



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 20 août 1955 -SKIKDA



Faculté de
Technologie
Département de
Pétrochimie

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Industries Pétrochimiques

Spécialité : Génie Pétrochimique

Thème :

**Analyse des causes de la chute des plateaux dans
la colonne de distillation C1 dans la RA1K.**

Réalisé par:

- DAGHBOUCHE Sif Brahim
- BOUBAAYA Abdesslam

Encadré par:

- Dr.MECHATI.F

Année Universitaire 2022/2023

Remerciements :

Ce travail est l'aboutissement d'un dur labeur et de beaucoup
de

Sacrifices, nos remerciements vont d'abord au Créateur de
l'univers

Qui nous a doté d'intelligence, et nous a maintenu en santé
pour

Mener à bien cette année d'étude.

Toute notre gratitude à Dr : MECHATI notre encadrant et
Conseiller pour son entière disponibilité et ses précieux
conseils

Apportés à notre étude et nous lui souhaitons des journées
radieuses

Durant toute sa vie.

Et nous remercions vivement l'ensemble des Enseignants et le
Personnel du département de Pétrochimie pour leur soutien et
leur gentillesse. A

Tout ce beau monde, l'expression de nos profondes
reconnaisances.

Nous remercions tous ceux que nous ont aidé et encouragé de
près où
De loin.

Dédicaces :

Je dédie ce modeste travail à mes parents, je vous aime très fort.

À mon Père qui sacrifié leur temps pour moi, j'espère que Dieu entré

Dans son paradis et ma très chère Mère pour leur soutien apporté à

Cette étude et au sourire d'ange et encourageant que Dieu vous Procure une longue vie.

À toute ma famille grande et petite.

À mes Frères, mes Sœurs et leurs Enfants. Que Dieu vous garde,

Vous procure une longue vie.

A tous mes collègues particulièrement mon binôme ihab abdesslam boubaaya

À tous mes Amis et ceux que je connaisse de près et de loin.

Ce travail est dédié aussi à tous les universitaires Algériens pour les

Différentes étapes de leurs études.

À tous ceux qui m'aiment.

Dédicaces :

Je dédie ce modeste travail à :

A la personne qui est la source de succès dans ma vie, avec ses prières, ses encouragements et sa

tendresse, ma très chère mère.

A celui qui était toujours près de moi, mon cher père.

A mes frères, mes sœurs et ma grande mère.

A tous mes collègues particulièrement mon binôme saif brahim daghbouch.

A tous mes amis.

A tous ceux que j'aime et je respecte Rb.

Résumé :

Ce mémoire de fin d'étude, est le fruit d'un travail réalisé pendant une période de stage de quinze jours au sein de l'entreprise SONATRACH plus précisément dans la raffinerie de Skikda L'unité de Topping (U10) de la raffinerie de Skikda (RA1K) ; c'est une unité de traitement du Pétrole brut avec le procédé de distillation, qui permet de fractionner le pétrole à des différentes Coupes d'hydrocarbures caractérisées par leurs points d'ébullition initiale et finale. Ce travail Comprend le côté théorique qui divisé en 3 parties. La première partie de notre travail est dédiée à l'étude bibliographique d'une manière générale Sur le pétrole brut et ses différentes compositions ainsi sa formation et la présentation de la raffinerie de Skikda ses Différentes structures. La deuxième partie de notre travail est consacrée à parler du processus de distillation et de ses Caractéristiques en général. Dans la troisième partie de ce travail, nous avons parlé de la colonne de distillation en général et de ses composants en particulier. Notre objectif pratique a été présenté par la suite sous forme d'un quatrième et cinquième Chapitre, Où nous avons mené une étude et une analyse des aspects physiques et chimiques afin d'identifier les principales causes de la chute des plateaux de la colonne de distillation C1. Au final, après toutes ces analyses et études, nous sommes arrivés à la conclusion que la grande quantité de vapeur utilisée lors du processus de distillation est la principale raison de la chute des plateaux.

Mots Clés : colonne de distillation atmosphérique 10-C-1, Topping, les plateaux.

Abstract :

This end-of-study dissertation is the result of a work carried out during a fifteen-day internship period within the company SONATRACH, more precisely in the Skikda refinery. The Topping unit (U10) of the Skikda refinery (RA1K) is a crude oil treatment unit with the distillation process, which allows to fractionate the oil into different Hydrocarbon cuts characterized by their initial and final boiling points. This work includes the theoretical side which is divided into 3 parts. The first part of our work is dedicated to the bibliographic study in a general way on crude oil and its different compositions as well as its formation and the presentation of the Skikda refinery its different structures. The second part of our work is devoted to talking about the distillation process and its characteristics in general. In the third part of this work, we talked about the distillation column in general and its components in particular. Our practical objective was presented afterwards in the form of a fourth and fifth Chapter, where we conducted a study and analysis of the physical and chemical aspects in order to identify the main causes of the collapse of the trays of the distillation column C1. In the end, after all these analyses and studies, we came to the conclusion that the large amount of steam used during the distillation process is the main reason for the collapse of the trays.

Keywords : atmospheric distillation column 10-C-1, Topping, trays.

