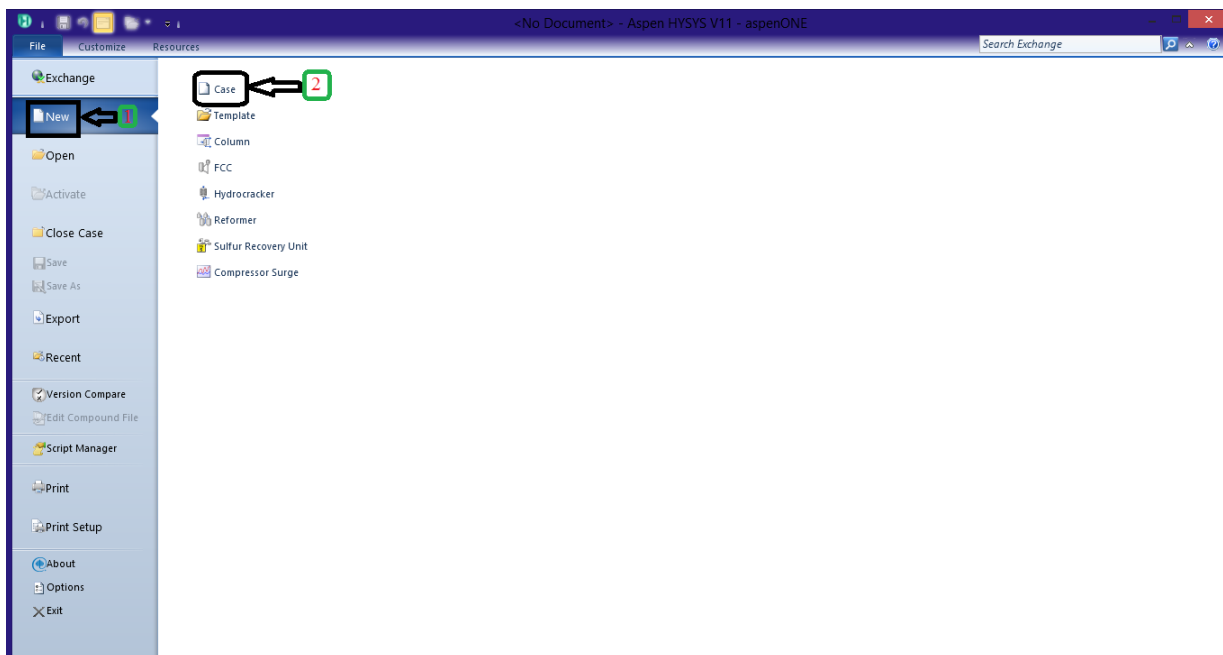


Figure III.6- Création d'un nouveau cas dans logiciel HYSYS V11

### III.8.4.2 Choix des composés

Il existe plusieurs de composés dans la bibliothèque (la liste des composés) et ils sont classés par un ordre croissant (en type).

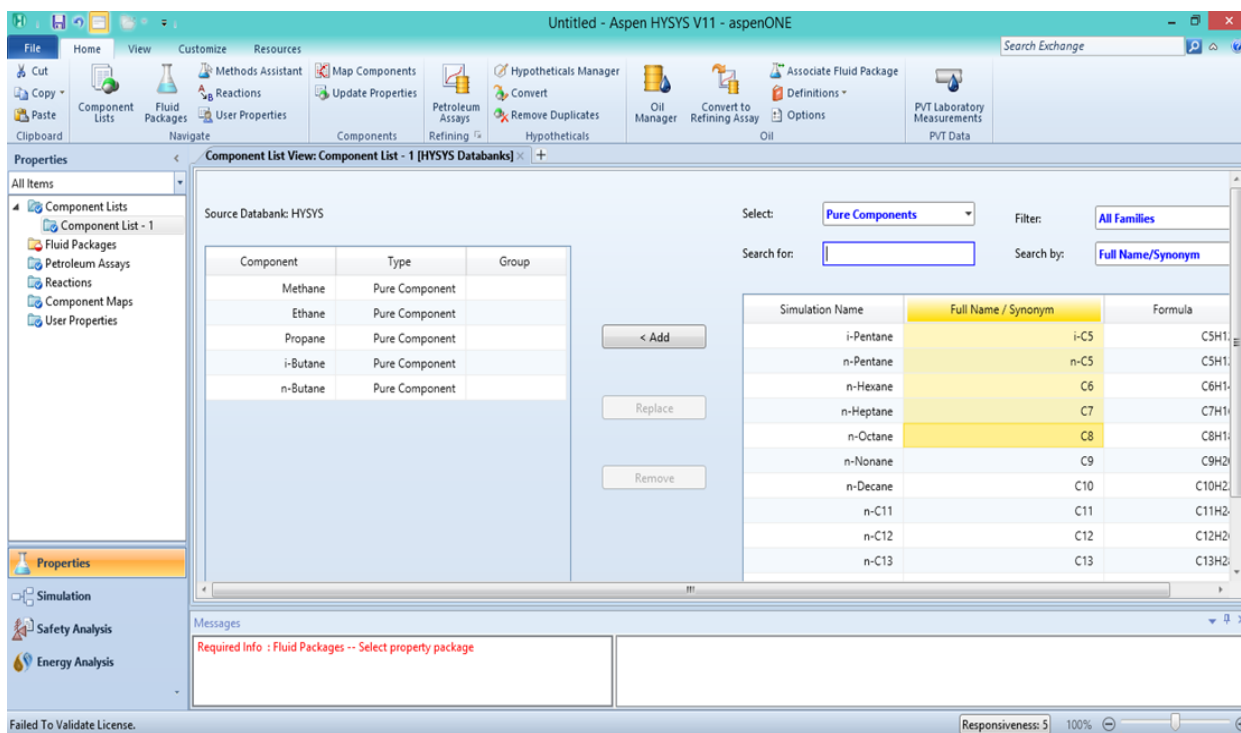
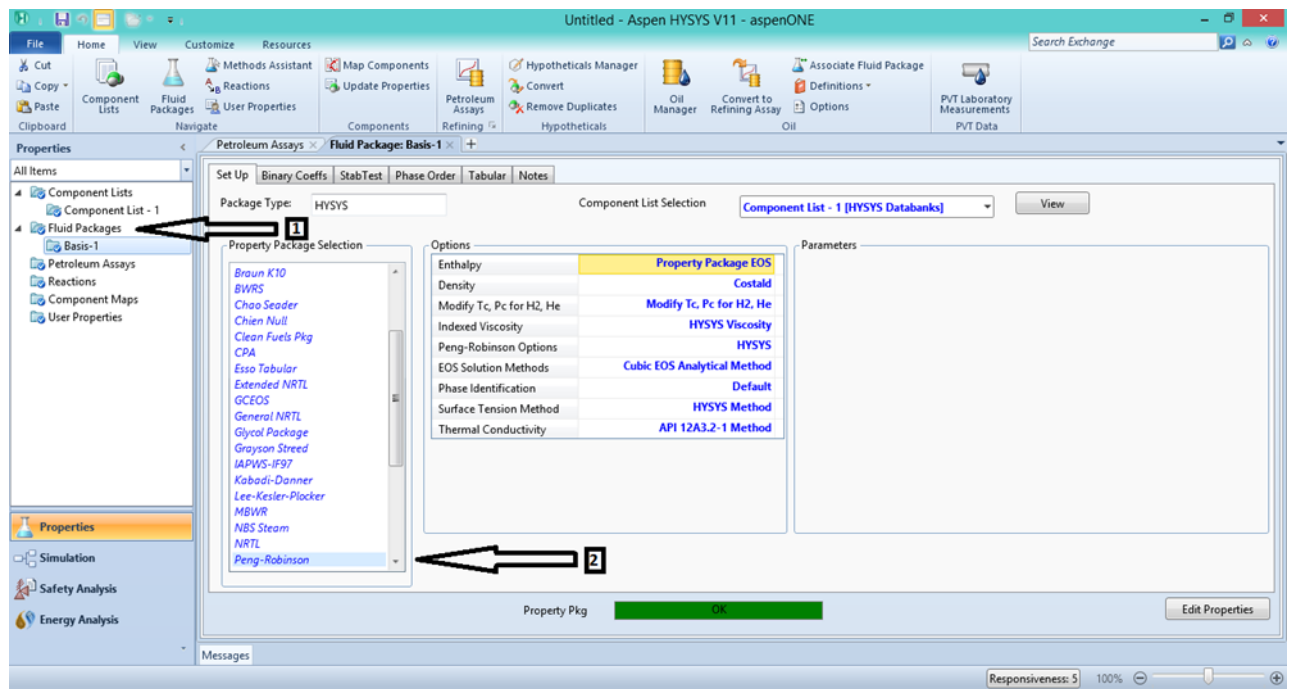


Figure III.7- Fenêtre de sélectionner des composés dans logiciel HYSYS V11.

### III.8.4.3 Crée un Fluide Package

Cette étape est très importante pour passer à la simulation, elle consiste à contenir au moins les composants, et les méthodes (équation d'état) pour calculer les propriétés des composants.



**Figure III.8-** Fenêtre de choisir fluides packages dans logiciel HYSYS V11

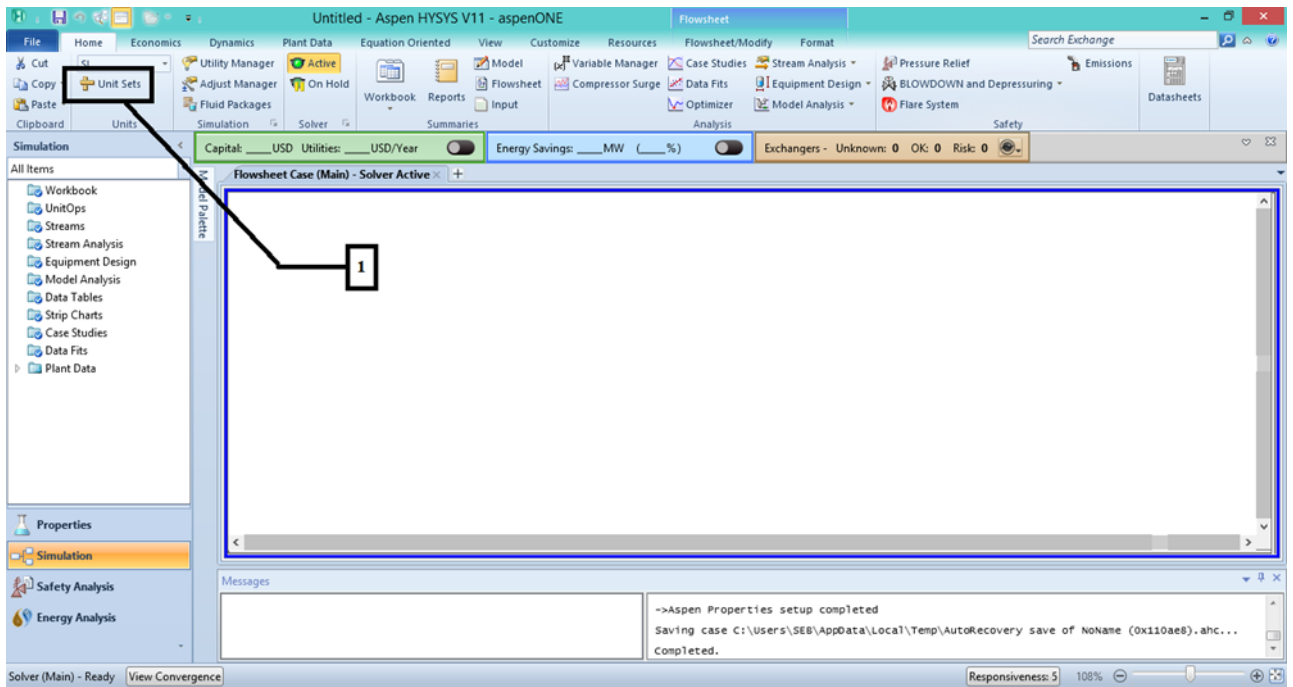
Dans notre cas on choisit Le modèle le plus simple suppose un comportement de gaz idéal pour la phase gaz et un comportement de solution idéal pour la phase liquide. Donc, on utilise la loi de Raoult pour les calculs de l'équilibre de phases. Dans HYSYS, ce modèle est appelé « Peng-Robinson ».

**Equation de PENG- ROBINSON (PR) :**

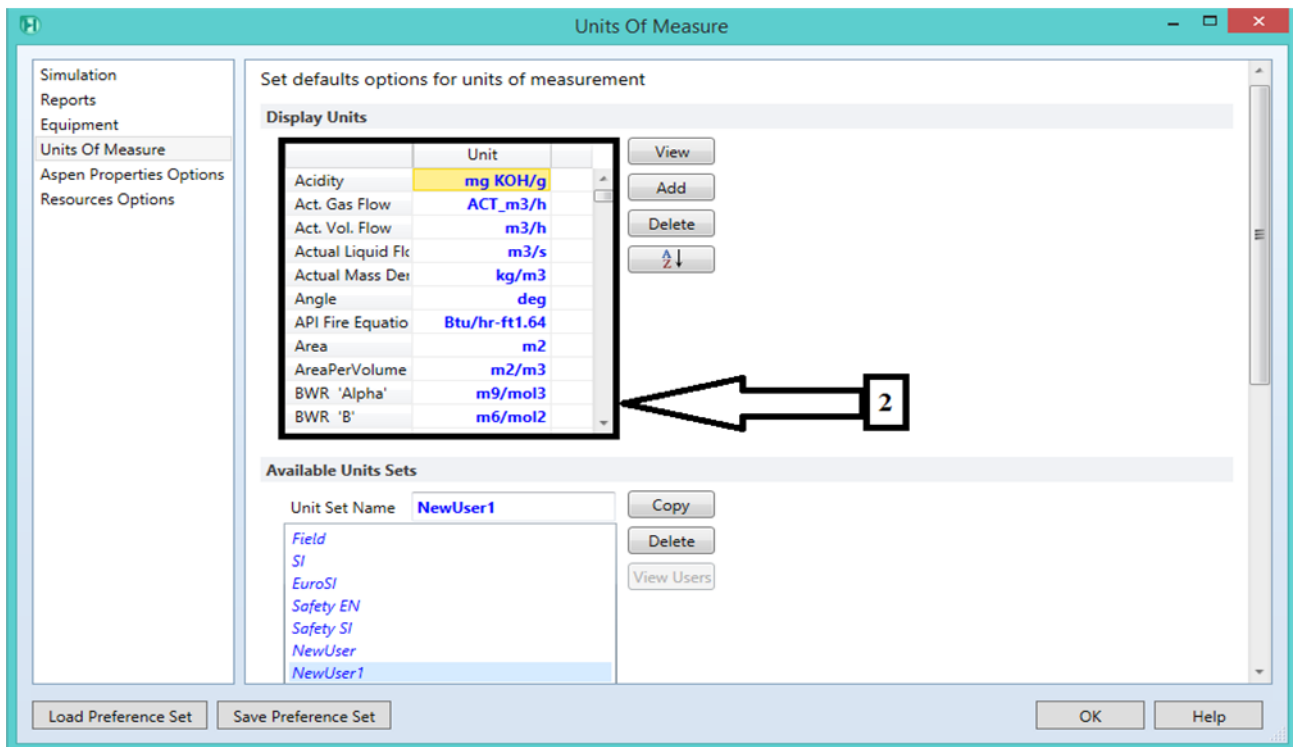
$$P = \frac{RT}{(V b)} \frac{a}{V^2 + 2Vb + b^2}$$

#### III.8.4-4 Le choix du système des unités

Pas comme les anciennes versions qu'on est obligé de changer les unités avant entrer dans la simulation en contraire dans cette version se passe le changement des unités après la déclaration de liste de composants et le « fluide package », ou on trouve dans la fenêtre une Botton directement lancée « units sets » ou on change les unités et choisir le système que l'on veut.