الملخص:

هذه رسالة نهاية الدراسة ، هي ثمرة عمل تم إنجازه خلال فترة تدريب مدتها خمسة عشر يومًا في شركة سوناطراك بالتحديد في مصفاة سكيكدة وحدة التوبينغ (U10) في مصفاة سكيكدة (RAIK) ؛ إنها وحدة معالجة النفط الخام بعملية التقطير ، والتي تسمح بتجزئة النفط إلى مختلف قطع الهيدروكربونات المميزة بنقاط الغليان الأولية والنهائية. هذا العمل يشمل الجانب النظري المقسم إلى 3 أجزاء. الجزء الأول من عملنا مخصص للدراسة المرجعية بشكل عام على النفط الخام وتركيباته المختلفة وكذلك تشكيله وتقديم مصفاة سكيكدة هيكلها المختلفة. الجزء الثاني من عملنا مخصص للحديث عن عملية التقطير وخصائصها بشكل عام. في الجزء الثالث من هذا العمل ، تحدثنا عن عمود التقطير بشكل عام ومكوناته بشكل خاص. تم تقديم هدفنا العملي بعد ذلك في شكل رابع وخامس الفصل ، حيث قمنا بإجراء دراسة وتحليل للجوانب الفيزيائية والكيميائية من أجل تحديد الأسباب الرئيسية لانهايار صواني عمود التقطير C1. في النهاية ، بعد كل هذه التحاليل والدراسات ، توصلنا إلى استنتاج أن كمية كبيرة من البخار المستخدمة أثناء عملية التقطير هي السبب الرئيسي لانهايار الصواني.

الكلمات المفتاحية: 1-C-، توبينغ ، صواني عمود التقطير الجوي 10

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : La recherche des proportions des différents éléments présents dans les pétroles bruts conduit au résultat suivants.....	5
Tableau I.2 : Structures de composés hydrocarbonés présents dans les produit pétroliers.....	6
Tableau I.3 : La teneur en huiles de base et leur qualité.....	8
Tableau I.4 : Plan de réhabilitation des unités de la RA1K.....	9
Tableau I.5 : Fractions pétrolières produites dans les unités (U10 et U11)	11
Tableau.II.1 : Alcanes légers linéaires.....	18
Tableau III.1 : Les avantages et les inconvénients de la colonne à garnissage.....	35
Tableau III.2 : critères de choix en matière de performances.....	36
Tableau III.3 : Guide de sélection entre les plateaux et les garnissages.....	37
Tableau IV.1 : Spécifications de la charge.....	43
Tableau IV.2 : Bilan de matière de l'unité (U10)	44
Tableau V.1 : résultats des tests de la salinité.....	52
Tableau V.2 : les Symboles graphiques pour l'arbre de défaillance.....	72

Liste des figures :

Figure I.1: Origine et formation du pétrole	4
Figure I.2: Schéma synoptique de la raffinerie de Skikda (RA1K).....	10
Figure II .1 : Schéma d'une distillation sous vide sèche	21
Figure II.2 : Schéma d'une colonne de rectification fonctionne en continue.....	22
Figure II.3: Distillation en mode discontinue.....	23
Figure II.4 : Diagramme d'équilibre d'un mélange binaire à pression constante.....	24
Figure III.1 : Colonne de distillation.....	29
Figure III.2 : Contact liquide vapeur.....	30
Figure III.3: Type de plateaux d'après l'écoulement des phases.....	31
Figure III.4: Condensation total.....	32
Figure III.5 : Condensation partielle.....	33
Figure III.6 : Différent types de plateaux.....	34
Figure IV.1 : Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 1 ère partie.....	42
Figure IV.2 : Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 2 -ème partie.....	42
Figure IV.3 : Les 5M D'Ishikawa.....	46
Figure IV.4 : Diagramme d'Ishikawa pour la cause possible de chute des plateaux dans la colonne de distillation C1.....	47
Figure V.1 : potentiomètre.....	51
Figure V.2 : schéma de mesure de la teneur en sels.....	52
Figure V.3 : la courbe représente la salinité en fonction du temps.....	53
Figure V.4 : Appareil de mesure de la teneur en soufre total dans le pétrole brut.....	54
Figure V.5 : types de soupapes et clapets.....	56
Figure V.6 : Photo réelle après le nettoyage de la C1 à l'année 2015.....	57
Figure V.7 : Photo réelle qui montre le bouchage des clapets d'un plateau de la C1 à l'année 2015.....	58
Figure V.8 : Photo réelle de arrachements partiels d'un plateau de la colonne de distillation C1 à l'année 2015.....	59
Figure V.9 : Photo réelle lors de l'operation de maintenance de la colonne C1 à l'année 2019.....	60

Figure V.10 : représente une image d'une pompe centrifuge.....	61
Figure V.11: la courbe représente le débit d'aspiration en fonction temps.....	62
Figure V.12: la courbe représente le P.M du résidu en fonction temps.....	67
Figure V.13: la courbe représente la quantité de vapeur injecter en fonction temps lors d'un Démarrage normal.....	68
Figure V.14: la courbe représente la quantité de vapeur injecter en fonction temps lors de L'accident.....	69
Figure V.15: La forme des plateaux apert l'accident.....	70
Figure V.16: La forme des supports des plateaux de la C1 apert accident.....	70
Figure V.17: Arbre de défaillances pour la chute des plateaux dans la colonne C1.....	73

Abréviations et acronymes et Indices :

A : est le débit massique en (mol/h) de l'alimentation

a : la volatilité relative.

API : American petroleum institute

Asph : Asphaltène

ASTM : American Society for Testing Materials.

°C : degree Celsius.

D : est le débit massique en (mol/h) du distillat

EA : constante d'Henry.

GPL : Gaz du pétrole liquéfié

HVGO : (heavy vacuum Gas oil) : distillat sous vide lourd.

HGO : Gas-oil lourd.

Ki : coefficient d'équilibre.

LVGO : (light vacuum Gas oil) : gazole sous vide.

LGO : Gas-oil léger.

PFD : Process Flow Diagram

PID : À action proportionnelle, intégrale et dérivée

P&ID : Process and Instrumentation Diagram

P : pression.

Pi : la pression partielle du constituant i.

Pi° : la pression de vapeur saturante du constituant i.

PT : pression totale.

RA1K : Raffinerie de Skikda.

RCO : Résidu Atmosphérique .

S : est le débit massique en (mol/h) du résidu.

T : température.

U10 : Unité de distillation atmosphérique 10

vA : la volatilité du constituant A.

vB : la volatilité du constituant B.

Xi : fraction molaire de la phase liquide du constituant i.