FigureIII.9- Unités sets dans logiciel HYSYS V11



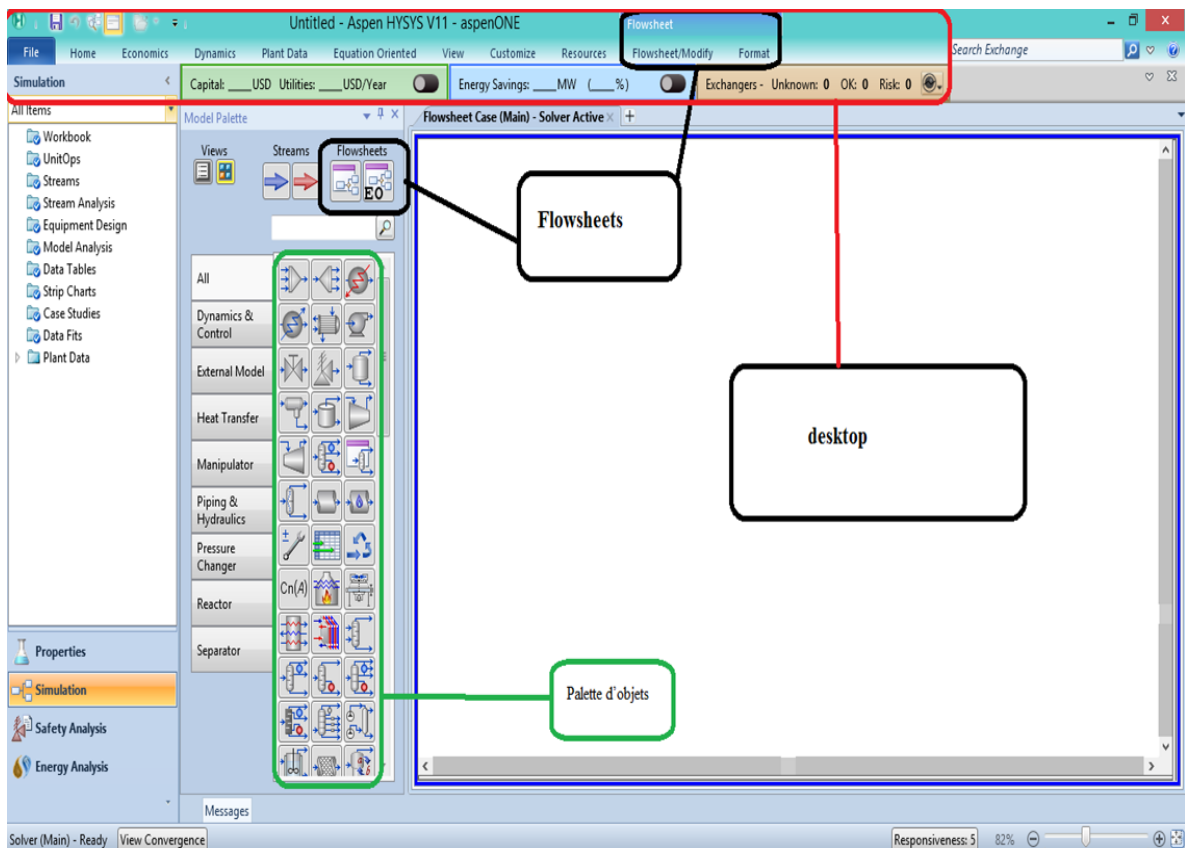
FigureIII.10- Unités de mesuré dans logiciel HYSYS V11

### III.9 Concepts et caractéristiques du simulateur HYSYS

HYSYS est un simulateur de procédé qui est utilisé précisément dans l'industrie chimique et pétrolière. Il n'est pas le logiciel de simulation le plus flexible, ni le plus utilisé dans l'industrie, mais il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser une fois que les

éléments de base sont compris [27]. Aspen HYSYS est le premier logiciel de simulation de processus de l'industrie de l'énergie utilisé par les principaux producteurs de pétrole et de gaz, les raffineries et l'ingénierie.

- « **Flowsheet** » : c'est un ensemble d'objets « Flowsheet Elements » (Courants de matière, d'énergie, d'opérations unitaires, de variables opératoires) qui constituent tout ou une partie du procédé simulé et qui utilisent la même base de données thermodynamiques «Fluid Package » [31].
- « **Process Flow Diagram** » : les courants et les opérations unitaires se trouvent sous forme des symboles dans le « Flowsheet » qui sont représentés par ce diagramme.
- « **Desktop** » : c'est l'endroit où on aperçoit les fenêtres de HYSYS lors de la conception.
- « Simulation case » : il rassemble les « **Fluid Package** », «**Flowsheet** » et « **Flowsheet Elements** » qui constituent le modèle.
- « **Property view** » : il donne des informations sur un objet (opération ou courant).



**Figure III.11-** Interface HYSYS montrant quelques vocabulaires qui sont utilisés pendant les étapes de construction d'un modèle

### III.10 Environnement de simulation

Il y a 5 environnements qui sont très importants, ils sont par les suites :

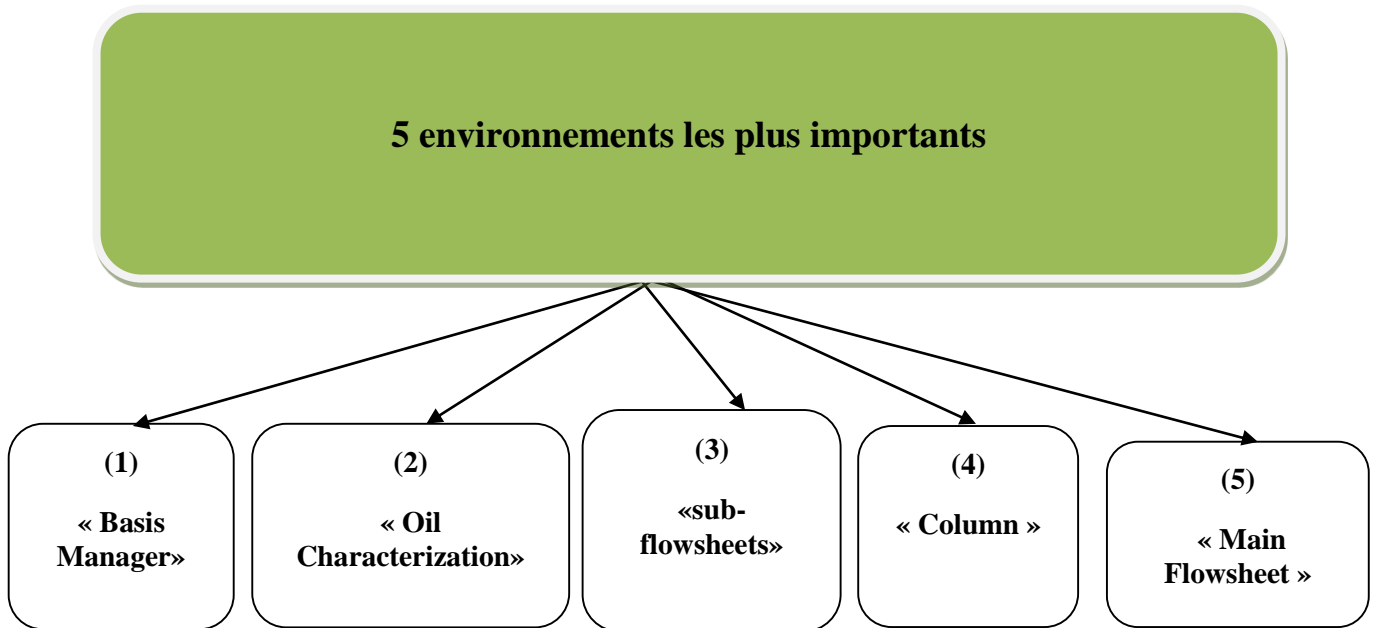


Figure III.12- Les environnements nécessaires dans la simulation

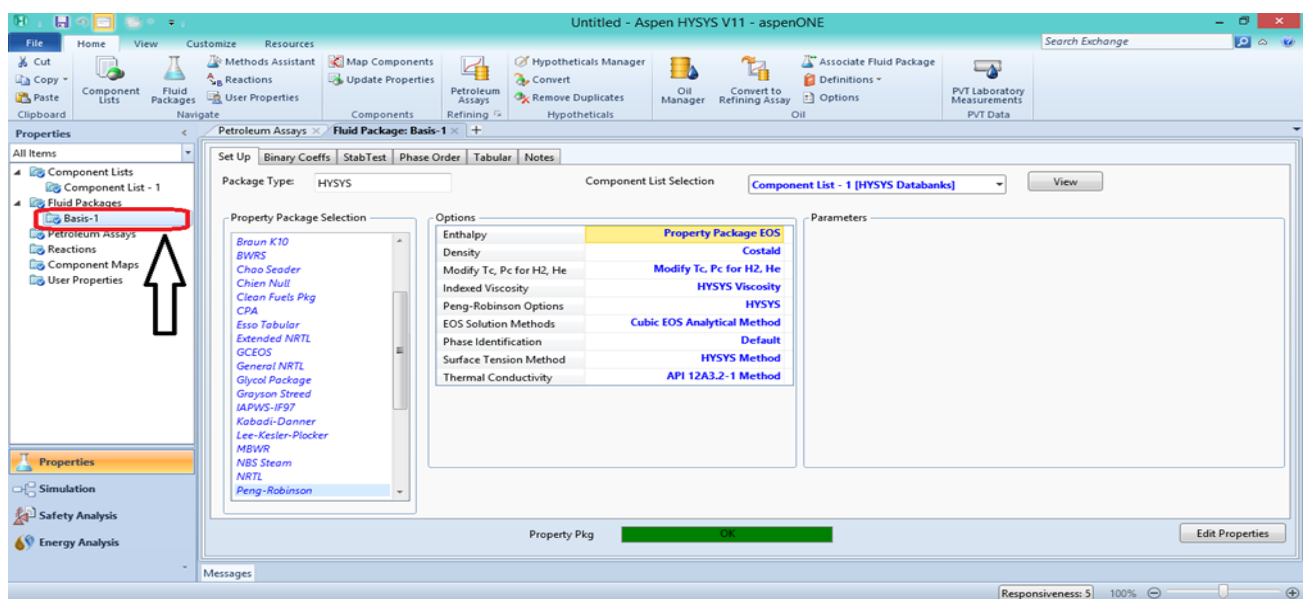


Figure III.13- Le choix d'un modèle thermodynamique. (Fluid package (basis-1))

- « **Basis Manager** » : il fait la création et la modification de « **Fluid Package** ».
- « **Oil Characterization** » : les fluides pétroliers sont caractérisés par cet environnement.
- « **Sub-Flowsheet** » : il donne des définitions sur la topologie d'un sous- ensemble.
- « **Column** » : il admet de définir précisément la topologie de l'opération unitaire colonne à distiller.



- « **Main Flowsheet** » : la topologie du **Flowsheet** principale de la simulation est définie par eux [23].

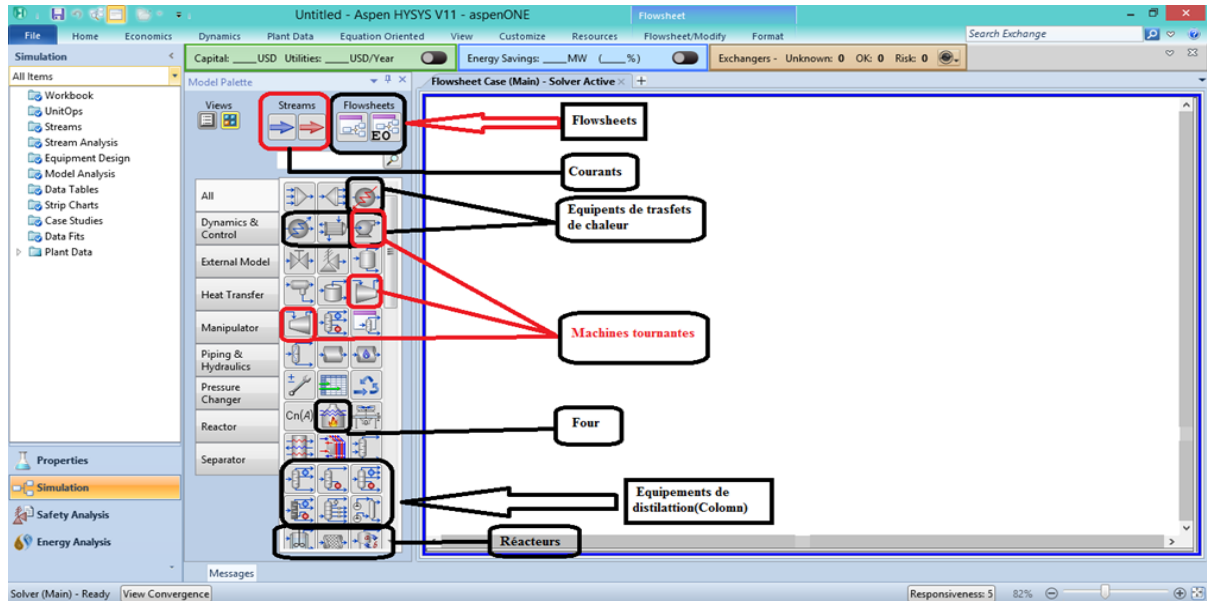


Figure III.14- Palette d'objets (HYSYS V11)

### III.11 Conclusion

Dans ce chapitre, on obtient une simple connaissance concernant l'importance de la simulation dans ce monde technique en particulier l'industrie de pétrole et gaz.

La simulation numérique où la conception assistée par ordinateur (**CAO**) est une méthode simple mais très nécessaire avant de réaliser n'importe quelle installation ou un projet parce qu'elle gagne beaucoup de temps, l'argent et la disponibilité de l'effort. Le logiciel convaincu pour cette simulation est le **HYSYS V11**.

**HYSYS** est un simulateur qui a beaucoup d'avantages tout en facilitant les calculs, d'une part, les résultats sont très précis et qu'il donne des valeurs valables d'autre part, il estime bien le cout.

Globalement, ce logiciel est destiné pour les ingénieurs afin de réussir leurs travaux.

## IV.1 Description du schéma technologique de l'unité de reformage catalytique

La fonction originale du procédé de platforming est de valoriser le naphta lourd (HSRN), provenant de l'unité de distillation atmosphérique avec un faible indice d'octane (NO=44) ; pour obtenir un mélange de carburant à indice d'octane élevé en favorisant analytiquement des groupes spécifiques de réactions chimiques. L'installation se divise en deux sections :

### • Section prétraitement de naphta (hydrobon) :

Elle a pour but de purifier la charge des impuretés telles que : le soufre, l'azote, l'oxygène et les métaux, ces derniers qui provoquent l'empoisonnement du catalyseur.

### • Section platforming :

Elle est destinée pour la production du Platformat avec un indice d'octane de 100 qui est utilisé comme base pour le mélange des essences.