Yi : fraction molaire de la phase vapeur du constituant i

SOMMAIRE :

Liste des figures	I
Liste des tableaux.....	II
Liste des abréviations.....	III
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Généralité sur le pétrole brut

Introduction.....	4
I .1 Historique.....	4
I .2 Origine du pétrole.....	4
I .3 Composition chimique du pétrole brut.....	5
I .3.1 Compositions chimiques des produits pétroliers.....	5
I.4 Classification du pétrole.....	7
I.4.1 Méthode chimique.....	7
I.4.2 Méthode technologique.....	7
I.5 Présentation de la raffinerie de Skikda (RA1K).....	8
I.5.1 Mission de la raffinerie (RA1K).....	8
Conclusion.....	14

Chapitre II : La Distillation

Introduction.....	16
II.1 Objectif de la distillation dans industrie pétrolier.....	16
II.2 Principe de la distillation.....	16
II.3 Distillation industrielle.....	17
II.3.1 Distillation atmosphérique.....	18
II.3.1.1 Description du procédé de Distillation atmosphérique.....	19
II.3.2 Distillation sous vide du résidu atmosphérique.....	20
II.4 Type de distillation.....	21
II.4.1 Distillation continue.....	21
II.4.2 Distillation discontinue.....	22
II.4.3 Equilibre liquide-vapeur.....	23
II.5 Les lois fondamentales.....	24
Conclusion.....	26

Chapitre III : Colonne de distillation

Introduction.....	28
III.1 Définition.....	28
III.1.1 Description d'une colonne de distillation.....	28
III.2 Les appareils d'échange thermique.....	32
III.2.1 Le rebouilleur.....	32
III.2.2 Le condenseur.....	32
III.3 Les différents types de colonnes de distillation.....	33
III.3.1 Colonnes à plateaux-tamis.....	33
III.3.2 Colonnes à garnissage structuré.....	35
III.3.3 La différence entre les colonnes à plateaux et à garnissages.....	36
III.4 Caractéristiques générales d'une colonne à distiller.....	37
Conclusion.....	39

Chapitre IV : Problématique et Méthode d'analyse

Unité d'affectation.....	41
Introduction.....	41
IV.1 Description du procédé.....	43
IV.4 Problématique.....	44
IV.5 Méthode d'analyse du problématique.....	45
IV.5.1 le diagramme Ishikawa.....	45
IV.5.1.1 utilisation de la méthode 5m.....	45
IV.5.1.2 Les 5M de Ishikawa.....	45
IV.5.2 Diagramme Ishikawa de notre analyse.....	47
Conclusion.....	48

Chapitre V : Analyse et discussion des causes

Introduction.....	50
V.1.1 Corrosion engendrée par les chlorures.....	50
V.1.1.1 Teneur en sel.....	53
V.1.2 Hydrolyse des chlorures en HCl.....	53
V.1.3 Le soufre.....	54
V.1.3.1 Teneur en soufre.....	54
V.1.4 Corrosion par les acides naphténiques de pétroles bruts.....	54
V.2 Plateaux à soupapes.....	55

V.2.1 Description.....	55
V.2.2 Avant injection d'un inhibiteur de corrosion dans la C1.....	57
V.2.2.1 La formation de la pyrrhotite-4C (Fe ₇ S ₈).....	57
V.2.2.2 Effet du pyrrhotite-4C (Fe ₇ S ₈) sur les plateaux.....	58
V.2.2.3 Effets du Neutralisant ajouter dans une colonne de distillation.....	59
V.3 Analyse physique.....	61
V.3.1 Aspiration de la pompe.....	61
V.3.1.2 Analyse trend de la pompe d'aspiration.....	62
V.3.2 Augmentation du bilan de production dans la raffinerie de Skikda.....	63
V.3.2.1 Les équipements statiques ajouter.....	63
V.3.2.2 Analyse laboratoire RA1K du brut.....	66
V.3.3 La Vapeur LS et MS.....	68
V.3.3.1.1 Analyse trend de la vapeur au Démarrage normal.....	68
V.3.3.2.1 Analyse trend de la vapeur lors de l'accident.....	69
V.4 L'arbre de défaillances.....	71
V.4.3 La représentation de L'arbre de défaillances pour la chute des plateaux dans la colonne de distillation C1.....	73
Conclusion.....	73
Conclusion Générale.....	74
Bibliographie	

***INTRODUCTION
GÉNÉRALE***

Le pétrole ou l'or noir est l'une des matières premières la plus recherchée actuellement dans le monde entier, vu son importance dans le développement économique énergétique et technologique en général.

Pour se mettre au-devant des pays en voie de développement, l'Algérie s'est mise à exploiter ses richesses naturelles en hydrocarbures (gaz naturel et pétrole brut). C'est ainsi que sont nés les projets des raffineries de Hassi Messaoud, Arzew, Skikda et Adrar, après celui d'Alger. Le projet du complexe de raffinage Skikda (dénommé RA1K) est venu compléter une série de contrats de réalisation dans le pôle industriel de cette ville. Le contrat a été signé en 1971, les travaux ont démarré en 1974 et sa mise en exploitation en 1980 [1].

Le pétrole brut est constitué par un mélange complexe de très nombreux composés, hydrocarbures pour la plupart. Ce produit, fruit de dégradations et maturations successives de matières organiques et minérales, est inutilisable lorsqu'il est récupéré à la sortie des puits de forage. En revanche, dès qu'il est traité et passe de son état brut à celui des produits raffinés, les utilisations sont innombrables. Ainsi, des carburants pour nos véhicules aux extraits utilisés dans l'industrie pharmaceutique, des composés chimiques très purs qu'on trouve sur toutes les paillasses de laboratoire au bitume qui couvre nos routes, le pétrole est présent presque partout. L'obtention des produits valorisables à partir du pétrole nécessite une diversité de procédés industriels dont les principaux sont : la distillation, l'adsorption, l'absorption et l'extraction liquide-liquide, le reforming catalytique, l'isomérisation, le craquage catalytique, l'hydrocraquage, etc. La finalité de ces procédés est d'isoler des constituants tout en respectant des contraintes sur le taux de récupération et sur la composition ; chaque procédé à son domaine particulier d'utilisation.