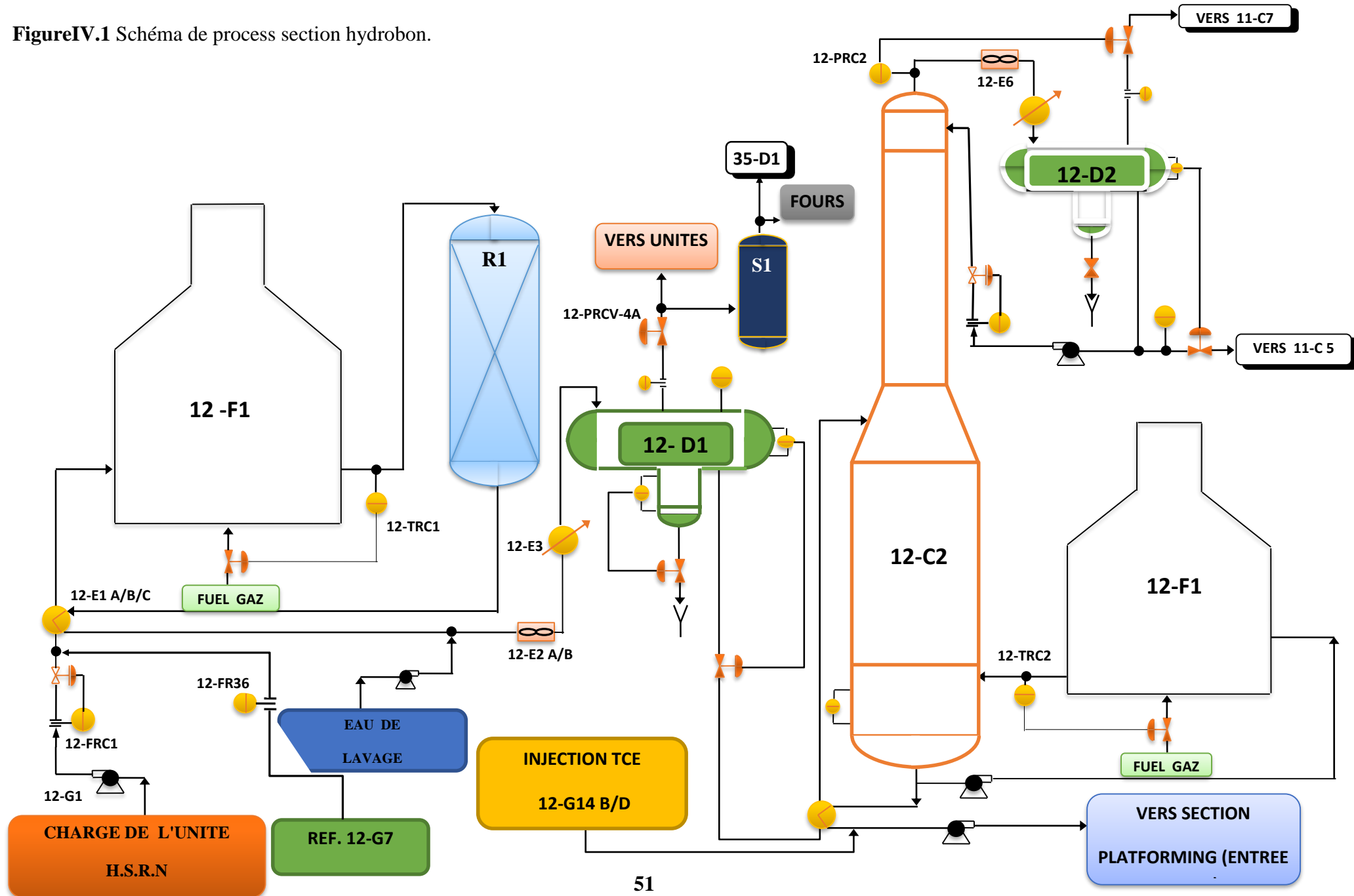
#### IV.1.1 Section hydrobon

Le Naphta lourd HSRN provenant de l'unité de distillation atmosphérique contient du soufre, de l'azote, de l'oxygène et d'autres composants constituant un poison pour le catalyseur du platforming [34]. C'est la section d'hydrobon qui est destinée à transformer et à éliminer les composants indésirables par hydrogénation et en même temps à saturer les oléfines pour obtenir des produits de haute qualité [34]. Le réacteur d'hydrobon 12C1 est chargé avec le catalyseur S9 de type CO/MO sur le support d'alumine. La capacité de l'unité d'hydrobon est de 56 m<sup>3</sup>/h. Le naphta lourd (HSRN) est aspiré du bac de stockage, puis refoulé par l'intermédiaire de la pompe de charge « 12-G1 » cette charge est mélangée avec un gaz de recyclage riche en H<sub>2</sub> qui s'écoule dans l'unité de platforming en passant par les échangeurs de chaleurs pour subir à un préchauffage avant d'entrer dans le four (12F1) pour être chauffée jusqu'à la température requise(350C°) [34], ensuite la charge est envoyée vers le réacteur (12C1) d'hydrobon où se passe les réactions de : la désulfuration, la dénitrification ainsi que l'élimination des métaux [34]. Le four d'hydrobon est divisé par une paroi centrale en 2 sections : une est équipée des serpentins de charge et l'autre équipée des serpentins de rebouillage de stripper 12C2. L'effluent du réacteur est envoyé à travers l'échangeur de chaleur (12E1) et Aero réfrigérants (12E2) vers le séparateur d'hydrobon 12D1. La pression du service du séparateur est ajustée par la vanne PRCV jusqu'à 17,6 kg/cm<sup>2</sup>, les gaz sortant de la section hydrobon sont riche en H<sub>2</sub>, ils sont envoyés vers les unités d'Hydrofinishing, une autre partie est recyclée vers le ballon tampon du fuel gaz où elle est destiné aux fours d'hydrobon et platforming (12F1, 12F2) et (12F3). Dans le ballon séparateur on obtient deux phases :

- Phase vapeur : c'est le gaz riche en hydrogène.
- Phase liquide : elle représente le naphta hydro-traité.

A la sortie de l'échangeur (12E1) une injection de l'eau est prévue vers le séparateur 12D1 en vue de dissoudre les chlorures d'ammonium formés. Une injection d'une solution de (PHILM PLUS 5K646) est injectée dans la conduite de tête du stripper 12C2 comme inhibiteur de corrosion, Tout le liquide sortant de la tête du stripper 12C2 sauf celui du reflux est envoyé vers les strippers de l'unité de Topping pour être retraité. Le contenu du fond du stripper (12C2) est chauffé dans le premier four (Four hydrobon) et envoyé vers la section platforming. La figure (Fig.IV.1) est démontrée par ce texte.

Figure IV.1 Schéma de process section hydrobon.



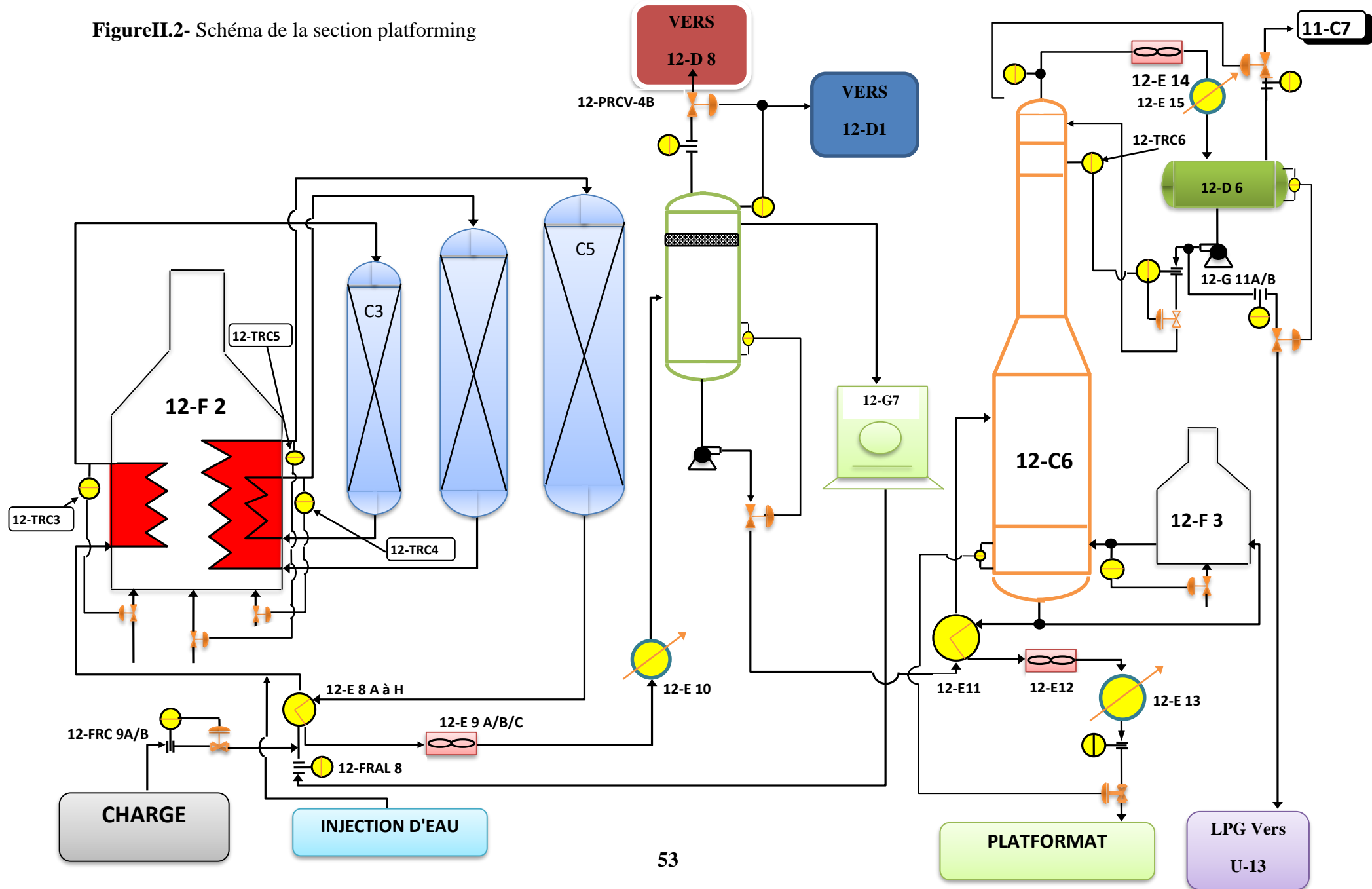
### IV.1.2 Section platforming

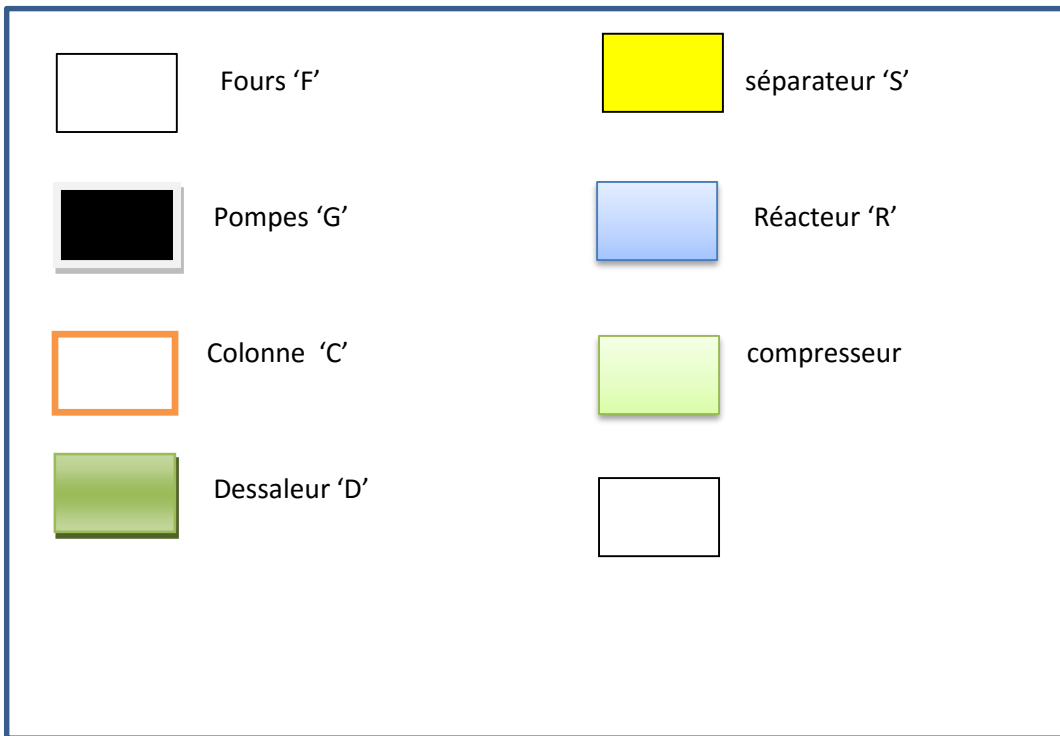
L'unité de platforming utilise un procédé où-t-on emploie un catalyseur sélectif, afin de transformer en présence du gaz  $H_2$ , l'unifiant en produit de base de meilleure qualité avec un indice d'octane « RON » égale à « 95-98 », pour avoir des carburants auto-commerciaux avec indice d'octane conforme aux spécifications, la capacité de traitement dans cette section est de  $56 \text{ m}^3/\text{h}$ . En début du procédé, les trois réacteurs de platforming (12C3, 12C4, 12C5) sont chargés par le catalyseur (R62) Bi métallique à base de Platine et Rhénium sur le support d'alumine  $Al_2O_3$ , la charge est aspirée par la pompe principale (12G8) du fond de la colonne de séparation (12C2) provenant de la section hydrobon, et mélangée avec un gaz riche en hydrogène comprimé par le compresseur du gaz de recyclage (12G7), ensuite la charge passe par une batterie des échangeurs de chaleur (12E8) de côté calandre et envoyée vers le four (12F2), la pompe principale d'alimentation s'arrête d'une façon automatique quand les débits de charge et du gaz de recyclage sont très faibles. La charge est chauffée jusqu'à la température voulue encore elle est envoyée dans les trois réacteurs de platforming. Les réactions sont endothermiques donc il s'agit de réchauffer cette charge.

La réaction qui se réalise dans le réacteur n°1 (12C3) est principalement la « déshydrogénation des Naphtènes », d'autre part dans le réacteur n°2 (12C4) les réactions qui se produisent sont « l'isomérisation et la cyclisation des paraffines », ces derniers directement suivent la déshydrogénation des naphtènes. Dans le réacteur n°3 (12C5) on opère les mêmes réactions que celles qui se passent dans le réacteur n°2 (12C4) ainsi que l'hydrocraquage des paraffines. L'effluent du réacteur 12C5 est séparé en liquide et en gaz dans le séparateur du platforming (12D5) dont la pression est réglée à  $17,5 \text{ kg/cm}^2$ . Le gaz d'hydrogène ainsi séparé est comprimé par le compresseur 12G7 et est utilisé comme gaz de recyclage. Tous les gaz présents en excès dans cette unité sont envoyés vers l'hydrobon tandis que le liquide est envoyé vers le débutaniseur (12C6) et les gaz sortant de la tête de la colonne sont refroidis au niveau de l'Aéro réfrigérant 12E14 et le condenseur 12E15 et sont récupérés dans le receveur 12D6.