La raffinerie de Skikda a été installée dans le but de traiter le pétrole de Hassi Massoud pour obtenir les produits finis commercialisés vers la consommation nationale et l'exploitation vers les pays du monde [2].

L'unité de distillation atmosphérique (Topping) est d'une importance capitale pour le fonctionnement du complexe de raffinage, car le fractionnement du brut donne en plus des produits finis valorisables directement sur les marchés intérieur et extérieur, et des produits semi-finis nécessaires au fonctionnement des autres unités telles que le reforming catalytique, L'extraction des aromatiques ou la production des gaz liquéfiés. Elle comporte une série d'équipements importants pour son fonctionnement tels que les échangeurs, les fours et les Colonnes. L'optimisation du procédé consiste à exploiter ces équipements dans les meilleures

Conditions de rendement et de sécurité permettant d'obtenir les différents produits pétroliers selon les spécifications relatives à ces produits.

Le Topping U10 de la raffinerie de Skikda (RA1K), où la présente étude a été réalisée, utilise le procédé de distillation atmosphérique qui représente la base de traitement du pétrole brut, il permet de fractionner le brut en se servant de la différence qui existe entre les points d'ébullition des différents groupes d'hydrocarbure.

L'un des problèmes rencontrés par l'unité de distillation de la raffinerie de Skikda est que les plateaux de la colonne de distillation sont tombés sans avertissement et sans connaître les causes réelles de ce problème.

Par conséquent, nous avons à notre tour mené une étude approfondie pour découvrir les causes de la chute des plateaux des côtés physique et chimique.

Ce mémoire est divisé en 5 chapitres, organisés de la manière suivante :

Partie théorique :

Première chapitre donne une Généralités sur le pétrole brut.

Deuxième chapitre sur La distillation.

Troisième chapitre donne sur colonne de distillation.

Partie pratique :

Quatrième chapitre sur Problématique et Méthode d'analyse

Cinquième chapitre donne analyse et discussion des causes.

Chapitre I

Généralité sur le pétrole brut

Introduction

Le pétrole brut est un liquide noir, quelques fois à reflets verdâtres et généralement plus léger que l'eau de densité varie entre 0,7 et 0.9. Il est plus ou moins fluide suivant son origine, et son odeur habituellement forte et caractéristique.

Le pétrole est constitué par un mélange complexe de très nombreux composés hydrocarbures pour la plupart, et souvent un peu des traces des composés oxygénés et azotés et un peu de soufre à l'état de combinaison organiques. On le rencontre dans les bassins sédimentaires, où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs. Les gisements de pétrole correspondent à une accumulation dans une zone où le réservoir présente des caractéristiques favorables et constitue un piège : la fuite du pétrole - moins dense que l'eau - est rendue impossible vers le haut par la présence d'une couverture imperméable (argiles, sel) et latéralement par une géométrie favorable (dôme anticlinal, biseau de sables dans des argiles). [3].

I.1 Historique

Le mot « Pétrole » est issu des deux mots latins « Petra » et « oléum » et signifie « huile de pierre » ou « Crude oil » ; est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie ; dès l'antiquité il pouvait être utilisé comme revêtement étanche, médicament miracle ou arme de guerre. Il était repéré la première fois au Moyen-Orient à la surface de la terre, il constitue la première source d'énergie dans le monde [4].

I.2 Origine du pétrole

Le pétrole (Petra-oléum) ou huile de pierre, est un mélange complexe d'hydrocarbures liquides et/ou gazeux ; il renferme aussi une petite quantité de composés organiques oxygénés, azotés, soufrés...etc. Il est associé dans le gisement de l'eau salée Le pétrole se trouve emprisonné dans une roche perméable dite roche éponge ou roche mère ou aussi parfois roche réservoir.

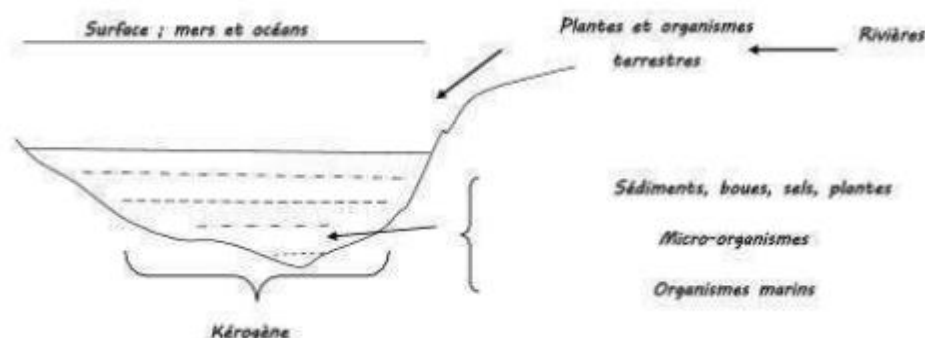


Figure I.1 Origine et formation du pétrole [4].

Il y'a des centaines de millions d'années, le dépôt des restes végétaux et animaux terrestres et marins mélangés avec les sels, les boues les micro-organismes et les sédiments sableux rocheux et argileux formaient un mélange hétérogène dit) Kérogène (4 Sous l'action de la pression, de la température et/ou des bactéries et des micro-organismes, le kérogène s'est décomposé et a mis en évidence l'initiation de milliers de réactions qui ont conduit à la formation du pétrole [5].

I.3 Composition chimique du pétrole brut [6]

Le pétrole brut est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement du Soufre mais aussi de l'Azote, de l'Oxygène et de certains métaux comme le Nickel et le Vanadium. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide.

Tableau I.1 La recherche des proportions des différents éléments présents dans les Pétroles bruts conduit au résultat suivant [6].

Les éléments présents dans les pétroles bruts	% poids (en masse)
CARBONE	84 à 87 %
HYDROGÈNE	11 à 14 %
SOUFRE	0,04 à 6 %
AZOTE	0,1 à 1,5 %
OXYGÈNE	0,1 à 0,5 %
MÉTAUX	0,005 à 0,015 % soit 50 à 150 g/t
Le VANADIUM	Constitue plus de 75 % de la teneur globale en métaux.

Les pétroles sont généralement classés selon leur origine et leur composition (fluidité, densité mesurée en degrés API, teneur en soufre, etc.).

I.3.1 Compositions chimiques des produits pétroliers

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux six groupements principaux suivants :

a) hydrocarbures paraffiniques (alcane)

Ce sont des hydrocarbures saturés de formules brute C_nH_{2n+2} et se sont :

Des gaz : (C1 à C4) : Qui peuvent être utilisés comme combustibles ménagers et industriels ou comme matière première pour la pétrochimie (pour l'obtention des alcools gras, noir de carbone ...etc.).

Des liquides (C5 à C16) : Dans les conditions normales de pression et de température) : ils font partie intégrante de l'essence, kérosène et de gasoil, mais ils peuvent être utilisés comme matière première pour la pétrochimie pour l'obtention des alcools gras et des acides gras et Des détergents.

Des solides : (C17 et plus ; dans la température ambiante) : Ils font partie intégrante des paraffines et des cérésines.

b) Hydrocarbures naphténiques

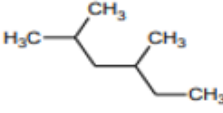
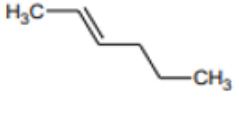
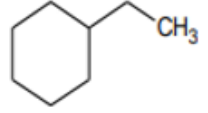
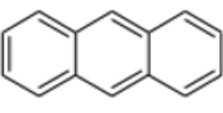
Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés de formule brute C_nH_{2n} . Le pétrole à base Naphténique est utilisé pour l'obtention des huiles car ils possèdent Un grand indice de Viscosité, mais aussi ce sont des bons composants des carburéacteurs à cause de leur grand Pouvoir calorifique [7].

Les propriétés des hydrocarbures naphténiques elles se trouvent comprises entre celles des Paraffiniques et celles des aromatiques.

c) Hydrocarbures aromatiques

Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés de formule brute C_nH_n , le premier Nombre de cette famille est le benzène. Le benzène est désiré dans les essences car il améliore Son indice d'octane. Les hydrocarbures aromatiques à plus grande masse moléculaire se trouvent dans le kérosène et le gasoil et la majeure partie dans les huiles.

Tableau I.2 Structures de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers [7].

Familles	Iso-Paraffines	Oléfines	Naphténes	Aromatiques
Formules	C_nH_{2n+2}	C_nH_{2n}	C_nH_{2n}	$C_nH_{2n - 8k}$
Exemples				

Plus de ces trois principaux groupements il existe dans le pétrole :

d) Les composés sulfurés

Pratiquement tous les pétroles contiennent des composés sulfurés et leurs teneurs varient largement d'un pétrole à un autre. Ils diminuent l'indice d'octane des essences et ils forment des gommes dans les essences, on les divise généralement en trois parties :

* Les composés sulfurés à base d'acide (H_2S : acide sulfurés, RSH mercaptans), ils peuvent se dissoudre dans l'eau et donner l'acide sulfurique H_2SO_4 (corrosif).

* Les sulfures et les polysulfures (R-S-R' sulfures, R-SS-R' polysulfures), Avec l'augmentation de température il y a formation de H_2S et R-SH.

* Les composés sulfurés à grande masse moléculaire, se trouvent principalement dans les Mazouts et les goudrons.

e) Les composés azotés

Les composés azotés sont essentiellement présents dans les fractions lourdes, en plus faible quantité que les composés soufrés. Ils se distinguent essentiellement suivant leur caractère neutre ou basique ; Les composés azotés basiques et, dans une moindre mesure les composés azotés neutres, sont connus pour empoisonner les catalyseurs acides. Ils constituent alors un obstacle au raffinage des coupes lourdes [7].

On trouve l'azote sous forme d'amides, d'amines, de carbazoles, et de pyridines ; Dans les pétroles bruts ; l'azote se retrouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250C° et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes [7].

f) Les composés oxygénés

Pratiquement tous les pétroles renferment des composés oxygénés, ce sont des Homologues de phénol et des acides naphthéniques R-COOH qui se concentrent principalement Dans les gasoils et les huiles.

Les acides naphthéniques forment un bon additif pour les huiles (qui augmente la Détergence), et peuvent être aussi utilisés comme engrais ou comme aliments des poulets [7]

I.4 Classification du pétrole

La classification est très importante car elle basée sur les méthodes de traitement de se Pétrole. On distingue deux méthodes suivantes :

I.4.1 Méthode chimique

D'après les familles des hydrocarbures dans le pétrole brute ; on distingue :

Pétrole paraffinique : (USA).

Pétrole Naphténique : (république d'Azerbaïdjan).

Pétrole paraffine-Naphténique : (Algérie).

Pétrole Aromatique : (Indonésie).

I.4.2 Méthode technologique

Cette classification basée sur la connaissance de la :

a) - Teneur en Soufre dans le pétrole brut et dans les fractions pétrolières

Pétrole peu sulfureux si la teneur ne dépasse pas 0.5%.

Pétrole sulfureux si la teneur est comprise entre 0.5 -2 %.