Une partie de ces gaz condensée est envoyée comme reflux et l'autre est récupérée dans l'unité des gaz plan (unité13), on fait souter le reformat du fond de la colonne ensuite il est destiné vers stockage après d'être subis à un refroidissement au niveau de l'Aéro réfrigérant (12E12) et le condenseur (12E13). Pour maintenir la teneur en chlorure requise du catalyseur on sert à l'injection du trichloréthylène (TCE) dans la charge d'alimentation du platforming pour assurer la fonction acide, de même que l'injection d'eau pour le maintien de la balance eau /chlore du catalyseur [32].

Figure II.2- Schéma de la section platforming



**LEGENDE :****IV.2 Chimie du procédé**

Sachant que le reformage a un but principal, c'est d'améliorer l'indice d'octane des essences en effectuant des réactions spécifiques. Ces réactions sont :

**IV.2.1 principales réactions d'hydrotraitement (section hydrobon)**

Au niveau de réacteur « 12-C1 », dans les réactions d'hydrogénation ont lieu sur le site catalytique, ces principale réaction s sont des réactions de :

**IV.2.1.1 Désulfuration**

Mercaptans « RSH »:  $\text{RSH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{RH}$

Sulfures « RSH »:  $\text{RSR}' + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{R}'\text{H} + \text{H}_2\text{S}$

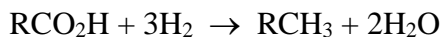
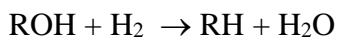
Désulfures « RSH »:  $\text{RSSR}' + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{R}'\text{H} + 2\text{H}_2\text{S}$

**IV.2.1.2 Dénitrification**

Amines « RNH<sub>2</sub> »:  $\text{RNH}, \text{NH}_2 \text{RH}, \text{NH}_3$



### IV.2.1.3 Hydrogénation des hydrocarbures oxygénés



### IV.2.1.4 Hydrogénation des oléfines

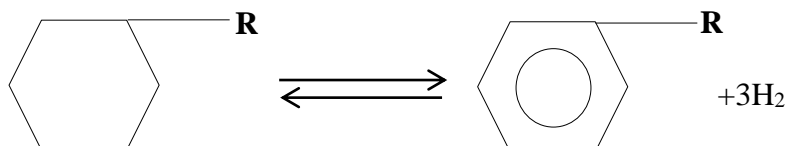
La pression partielle d'hydrogène dans les conditions de température et pression (T, P) du recteur permet la situation des oléfines et des dioléfines sans toucher aux aromatiques.

### IV.2.1.5 Elimination des métaux

Les métaux sont éliminés sous forme de dépôts sur le catalyseur sans pour autant influencer son activité, car il a été conçu pour supporter ces dépôts.

## IV.2.2 principales réactions de platforming

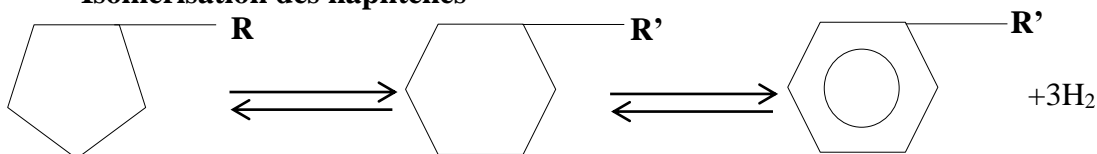
### IV.2.2.1 Déshydrogénation des Naphènes



Cette réaction est très rapide et nous donne des aromatiques, composés recherchés puisqu'ils ont un indice d'octane élevé. Elle nous donne également de l'hydrogène comme sous-produit en quantité volumique importante. La réaction de déshydrogénation est provoquée par la fonction catalytique d'un métal, elle est favorisée par une basse pression et une haute température. Elle est fortement endothermique, Les naphènes sont les composés les plus intéressants de la charge du platforming [32].

### IV.2.2.2 Isomérisation des paraffines et des naphènes

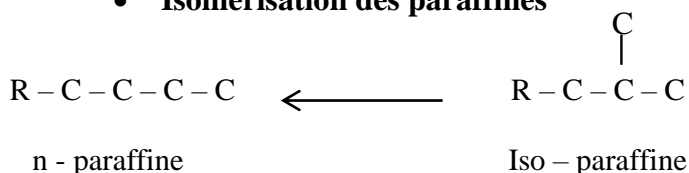
- Isomérisation des naphènes





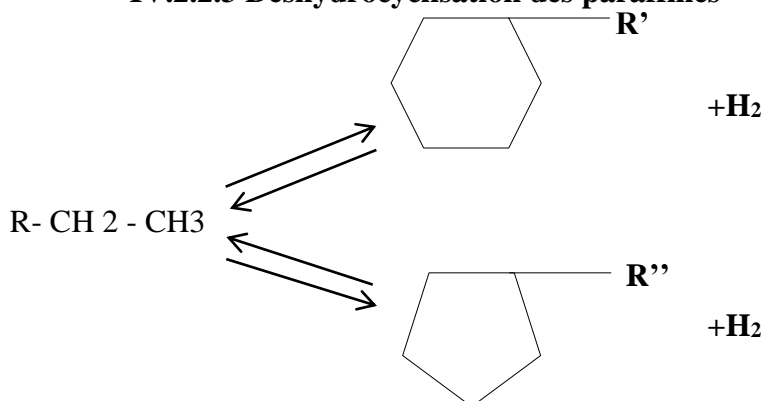
Les alkyl cyclopentanes se transforment en alkyl cyclohexane en présence d'un catalyseur (Fonction acide) et dans les conditions de température et de pression du procédé. Les alkyl cyclohexanes se transforment rapidement à leur tour en alkyl cyclo-aromatiques en subissant une déshydrogénation. La réaction d'isomérisation des naphènes (alkyl cyclopentane) est un réarrangement de l'anneau. Le réarrangement de l'anneau naphénique augmente la probabilité de transformation des alkyl cyclopentanes en paraffines.

- **Isomérisation des paraffines**



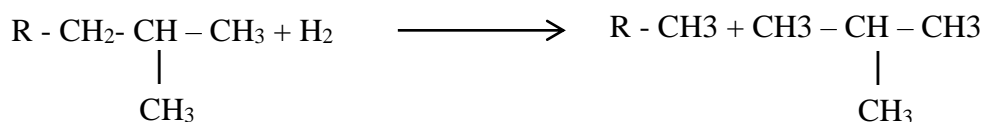
L'isomérisation des paraffines en iso paraffines se déroule rapidement dans les conditions du procédé. Cette réaction est provoquée par la fonction acide du catalyseur [34]. La pression de fonctionnement n'a aucune influence sur la réaction. Des iso paraffines ont un indice d'octane plus élevée que les paraffines normales [32].

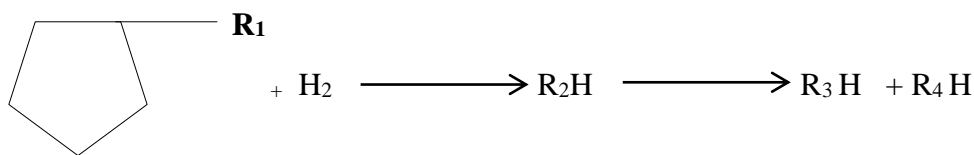
#### IV.2.2.3 Déshydrocyclisation des paraffines



La déshydrocyclisation des paraffines est la transformation d'une paraffine en une naphène. Cette réaction est facile à provoquer lors de l'augmentation du poids moléculaire des certaines paraffines [32], mais la probabilité d'hydrocraquage dans ce cas est très élevée. En conclusion on peut dire que cette réaction est la plus difficile à provoquer. La réaction de déshydrocyclisation des paraffines est favorisée par une basse pression, une température élevée et les deux fonctions métal et acide du catalyseur.

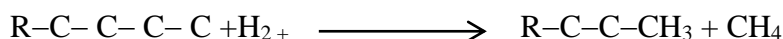
#### IV.2.2.4 Hydrocraquage des paraffines et des naphènes





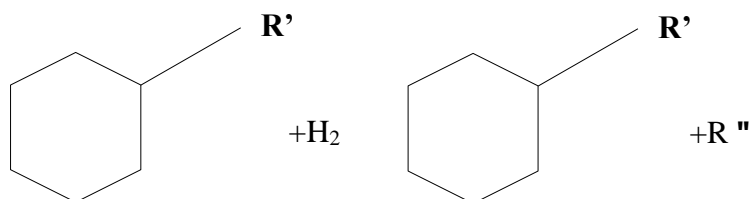
Cette réaction d'hydrocraquage est provoquée par la fonction acide du catalyseur et est favorisée par une pression et une température élevée. Elle est relativement rapide. La disparition des paraffines suite aux réactions de d'hydrocraquage et déshydrocyclisation fait augmenter la concentration des aromatiques dans le produit ce qui se traduit par une hausse du NO. La réaction de d'hydrocraquage diminue le rendement en Platformat.

#### IV.2.2.5 Deméthylation



Les réactions de Deméthylation peuvent avoir lieu surtout au cours du démarrage de l'unité après la régénération du catalyseur parce qu'à ce moment la fonction métal du catalyseur est très active. Cette réaction peut être évitée par l'addition du soufre de la régénération. Elle est favorisée par une température et une pression élevée.

#### IV.2.2.6 Désalkylation aromatique



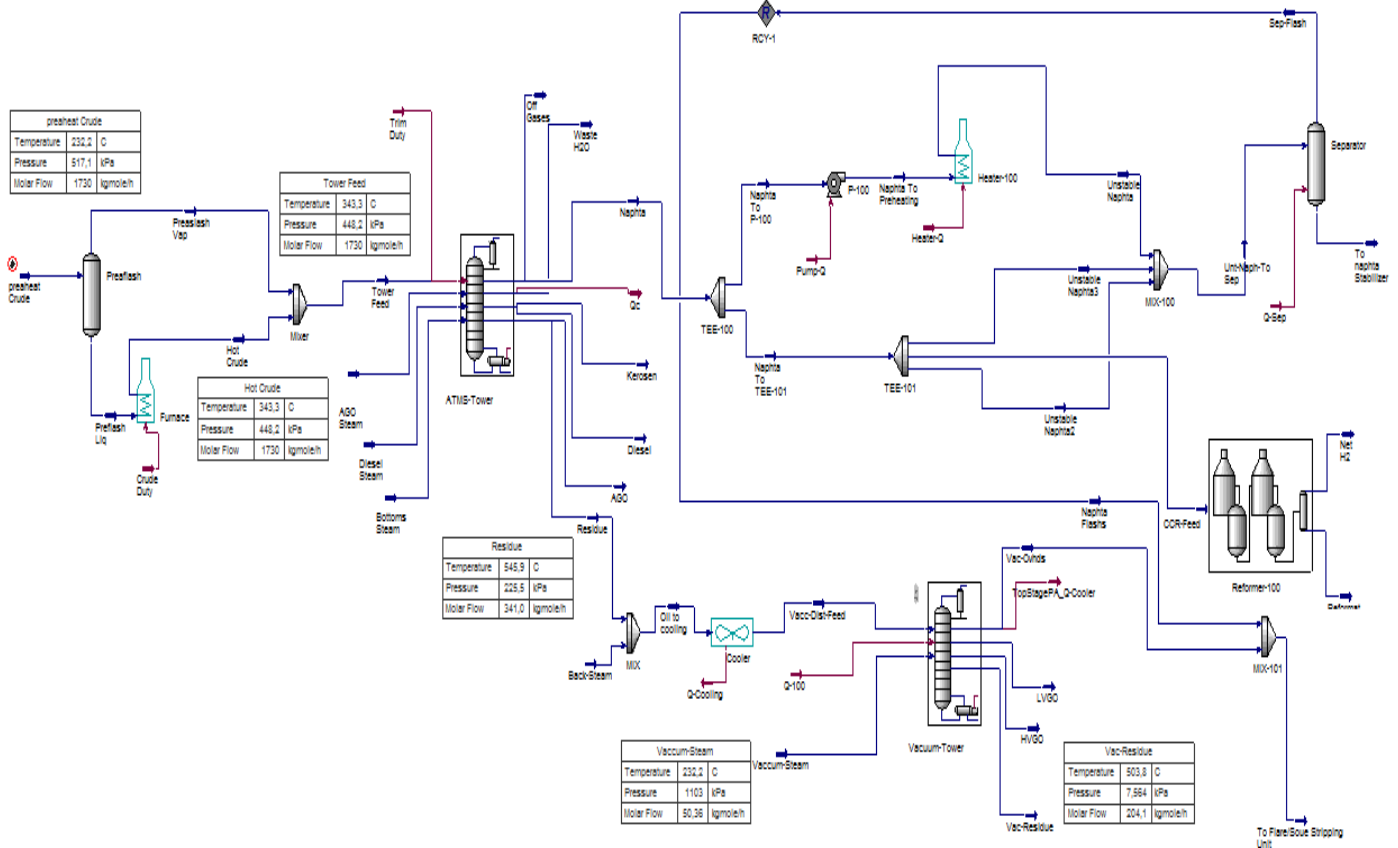
Cette réaction est catalysée par la fonction acide, et caractérisée par une haute température et une pression élevée [32]. Cette réaction similaire à la réaction d'hydrocraquage.

## Introduction

La coupe naphta lourd traité par le reformage catalytique est venue à partir de la colonne de distillation atmosphérique de pétrole brut, cette opération du traitement passe par une chaîne des transformations physicochimiques, pour séparer chaque constituant ensuite l'envoyer dans son unité spécifique à valoriser. Dans cette partie du travail on va modéliser cet ensemble du traitement par le logiciel « ASPEN HYSYS », en donnant toutes les méthodologies suivies lors la simulation en basant sur la simulation d'une unité de reformage catalytique.

### V.1 Description de la chaine du traitement de pétrole brut

Le traitement du pétrole débute avec un fractionnement par la distillation atmosphérique qui permet d'obtenir des coupes exigées vers un traitement spécifique (Gaz, Naphta, Kerosene, gazole et un résidu), d'autre part avec la distillation sous vide qui fait séparer le mélange lourd resté de la distillation primaire en coupes sous vide afin de maximiser la production en carburant (coupe légère mélangée avec la charge de l'unité de reformage, une coupe moyenne dans l'intervalle du gazole), en fin de compte de toute cette procédure on sert à expliquer la méthodologie du traitement de la coupe naphta lourd par le reformage catalytique par une simple modélisation par « ASPEN HYSYS ».