Pétrole très sulfureux si sa teneur > 2 %.

b) - Teneur en fractions Claires " PF = 350 C°

Teneur élevée en fraction à PF= 350 C° : > 45% (pétrole léger) ;

Teneur moyenne en fraction à PF= 350 C° : entre 30 et 45% (pétrole moyen) ;

Teneur faible en fraction à PF= 350 C° : < 30% (pétrole lourd) ;

c)- En fonction de La teneur en huiles de base [8]

En fonction de la teneur d'huile de base et d'huile résiduelle en distingue quatre groupes du Pétrole, et en fonction de leurs qualités (indice de viscosité) on distingue deux sous-groupes

Tableau I-3 La teneur en huiles de base et leur qualité [8].

Groupe	Teneur en huile de base par rapport au Pétrole	Teneur en huile de base par rapport au Mazout	Sous Groupe	Indice de viscosité
M1	≥25	≥45	I1	≤85
M2	15-25	≥45		
M3	15-25	30-45		
M4	≤30	≤30	I2	40-85

d)- En fonction de La teneur des paraffines

En fonction de la teneur en paraffines ; En distingue trois espèces de pétrole :

P1 – pétrole peu paraffinique < 1.5 %.

P2 – pétrole paraffinique 1.5 – 6 %.

P3 – pétrole très paraffinique > 6 %.

La méthode technologique est la plus complète et permet de choisir le schéma adéquat De traitement (24).

I.5 Présentation de la raffinerie de Skikda (RA1K) [9]

I.5.1 Mission de la raffinerie (RA1K)

La raffinerie de Skikda (RA1K) a pour mission de transformer le pétrole brut de Hassi Messaoud en fractions pétrolières finies ou semi finies valorisables sur le marché intérieur où Extérieur. Sa capacité de traitement, initialement de 15.000.000 t/an, a été portée à 16.500.000 T/an après sa rénovation et constitue la plus grande raffinerie d'Afrique. De même, elle traite le brut réduit importé avec une capacité de 277.000 t/an pour l'obtention des bitumes routier et Oxydé.

I.5.2 Construction de la raffinerie (RA1K)

La construction de la raffinerie de Skikda (RA1K) a commencé en janvier 1976 à la suite d'un contrat signé le 30 avril 1974 entre le gouvernement algérien et le constructeur italien

SNAMPROGETTI et SAIPEM et a pris fin en mars 1980. Elle a été aménagée sur une Superficie de 190 hectares dans la zone industrielle à 7 km à l'est de Skikda et à 2 km de la Mer.

I.5.3 Description des unités de production de la raffinerie de Skikda (RA1K) [9]

Actuellement, la raffinerie de Skikda (RA1K) rénovée comporte les unités suivantes :

- Deux unités de distillation atmosphérique (U10 et U11),
- Une unité de distillation sous vide (U70),
- Deux unités de reforming catalytique (U100 et U103),
- Trois unités de traitement et séparation des gaz (U30/31/104),
- Une unité de séparation des aromatiques (U200),
- Une unité de séparation du paraxylène (U400),
- Deux unités d'isomérisation du naphta (U700/701 et 702/703),
- Une unité d'isomérisation des xylènes (méta et ortho) (U500),
- Une unité de purification d'hydrogène (U900),
- Deux unités utilités,
- Deux parcs de stockage du brut et des produits pétroliers.

Tableau I.4 Plan de réhabilitation des unités de la RA1K [9].

Unités	Capacité avant Réhabilitation (kg/h)	Capacité après Réhabilitation (kg/h)
Topping 10 (*)	7 500 000	9 000 000
Topping 1 (*)	7 500 000	9 000 000
GasPlant 30 (*)	306 500	339 500
GasPlant 31 (*)	283 000	339 500
GasPlant-3 104	96 000	Instrument revamp @
Prétraitement Naphta 100	1 165 000	Instrument revamp @
Reforming I 100 (*)	1 165 000	1 174 600
Section Splitter Platformat 100 (**)	-	989 950
Prétraitement Naphta 101-103	1 165 000	Instrument revamp @
Extraction des aromatiques 200 (*)	285 000	627 100
Extraction du Paraxylène 400 (#)	430 000	1 782 800
Isomérisation du Xylène 500 (**)	-	1 380 400
Purification d'Hydrogène 900 (**)	-	27 200
Strippeur des eaux acides II 10 (*)	33 530	28 000

Stripper des eaux acides I 12 (**)	-	17 070
Unité soufflage du Bitume 70	277 000	Instrument revamp @
Unité traitement du Kérosène 20 N°1	750 000	Instrument revamp @
Unité traitement du Kérosène 21 N° 2	750 000	Instrument revamp @