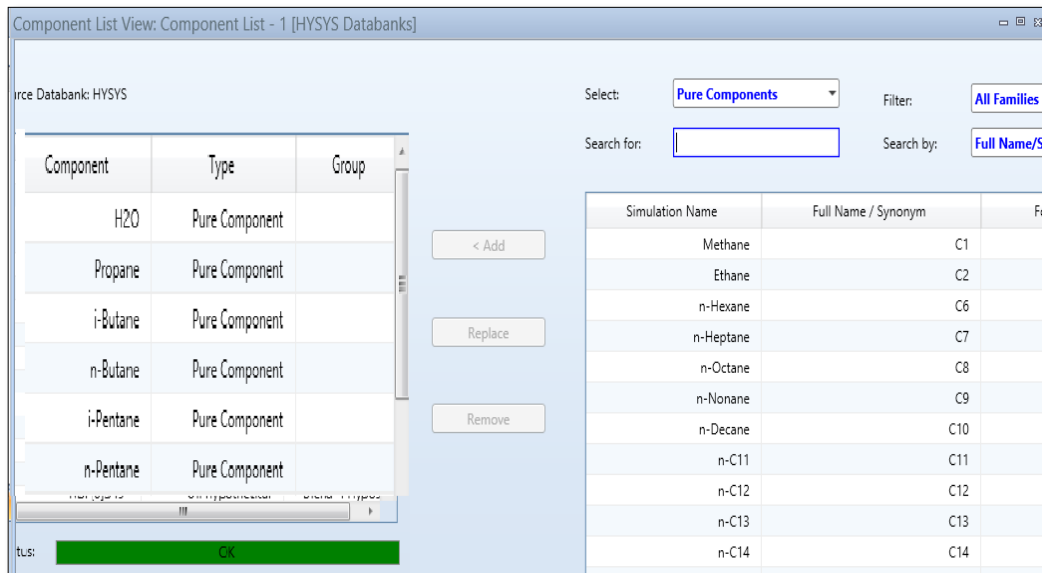


**FigureV.1-** Chaine principale de séparation du pétrole et traitement de Naphta.

### V.1.1 Modélisation de l'unité de distillation primaire

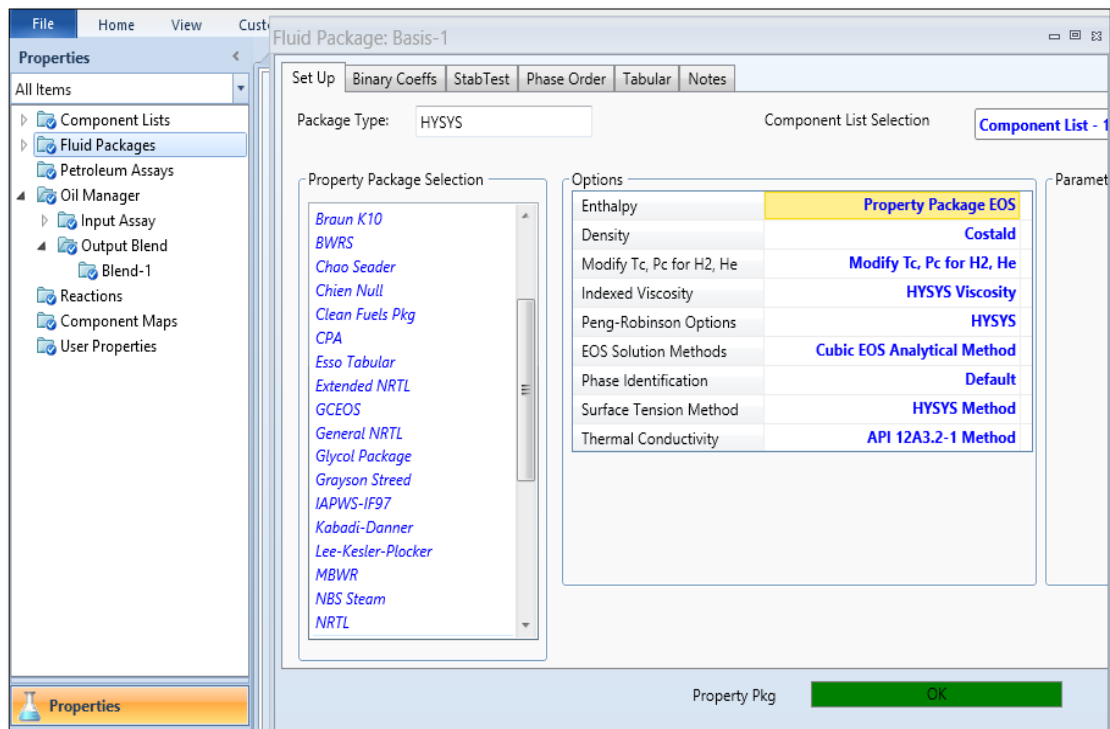
La simulation est effectuée par l'installation de « Crude Oil » qu'on va séparer avec la colonne, il sert à introduire les données nécessaires :

1. Composition du mélange (tirée par cette méthode dans cette fenêtre)



**FigureV.2-** Entrer la liste de composition.

2. Le « fluide package » : on fait choisir le « Peng-Robinson »



**FigureV.3-** Introduire le fluide package de système.

1. Ensuite on fait entrer les informations liées à la distillation dans la fenêtre d'essai, et le « Blend » du pétrole.

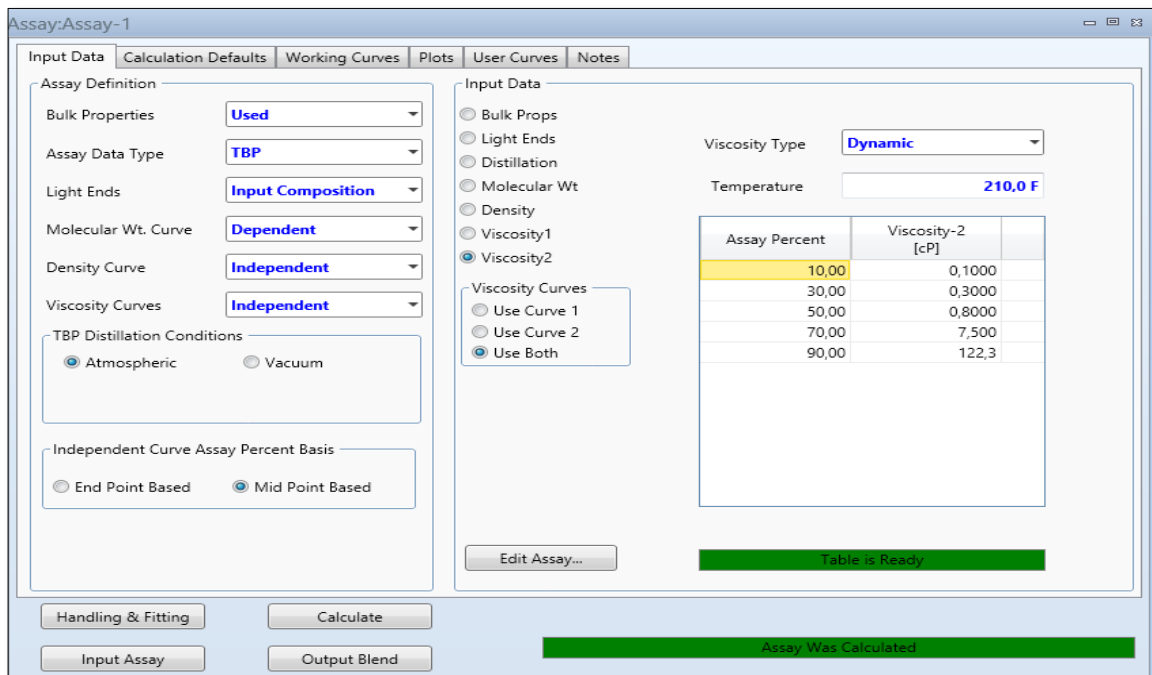


Figure V.4. Les données liées à la distillation « TBP assay »

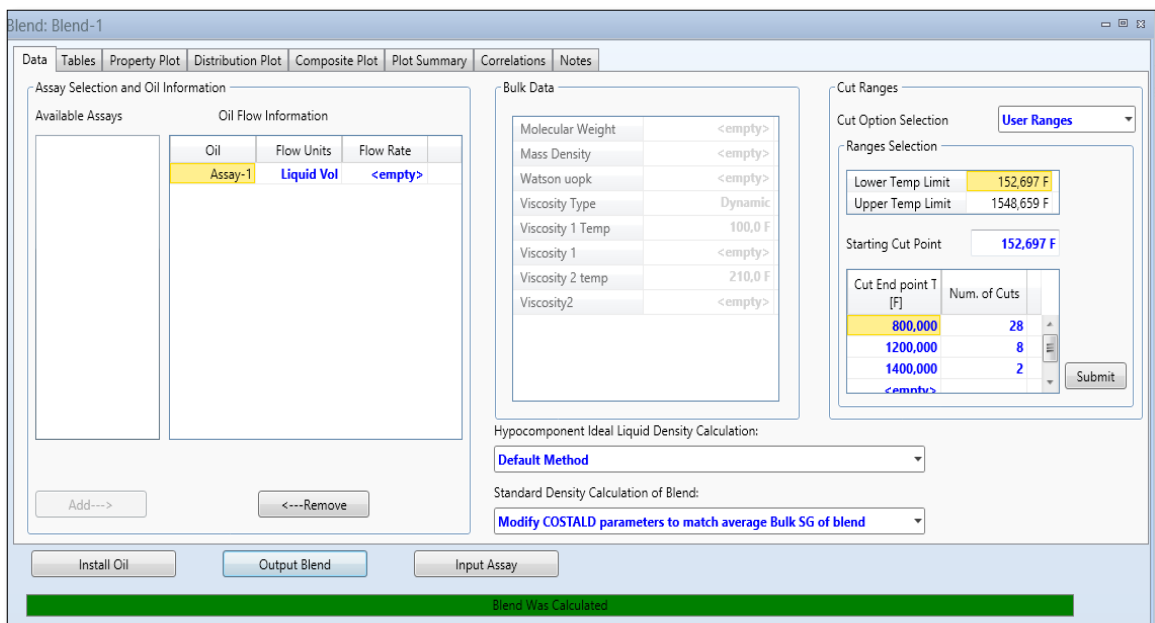
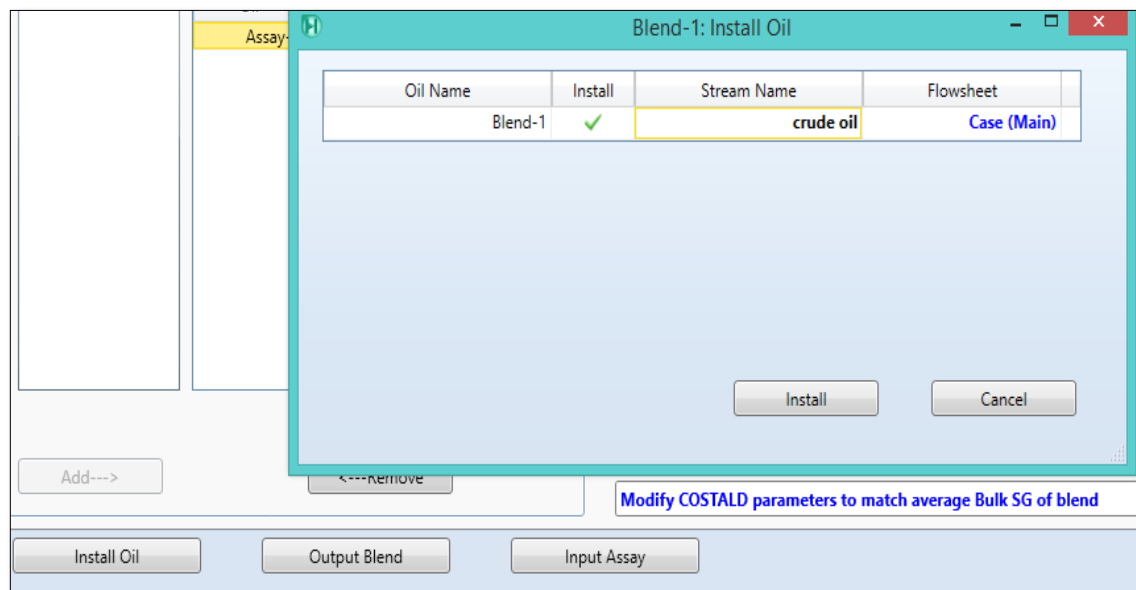


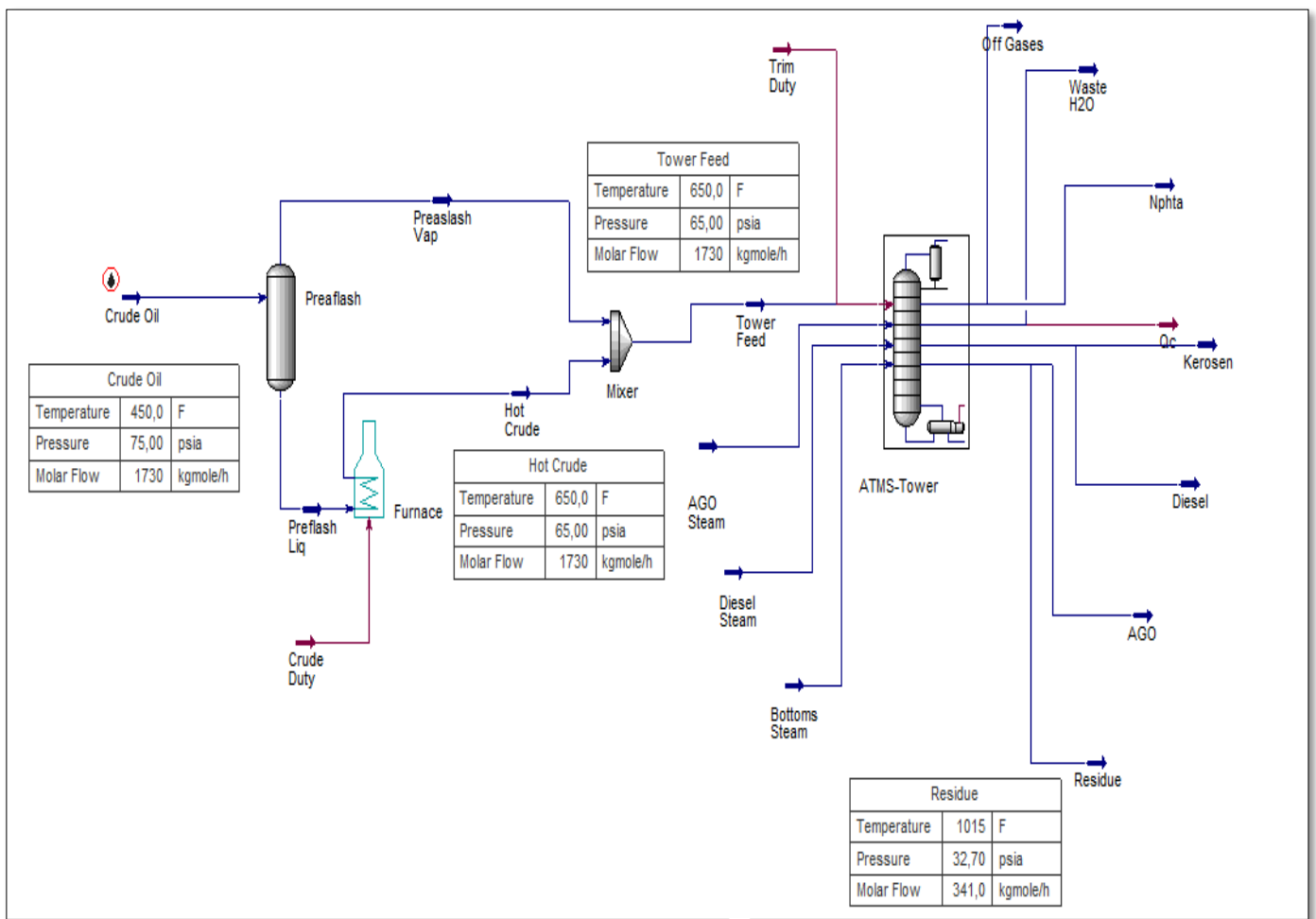
Figure V.5- Les données liés à la distillation « Oil Blend »

Avec cette méthode on est prête pour installer l'Oil dans la case de la simulation.



**FigureV.6-** Installer le « Crude Oil »

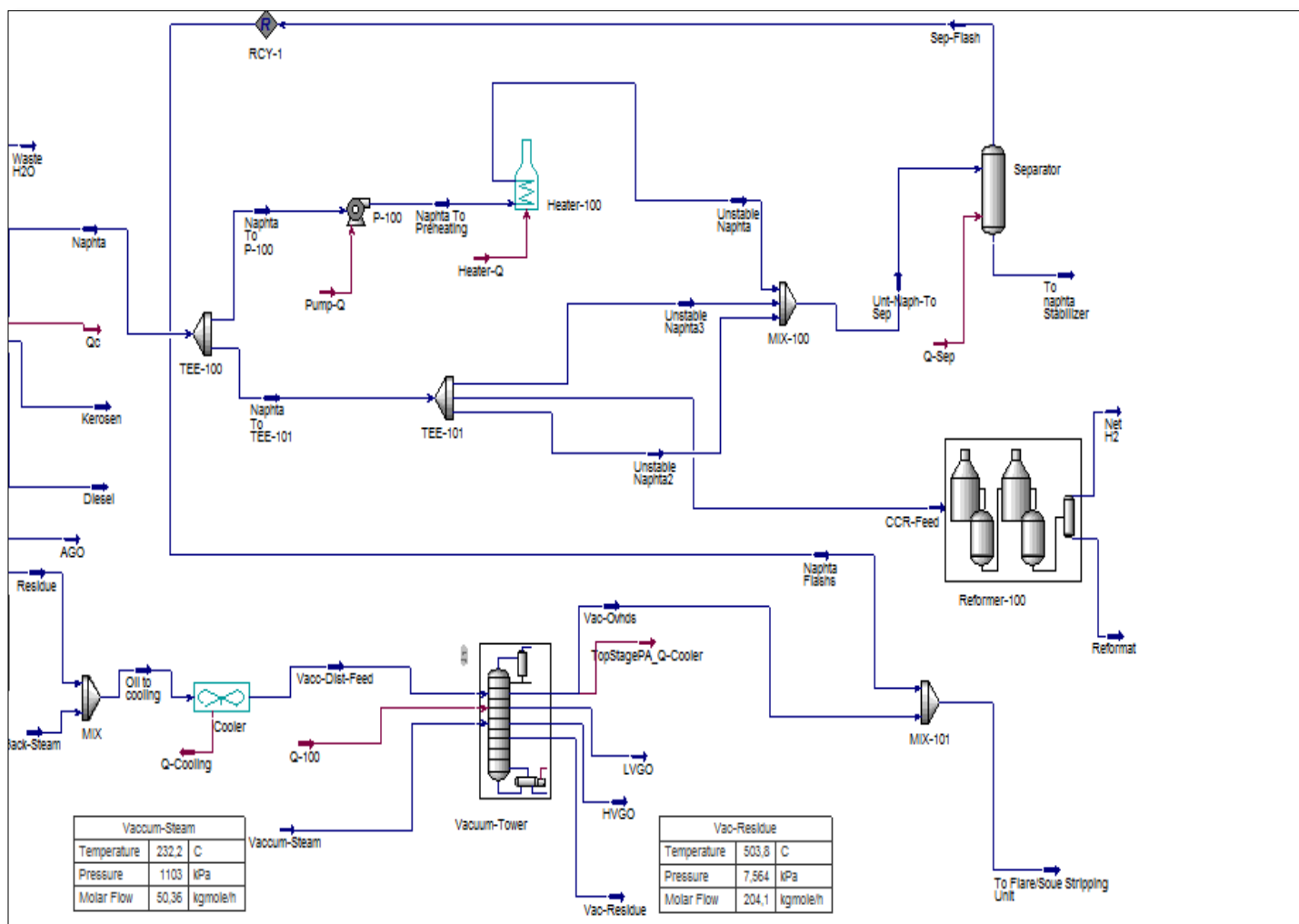
Après on fait introduire tous ces données on entre dans la simulation pour effectuer la manipulation des équipements de la distillation en donnant toutes les informations de chaque instrument afin de prévoir le schéma ce dessus :



**FigureV.7-** Résultat finale de la modélisation de l'unité de distillation atmosphérique.

### V.1.2 Modélisation de la distillation secondaire (DSV)

Le but de la simulation de cette unité en parallèle avec l'unité de reformage est de profiter du « Overheds » issus de cette distillation en les mélangeant avec la charge « Naphta lourd », pour raison que ces vapeurs sont recyclées dans la section du prétraitement du procédé de reformage catalytique donc il joue un rôle d'un gaz de recyclage ( $H_2$ ), donc avec cette simulation on cherche une source de gaz de recyclage.



**Figure V.8-** Unité de distillation sous vide avec le parcours de recyclage de « Overheds »

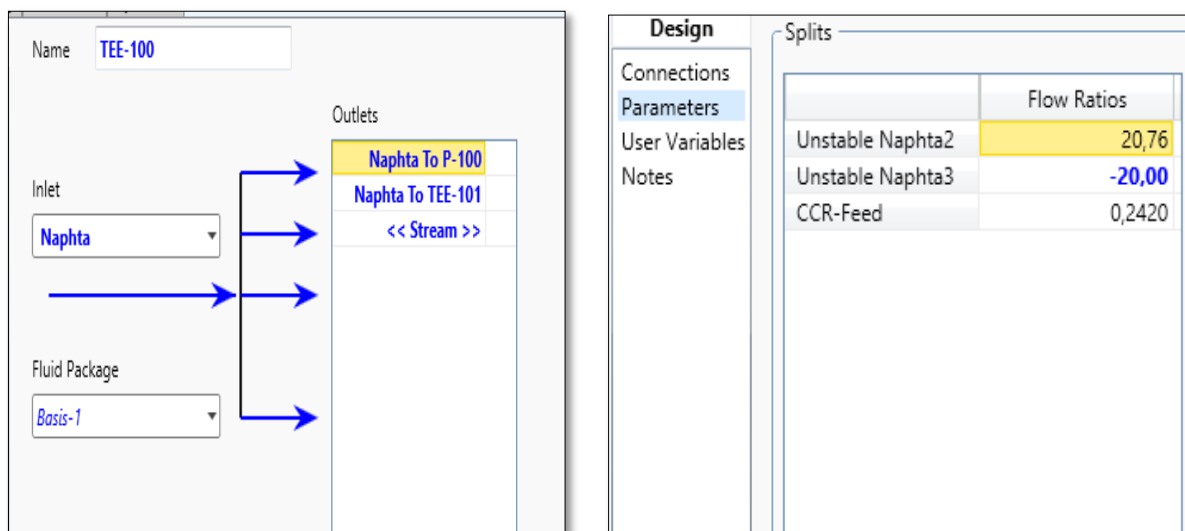
### V.1.3 Modélisation de l'unité de reformage catalytique

Comme il a déjà mentionné dans les derniers chapitres, cette unité industrielle est composée de deux sections : une section du prétraitement et une section de réaction ou reforming.

#### V.1.3.1 Simulation de la section du prétraitement

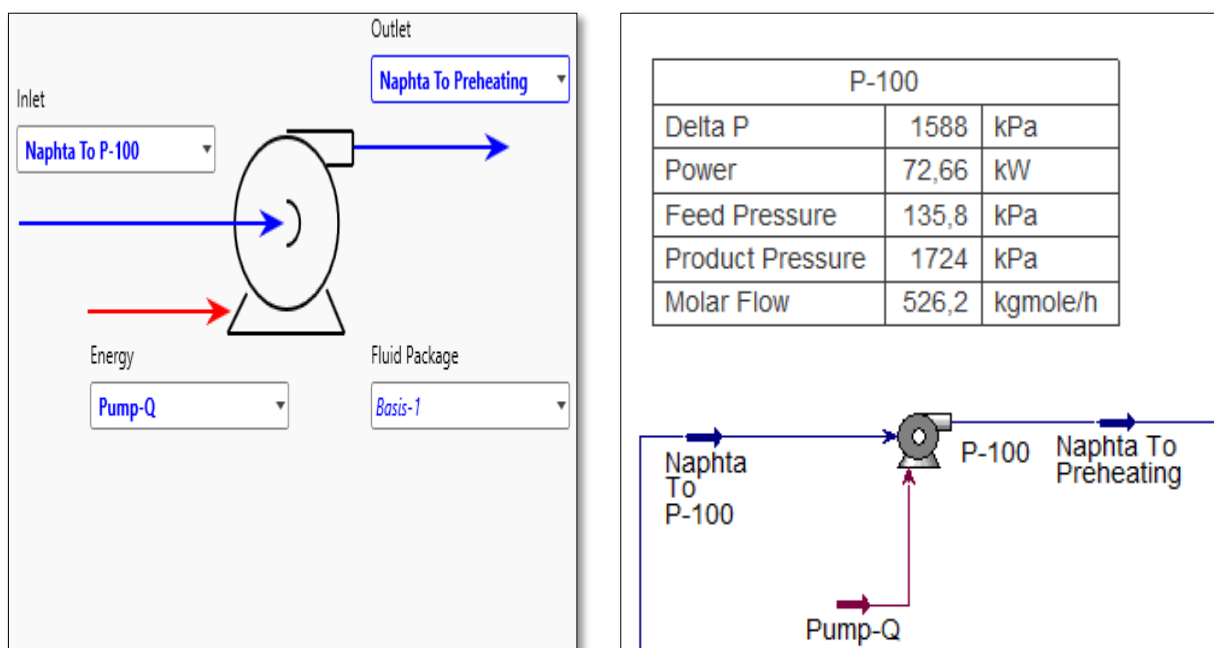
Pour le départ, on a déjà simulé la colonne qui nous donne le naphta lourd nécessaire pour l'unité de reformage catalytique, comme premier pat on fait introduire la charge « naphta » dans le

premier « TEE1 » pour diviser le débit de charge en deux : une pour le prétraitement et le recyclage et l'autre destiné à un autre « TEE2 » pour être bien déparasse et envoyé dans la section du reforming « réaction ».



**FigureV.9-** Parametre de design de « TEE1 ,TEE2 »

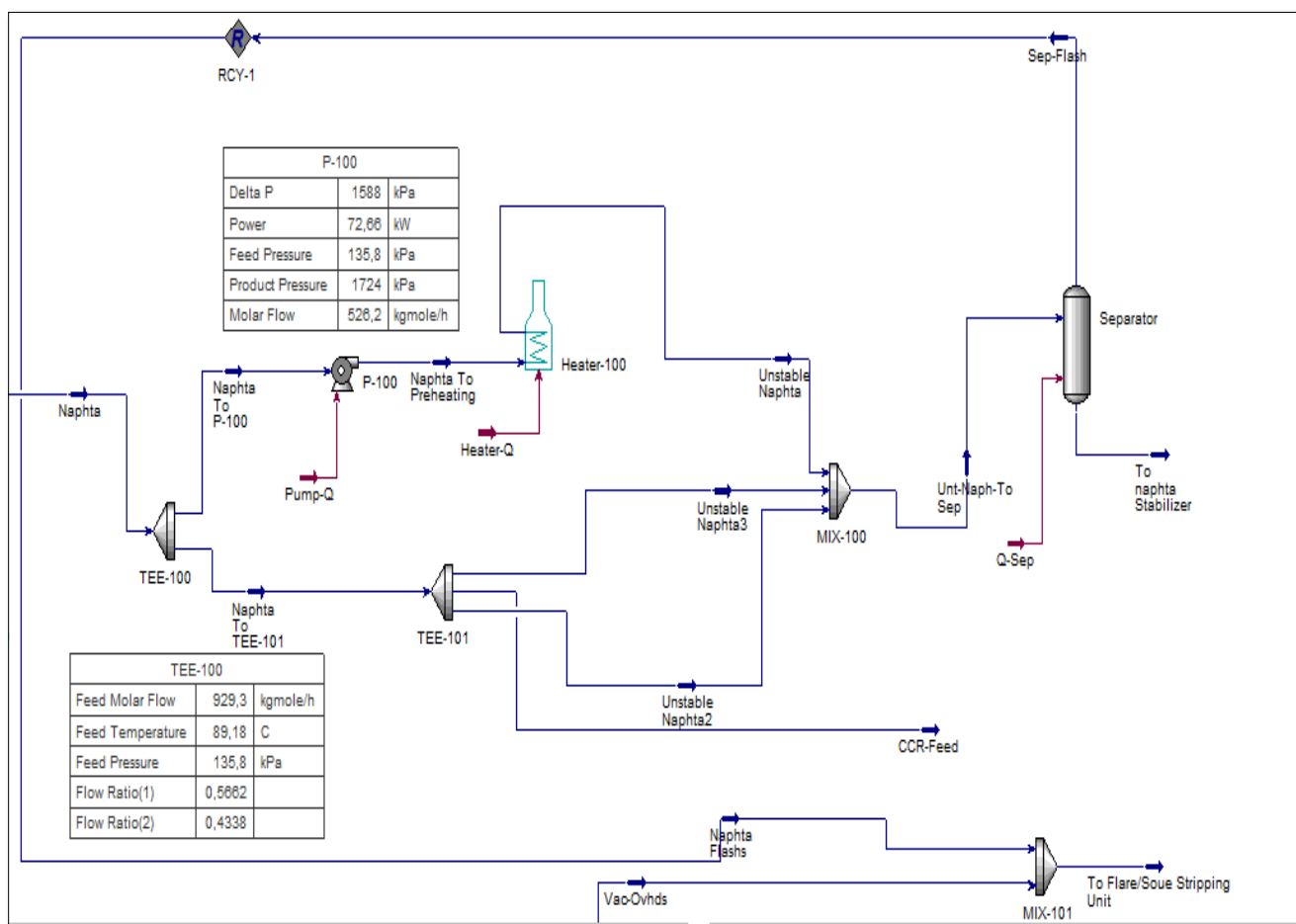
Dans la section du prétraitement on fait placer la pompe principale pour aspirer la charge vers le réchauffage.



**FigureV.10-** Spécifications de la pompe principale d'aspiration.

Ensuite il est mélangé avec la sortie du « TEE2 » dans un « MIXER » pour être séparé finalement dans un séparateur qui nous donne un gaz de tête recyclé avec les vapeurs de la colonne de distillation sous vide, et un liquide destiné vers la stabilisation de naphta, la purge du « TEE2 » est destinée vers la section de réaction.





FigureV.11- Section du Prétraitement de Naphta

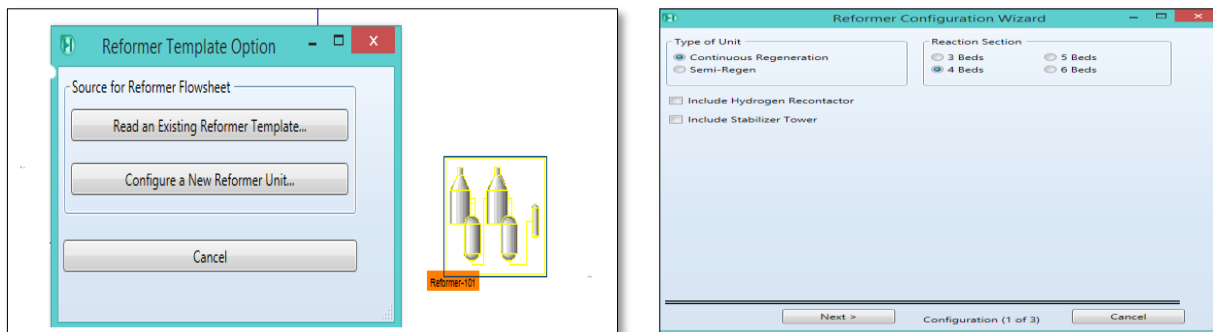
### V.1.3.2 Simulation de la section de réaction « reforming »

Le naphta est destiné vers cette section avec des certains paramètres le plus important est l'indice d'octane qui est dans l'intervalle 45-50 pour être augmenté dans cette section jusqu'au 98-100, le but de cette étape est la manipulation de certaines réactions chimiques qui augmentent les chaines carboniques et la masse moléculaires des composés du naphta celles qui donnent un RON élevé.