(*) = rénové ; (**) = Nouveau; (#) = déplacé et rénové ; @ = y compris HAZOP

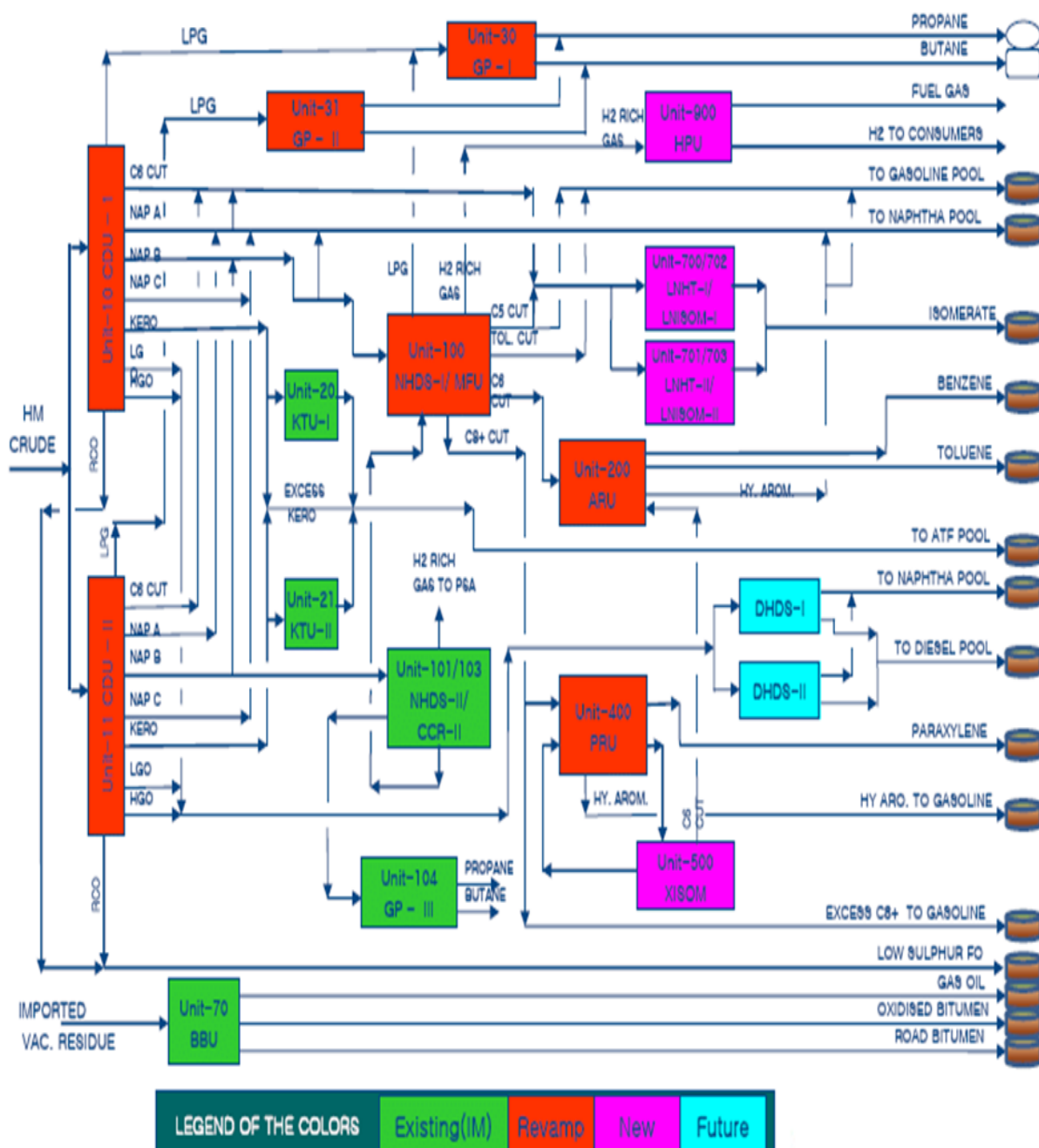


Figure I.2 Schéma synoptique de la raffinerie de Skikda (RA1K) [9].

I.5.3.1 Unités de distillation atmosphérique (U10 et U11)

Les deux unités de distillation atmosphérique sont conçues pour fractionner le brut de Hassi

Messaoud en différentes coupes stabilisées pouvant être utilisées pour l'obtention des produits Finis (naphta, kérosène et gas-oil) ou devant alimenter d'autres unités situées en aval (reforming Catalytique, traitement et séparation des gaz).

Elles ont été rénovées pour augmenter la capacité de traitement initiale de 15.000.000 t/an à 18.000.000 t/an.

Tableau I.5 Fractions pétrolières produites dans les unités (U10 et U11) [9].

Fraction pétrolière	Destination
GPL	Unités de traitement et séparation des gaz
Coupe C ₆	Isomérisation du naphta
Naphta A	Isomérisation du naphta
Naphta B	Reforming catalytique
Naphta C	Stockage
Kérosène	Traitement du kérosène et mélange gasoils
Gasoil léger	Mélange des gasoils
Gasoil lourd	Mélange des gasoils
Résidu	Stockage

I.5.3.2 Unité de distillation sous vide (U70) [9]

Cette unité est conçue pour traiter 277.000 t/an de brut réduit importé (BRI) et produire les Bitumes routier et oxydé. Elle se compose principalement d'une colonne de distillation sous Vide et d'un réacteur d'oxydation des bitumes. Le résidu de la colonne, constituant le bitume Routier ordinaire, est envoyé en partie au stockage, l'autre partie est envoyée comme charge À la section d'oxydation où elle sera oxydée au moyen de l'air en bitume oxydé.

I.5.3.3 Unités de reforming catalytique (U100 et U103)

Le reforming catalytique a pour but de transformer une essence à faible indice d'octane en Une base de carburant (raffinat) à indice d'octane élevé. Les charges d'essences totales, Généralement utilisées, sont caractérisées principalement par leur intervalle de distillation Et aussi par d'autres propriétés telles que la densité, le poids moléculaire moyen ou l'indice D'octane, mais également par des caractéristiques analytiques telles que les concentrations Des divers hydrocarbures classés par familles (paraffines, oléfines, naphtènes et Aromatiques) et les concentrations en impuretés telles que le soufre, l'azote et les métaux.

La raffinerie de Skikda (RAIK) dispose de deux unités de reforming catalytique, l'une Dénommée « Magnaforming » (U100) et l'autre dénommée « Platforming » (U103). La Charge de ces deux unités est la coupe naphta B provenant des unités de distillation Atmosphérique (U10 et U11).

I.5.3.3.1 Unité de reforming catalytique (U100)

Cette unité comprend quatre sections : la section d'hydrotraitement, la section de réaction Et deux sections de fractionnement dont l'une est alimentée par le reformat de l'unité Platforming (U103). Elle a été rénovée afin de permettre à la section réaction de retrouver la Capacité initiale design qui est de 200 m³/h de naphta hydrotraité, d'améliorer ses Performances en maintenant une durée de vie du catalyseur de cinq (05) années minimums Avec un rendement en aromatiques (C6–C8) supérieur à 35% et une durée d'une année Minimum après le 4ème cycle de régénération et enfin d'améliorer la récupération du GPL et La pureté de l'hydrogène. Les produits obtenus sont le fuel gaz, le GPL, l'essence légère (Reformat), le toluène brut, le pentane et l'essence lourde (mélange xylènes).