Stream Name	CCR-Feed	Vapour Phase	Liquid Phase
Vapour / Phase Fraction	0,0000	0,0000	1,0000
Temperature [C]	89,18	89,18	89,18
Pressure [kPa]	135,8	135,8	135,8
Molar Flow [kgmole/h]	97,58	4,966e-004	97,58
Mass Flow [kg/h]	1,498e+004	2,241e-002	1,498e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	21,00	3,345e-005	21,00
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-3,206e+005	-1,906e+005	-3,206e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	316,4	199,9	316,4
Heat Flow [kJ/h]	-3,129e+007	-94,65	-3,129e+007
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	20,90	3,147e-005	20,90
Fluid Package	Basis-1		
Utility Type			

FigureV.12- Composition du « CCR Feed » charge de section reforming.

**V.1.3.2.1 Données de « Reformer » et simulation de la section réactionnelle**



**FigureV.13-** Fenêtre de « Reformer configuration »

- a) Introduire le reformer dans la fenêtre de la simulation et les spécifications primaires en tenant en compte les configurations suivantes :

**Tableau.V.1-** Configuration des lits des réacteurs de la section réactionnelle.

Poids du catalyseur [Kg]	Lit1	Lit 2	Lit3	Lit4
	1.275e+004	1.913e+004	3.188e+004	6.375e+004

- b) Introduire les données relatives à la charge :

**Tableau.V.2-** propriétés de la charge C<sub>5</sub>+

Feed type	Default
Distillation type	D2887
0% point [C]	78,00000000000000
5 % point [C]	90,00000000000000
10 % point [C]	96,00000000000000
30 % point [C]	108,00000000000000
50 % point [C]	118,00000000000000
70 % point [C]	133,00000000000000
90 % point [C]	152,00000000000000
95 % point [C]	160,00000000000000
100 % point [C]	170,00000000000000
PONA Basis	Weight %
Paraffins [wt%]	65%

Olefins + naphthenes [wt%]	25
Aromatics [wt%]	10

c) Introduire les opérations réactionnelles :

1- Pour la charge « Feed1 » :

**Tableau.V.3** : Configurations des opérations de la charge.

Spécifications	Volume flow [m <sup>3</sup> /h]	Température [C]	Pressure [Kpa]
Feed1	220,00	421,50	1151,325
Blend	220,00	421,50	1151,325

2- Informations liées au contrôle du réacteur :

**Tableau.V.4-** Températures des réacteurs

Reactor Inlet Reference Temperature [C]	516,00
Rx 1 Temperature Bias [C]	0,00
Rx 2 Temperature Bias [C]	-4,2660
Rx 3 Temperature Bias [C]	-5,22
Rx 4 Temperature Bias [C]	-1,665

**Tableau.V.5-** Recyclage de l'Hydrogène

Hydrogen recycle	
H2HC Ratio - Mol/Mol	3,4070000000000000
Product separator	
Product Separator Temperature [C]	30,8700
Product Separator Pressure [kPa]	821,300

3- Pour le catalyseur :

**Tableau.V.6-** Données du catalyseur

Catalyst Circulation Rate [kg/h]	899,927107718644
----------------------------------	------------------

## 4- Données de chauffe-produit :

Feeds	Temperature [C]	133,0
Reactor Control	Heat Duty [kJ/h]	2,982e+007
Catalyst		
<b>Product Heater</b>	Pressure [kPa]	821,3
Solver Options	Delta P [kPa]	0,0000
Solver Console		
Advanced		
Kinetic Factors		
Octane Curves		
EO Variables		
Presolve Commands		
Postsolve Commands		

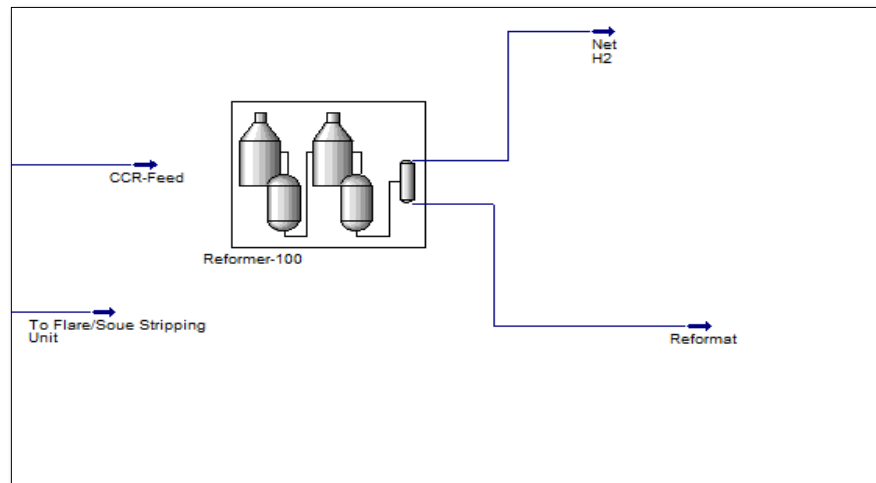
**FigureV.14-** Fenêtre des informations liées au chauffe-produit.

## 5- Spécifications :

<b>Operation</b> Feeds Reactor Control Catalyst <b>Product Heater</b> Solver Options Solver Console Advanced Kinetic Factors Octane Curves EO Variables Presolve Commands Postsolve Commands	Convergence Tolerance Residual: 1,000e-006	SQP Hessian Parameters Initialization: Normal Scaling factor: 1,000 Updates stored: 10
	Iteration Limits Maximum Iterations: 50 Minimum Iterations: 0	Line Search Parameters Algorithm: Normal Step Control: Normal Step Control Iterations: 0
	Creep Step Parameters On / Off Switch: On Iterations: 3 Step Size: 0,1000	Variable Scaling Parameter On / Off Switch: On
	Completeness Checking <input type="checkbox"/> Override Spec Group Completeness	Failure Recovery Action Revert to the previous results
	Re-Solve    Initialize	

**FigureV.15-** Fenêtre des informations liées aux spécifications de convergence.

Après la convergence on aura un système catalytique, il nous manque seulement d'introduire le « CCR Feed » afin de terminer la simulation de la section reforming, on trouve un résultat comme ce dessus :



**FigureV.16-** Fenêtre de la convergence de la section « reformer » primaire.

Dans cette partie de la simulation on fait introduire maintenant le « CCR Feed » en tenant en considération les spécifications liées à la convergence finale de l'unité.

Reformer Feeds

Internal	External	Feed Type	PONA Basis
Feed-1	<< Stream >>	Default	Weight
CCR-Feed	CCR-Feed	Default	Weight
** New **	<< Stream >>		

**FigureV.17-** Le reformer après l'introduction du « CCR Feed ».

6- Spécifications de la convergence finale de l'unité :

Selected Feed

- Stream
- Assay
- Bulk Properties**
- GC Full
- GC Recommend

Feed Properties

5% Point (C)	99.61
10% Point (C)	129.9
30% Point (C)	183.3
50% Point (C)	230.0
70% Point (C)	265.0
90% Point (C)	345.0
95% Point (C)	383.2
100% Point (C)	430.5
PNA Basis	Weight %
Paraffins (%)	40.02
Naphthenes (%)	48.07
Aromatics (%)	<empty>

Reformer Feed-1 using PNA basis is therefore cannot be solved

Internal	External	H2 Product
Net H2	Net H2	Petroleum Trans

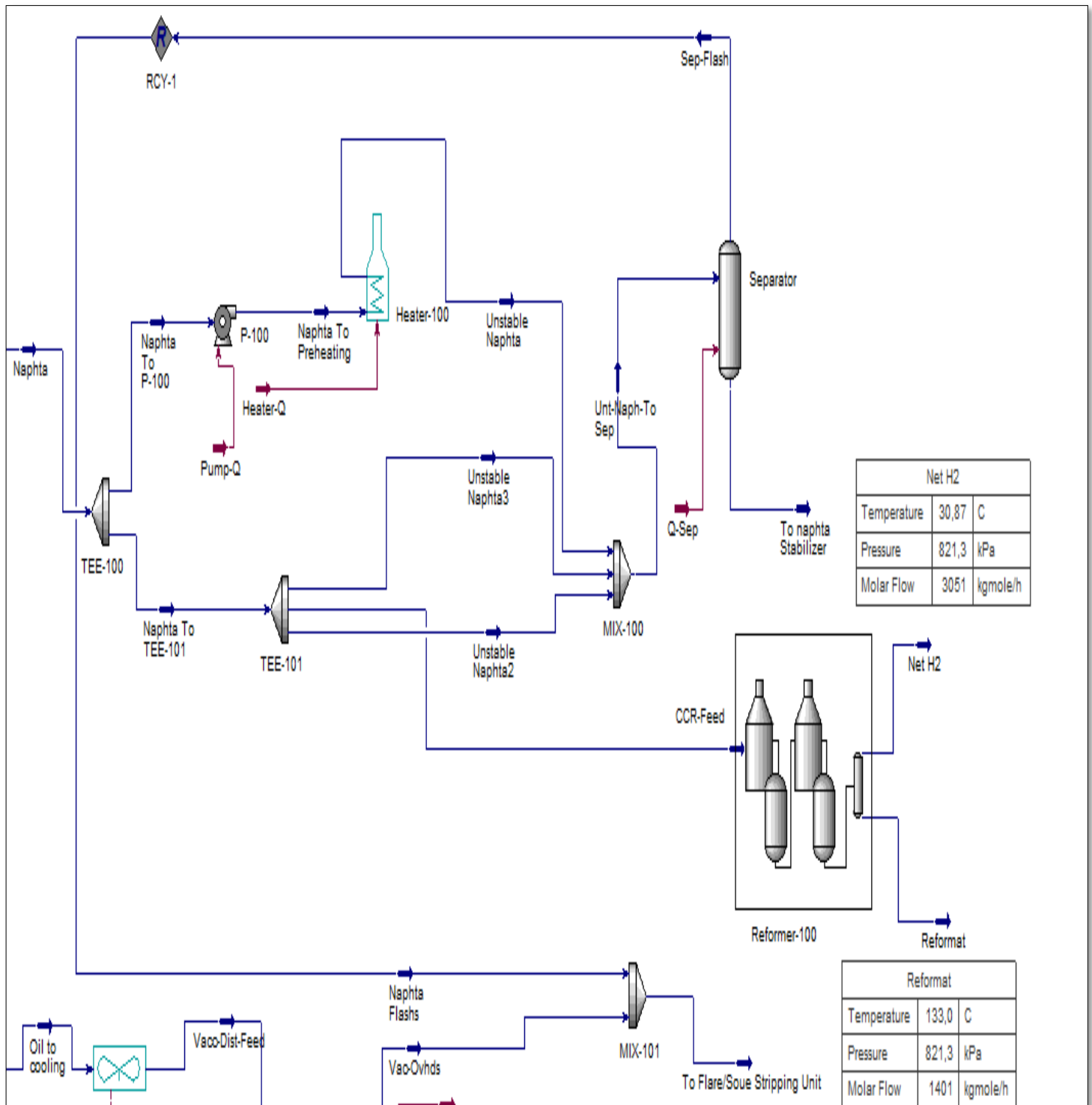
Internal	External	PNA Basis	Feed Type Library...
Feed-1	<< Stream >>	Default	Weight
CCR Feed	CCR Feed	Default	Weight
** New **	<< Stream >>		

Reformer Feeds

Stabilizer Tower Results

Environment: [ ] Ignored EO Variables

**FigureV.18-** Spécifications de la charge entrée dans le reformer.



FigureV.19- Schéma de l'unité de reformage catalytique par ASPEN HYSYS.

## V.2 Résultats de la simulation

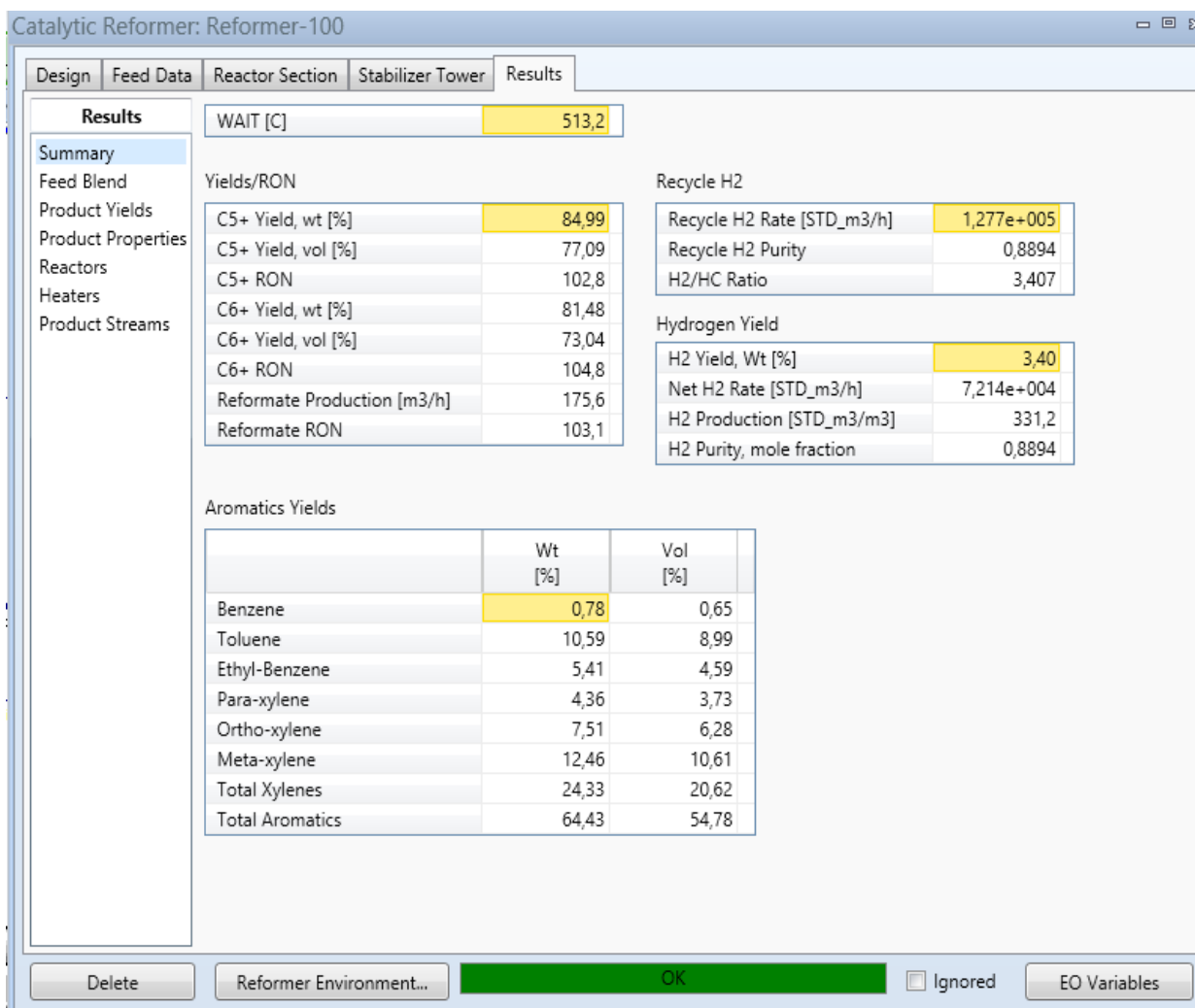


Figure V.20- Résultats des bilans de l'unité de reformage catalytique après la simulation.

## V.3 Interprétation des résultats

- Rapport H<sub>2</sub>/HC

Tableau V.7- Evolution du rapport hydrogène sur hydrocarbures (années 2017-2020)

Masse de H <sub>2</sub> produite (g/mol)	Fraction massique H <sub>2</sub> pure (%)	Rapport H <sub>2</sub> /HC	Recyclage de H <sub>2</sub> (M <sup>3</sup> /h)
110	0.813	3,62	1,8 <sup>e</sup> +005
110	0.814	3,71	1,63 <sup>e</sup> +005
110	0.811	3,68	1,70 <sup>e</sup> +005
110	0.807	3,75	1,9 <sup>e</sup> +005

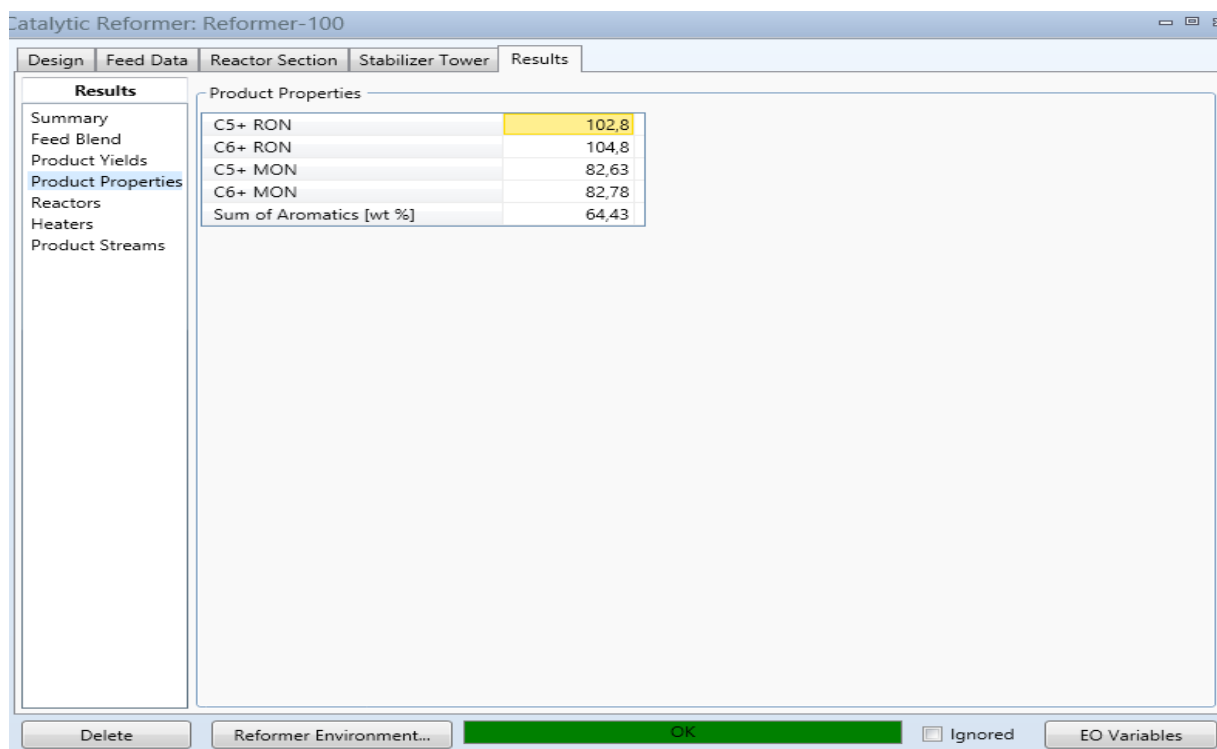
Calcul de l'erreur relative pour le rapport H<sub>2</sub>/HC

$$E = \frac{3,62 - 3,407}{3,407} = 0,0625 \times 100 = 6,251\%$$

En comparant les résultats de désigne et les résultats prises par le simulateur, on remarque qu'ils sont proches et l'erreur relative entre eux n'est pas plus important, l'évolution du rapport  $H_2/HC$  n'a pas changé durant les derniers ans ce qui explique que l'unité est dans les bonnes performances de la production de  $H_2$ .

D'autre part, le RON des hydrocarbures aromatique est de 104,8 et pour le reformat est de 103,1 ce qui confirme que les hydrocarbures aromatiques donnent cette augmentation de cet indice.

On prise une vue au pourcentage des aromatiques produits après la reformation on remarque que les xylènes possèdent la grande valeur qui montre que la réaction catalytique se passe dans le sens chimique réel.



Product Properties	
C5+ RON	102,8
C6+ RON	104,8
C5+ MON	82,63
C6+ MON	82,78
Sum of Aromatics [wt %]	64,43

**FigureV.21-** Résultats de l'indice d'octane « MON, RON » des aromatiques après la simulation.

- **Le RON des C<sub>5+</sub> et C<sub>6+</sub>**

Le RON des aromatiques C<sub>5+</sub> et C<sub>6+</sub> et le MON ne sont très loin, ce qui donne que la réaction catalytique pour augmenter le NO a été effectuée en bon sens.



Catalytic Reformer: Reformer-100

Design | Feed Data | Reactor Section | Stabilizer Tower | Results

**Results**

Summary  
Feed Blend  
Product Yields  
Product Properties  
**Reactors**  
Heaters  
Product Streams

	Reactor 1	Reactor 2	Reactor 3	Reactor 4
Inlet Temperature [C]	516,0	511,7	510,8	514,3
Outlet Temperature [C]	410,2	450,8	471,5	490,8
Delta T [C]	105,8	60,89	39,27	23,57
Inlet Pressure [kPa]	1201	1093	1040	1014
Outlet Pressure [kPa]	1189	1084	1036	1012
Delta P [kPa]	11,99	8,614	4,248	2,134
Inlet Molar Flow [kgmole/h]	6795	8175	8973	9494
Outlet Molar Flow [kgmole/h]	8171	8971	9492	9817
Residence Time [seconds]	000:00:5,28	000:00:6,19	000:00:9,03	000:00:16,61

LHSV	0,9583
WHSV	1,265

Delete | Reformer Environment... | **OK** | Ignored | EO Variables

**FigureV.22-** Bilan thermique des réacteurs de la section réactionnelle.

- **Effet de la température**

Les températures entrantes dans les réacteurs sont bien exigées dans un intervalle ou les composants de la charge n'êtré pas craqués si la température est mal choisie (très haute) ni bien réagir si ces températures sont basses, donc la température de la réaction est très importante pour effectuer la réaction de la reformation catalytique tel que :

- Si  $T$  est  $> 550$  °C, la charge et surtout les composés légers comme les C1 et C2 vont être brûlés et transformer en coke qui poison principal du catalyseur.
- Si  $T$  est  $< 500$  °C la réaction ne se sera pas effectué la déshydrogénation des certaines chaînes carboniques et la réaction de déshydrocyclisation qui a besoin d'une forte énergie et température ne seront pas plus faites.

À la sortie des réacteurs, on remarque que les températures sont devenues moins que l'entrée ce qui montre que la charge a absorbé ou bien utilisé cette énergie thermique pour effectuer la réaction. Donc on a conclu que cette réaction est endothermique.

- **Effet de la pression**

Les pressions entrantes dans les réacteurs sont bien exigées dans un intervalle où le catalyseur n'êtré pas détruit (endommagé) si ces pressions sont élevées plus que les conditions de service.

### Conclusion générale

Pour satisfaire les besoins en carburants (échelle nationale) et en hydrogène dans la raffinerie d'Arzew, il nous a été confié la tâche d'étudier l'évaluation des performances de l'unité reformage catalytique de la raffinerie d'Arzew, plus précisément la section reforming. Pendant l'élaboration de ce travail, nous avons pu suivre le procédé de reformage catalytique du naphta lourd à travers les différentes sections (hydrotraitement « hydrobon » et reforming) et nous avons pu relever :

- Les différents paramètres de marche des sections de production du reformat.
- L'acheminement des produits fabriqués à partir du traitement de la charge (Naphta lourd) jusqu'à l'obtention de reformat.

La récolte des informations concernant les différents paramètres de marche de chaque section (débit, température, taux de charge) nous a été indispensable pour entamer la phase de simulation.

La première partie du travail « **la partie théorique** » nous a donné une base théorique sur le procédé de reformage catalytique et des notions sur la simulation par « ASPEN HYSYS ».

**La partie pratique** : est consacrée à la modélisation de l'unité U12 reformage catalytique avec des données prises à partir de la raffinerie durant le stage pratique, ainsi que l'amélioration des performances de cette unité d'après des comparaisons des résultats de simulateur et les données de design, cette étude est menée aux résultats suivants :

- L'indice d'octane « ON » et le « RON » de reformat.
- Le rapport H/C des hydrocarbures obtenus après la simulation.
- Le rendement du gaz de H<sub>2</sub> pour un indice d'octane ON=95
- L'écart des rendements des familles hydrocarbures dans les trois réacteurs est due aux :
  - Une conversion rapide et presque totale des naphènes dans le premier réacteur, et l'accroissement en parallèle des aromatiques celui-ci montre que la réaction principale dans ce réacteur est la déshydrogénation des naphènes qui est la plus rapide.
  - Une faible transformation des paraffines dans les trois réacteurs, ceci s'explique par la faible vitesse de la réaction de déshydrocyclisation des paraffines.
- L'utilisation de catalyseur (R86) a relevé plusieurs avantages tels que :
  - Amélioration du rendement en reformat et d'hydrogène (augmentation des bénéfiques).
  - Rendement stable durant le cycle (augmentation des revenus).
  - Longue durée de cycle (11 mois min).

# Bibliographie

- [1] DOUDOU WALID et ROUGHY RAFIK, (2015/2016), aperçu générale de la raffinerie d'Arzew. Rapport de stage cycle de fin d'étude licence. Page23.
- [2] Image capture, GOOGLE MAPS, 2020, Disponible sur : <https://www.google.com/maps/place/Raffinerie+d'Arzew/@35.8303684,-0.3278545,16.25z>. Consulté le : 10-04-2020.
- [3] MAKHLOUF KARIM, Mars 2013, Unité Topping Raffinerie d'Arzew RA1Z.Rapport de stage - par - Ecole de Boumerdes UFR Gaz, Refining & Petrochemistry.
- [4] Mr LASNAMI, juin 2010, documentation interne de la raffinerie d'Arzew. Manuel opératoire CARBUARANTS ZONE4 M-PROD-2, page48.
- [5] bibliothèque de la raffinerie d'Arzew ,2016/2017 ; rapport de stage ; les carburants ; université USTO ; chapitre 01
- [6] JEAN PIERRE WAUQUIER, 1986, paris, le raffinage du pétrole : pétrole brut produits pétroliers, schéma de fabrication, page01.
- [7] HEBTING Y., SCHAEFFER P., BEHRENS A., ADAM P., SCHMITT G, SCHNECKENBURGER P., BERNASCONI S.M., ALBRECHT P,2006., Biomarker evidence for a major preservation pathway of sedimentary organic carbon, Science. page1627.
- [8] A. BENAHMED, 1984, Généralités sur le Raffinage, Edition : Groupement IAP, page6.
- [9] C.E.CHITOUR, 1999Raffinage, propriétés thermiques, OPU, Tome 3.
- [10] J.P-WAUQUIER, 1994, le raffinage du pétrole, pétrole brut, produits pétroliers, schéma de fabrication, Tome1, technip 27 rue genoux 75737 paris cedex 15, page 375-378-379.
- [11] PIERRE WUITHIER, 1972, le Pétrole : raffinage et génie chimie tome1, technip 27 rue genoux 75737 paris cedex 15, Ed : ANDRE GIRAUD. Page775.
- [12] J.P-WAUQUIER, 1998, le raffinage du pétrole : procédés de séparation. Tome2, technip 27 rue genoux 75737 paris cedex 15 Ed : Michel Verwoerd, page 4-5.
- [13] J.P-WAUQUIER, 1998, le raffinage du pétrole : procédés de transformation Tome3, technip 27 rue genoux 75737 paris cedex 15 Ed : Francis bacon, page105-107.
- [14] **RAOUFOU BADAROU, CATHERNIE SEDDOR, raffinage de pétrole et spécificités technique de l'essence, évolution des consommations actuelles d'essence.**
- [15] HAGOP DEMIRIAN, Jean-Bernard Baudin, 2004, Les carburants : une source d'Anergie chimique, (Sous-Directeur du Département de Chimie de l'ENS). Disponible sur <http://culturesciences.ens-fr/category/energie-53> consulté le : 10-08-2020.

- [16] Total, 2020, Tout savoir sur l'indice d'octane Totale Guinée « totale.com » disponible sur <<https://www.gn.total.com/nos-produits/nos-carburants/en-savoir-plus-sur-les-carburants-total-excellium/octane>> consulté le : 12-09-2020.
- [17] CLAIRE KÖNIG, 2008-Modifié le2017, indice d'octane (page Futura Sciences).
- [18]: ROBERT. A MEYERS: Hand Book of Petroleum Refining Processes –third edition, page237
- [19]Jean-François JOLY, Gilles FOURNIE ; Technique de l'ingénieur
- [20] MICHEL VERDEAR, 2005, Procèdes et unité de raffinage : reformage catalytique - isomérisation", ENSPM formation industrielle IFP training, page156.
- [21] J.P-WAUQUIER, 1998, Raffinage du pétrole : exploitation et gestion d'une raffinerie (tome5), page378.
- [22] Mr M OUIS et Mr LASNAMI, 2010 Manuel opératoire carburants zone4 m-prod-2, Unité12 (platforming), page43
- [23] BOULBENE, S.2019, Etude de performance de la boucle de production de l'ammoniac, Mémoire De master académique en Génie de raffinage : centre universitaire de tissemsilt page46
- [24] Y. BOUDJAMAA, 2017 2016, « Polycopie du TP simulation des procédés industriels conformément au programme officiel (L3 GP) ».
- [25] S.-Y. ILHEM ,2011, « Simulation d'un réacteur catalytique pour la synthèse du méthanol », PhD Thèses,
- [26] **Notions de Modélisation et de Simulation.**
- [27] G. ALLAIRE, 2005,Analyse numérique et optimisation: une introduction à la modélisation mathématique et à la simulation numérique. Editions Ecole Polytechnique, page39
- [28] « Introduction au logiciel de simulation ASPEN », exo Co-LMD, 27-déc-2017. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.exoco-lmd.com/index.php?Topic=1035.0>. [Consulté le: 26-mai-2019].
- [29] ABBES, G., 2009, Simulation d'un train de traitement de gaz à l'aide des outils HYSYS et PRO II, mémoire en génie chimique : Ecole Nationale Supérieure Polytechnique.
- [30] AMIRAT MOHAMED CHERIF, 2017, Étude thermodynamique et simulation du cycle de liquéfaction d'Azote, mémoire de master en mécanique : Université Badji Mokhtar Annaba page 66.
- [31] M. DAHMANI et S. AKKOUCHE, 2018, Bejaia, « modélisation numérique du phénomène de transport de masse dans les milieux poreux saturés »,
- [32] Mr M OUIS et Mr LASNAMI, 2010, Manuel opératoire zone4 raffinerie d'Arzew, page48.