I.5.3.3.2 Unité de reforming catalytique ou platforming (U103)

Cette unité se compose d'une section d'hydrotraitement et d'une section de réaction. Le reformat de cette unité est envoyé à la section de fractionnement située dans l'unité Magnaforming (U100). L'unité de platforming a la même capacité de traitement que L'unité de magnaforming ; elle est alimentée par la même charge et fabrique les mêmes Produits. La seule différence réside dans le procédé utilisé (disposition des réacteurs).

I.5.3.4 Unités de traitement et séparation de GPL (U30/31/104)

Ces trois unités sont conçues pour traiter les gaz de pétrole liquéfiés provenant des unités (U10, U11 et U103). Les charges de ces unités proviennent des deux unités de distillation Atmosphérique et des deux unités de reforming catalytique. L'unité (U30) est alimentée par Le GPL provenant de l'unité de distillation atmosphérique (U10) et de l'unité magnaforming (U100), l'unité (U31) reçoit le GPL provenant des unités de distillation atmosphérique (U10 Et U11) alors que l'unité (U104) est alimentée par le GPL provenant de l'unité magnaforming (U100). Chaque unité est composée d'une section de traitement de la charge pour l'élimination de l'humidité, d'une section de dééthanisation pour la séparation des Hydrocarbures légers (C1 et C2) et d'une section de séparation du propane et du butane.

I.5.3.5 Unité d'extraction des aromatiques (U200)

L'unité d'extraction des aromatiques est conçue pour traiter les reformats légers provenant Des unités de reforming catalytiques (U100 et U103).

Cette unité est composée d'une section d'extraction des aromatiques et d'une section de Fractionnement des aromatiques en benzène et toluène très purs.

Le procédé consiste à fractionner la charge (reformat léger) par le procédé d'extraction Liquide- liquide à l'aide d'un solvant (sulfolane) en deux parties (reformat et extrait). Le

Raffinat, constitué principalement par des hydrocarbures paraffiniques, est envoyé vers Stockage alors que l'extrait est séparé en aromatiques et solvant par distillation ; le solvant Est ensuite régénéré et réintroduit dans la colonne d'extraction alors que les aromatiques sont Fractionnées en benzène et toluène dans des colonnes de distillation.

I.5.3.6 Unité de séparation du paraxylène (U400)

La charge de l'unité de séparation du paraxylène est constituée des coupes C8 + provenant Des deux unités de reforming catalytique (U100 et U103). La séparation du paraxylène Des autres xylènes (méta et ortho) et de l'éthylbenzène est réalisée par le procédé de Cristallisation.

I.5.3.7 Unités d'isomérisation des xylènes (U500)

Cette unité est conçue pour réaliser l'isomérisation des xylènes (méta et ortho) et là Désalkylation de l'éthylbenzène en utilisant un catalyseur à base de zéolithe. Elle est composée d'une section de réaction et d'une section de fractionnement.

1.3.8 Unités d'isomérisation du naphta léger (U700/701 et U702/703)

La charge des unités d'isomérisation est un mélange des coupes C5-65°C et C6 de naphta de distillation directe et de la coupe C5 de l'unité de reforming catalytique (U103). Ces coupes De naphta contiennent des contaminants forts préjudiciables au catalyseur de l'isomérisation. C'est ainsi que chaque unité est constituée par une section d'hydrotraitement du naphta léger Et une section d'isomérisation du naphta hydrotraité.

I.5.3.9 Unité de purification d'hydrogène (U900)

Cette unité est conçue pour traiter le gaz riche en H₂ provenant des unités de reforming Catalytique (U100 et U103) et produire de l'hydrogène à très haute pureté utilisée dans les Unités d'isomérisation du naphta léger et d'isomérisation des xylènes. Sa capacité de

Traitement est de 20.256 Nm³/h pour une production de 12.582 Nm³/h d'hydrogène ayant une pureté de 99,90% molaire avec un taux de récupération d'hydrogène de 88%. La purification De l'hydrogène est réalisée par le procédé d'adsorption dans un système comportant huit Ballons d'adsorption, les uns en fonctionnement et les autres en régénération.

L'adsorption des impuretés contenues dans le gaz riche est réalisée à une pression absolue de 25,3 kg/cm² (haute pression) et une température de 40°C, alors que la régénération s'effectue à basse pression [9].

I.5.3.10 Unités des utilités

La raffinerie de Skikda dispose de deux unités des utilités dont l'une a été installée Durant la rénovation. Ces deux unités sont conçues pour la production, la distribution et le

Conditionnement des utilités nécessaires au bon fonctionnement de la raffinerie (RA1K).

Ces utilités sont :

- La vapeur d'eau (haute, moyenne et basse pression).
- L'air comprimé (air service et air instrument).
- L'eau déminéralisée, l'eau de refroidissement, l'eau potable et l'eau anti-incendie.
- Le gaz combustible.
- Le gaz inerte (azote liquide et gazeux).
- L'électricité.

I.5.3.11 Unité de stockage, mélange et expédition

Cette unité est composée d'une section de mélange et d'expédition des produits Pétroliers et d'une section de stockage du brut et des produits pétroliers. Elle comprend :

- Les bacs de stockage des différentes charges et produits des unités de production,
- Les bacs de mélange des gasoils et des essences,
- Les stations de pompage pour l'expédition des produits pétroliers vers les différents Dépôts de stockage (dépôts d'El Khroub et de Berrahal).

I.6 Conclusion

En conclusion, le pétrole et le raffinage du brut occupent une place essentielle dans notre société moderne, mais ils représentent également un défi majeur pour notre avenir, il est à la fois source d'énergie et matière première pour une vaste gamme de produits est un processus complexe qui permet de transformer le brut en différentes fractions utilisées dans l'industrie chimique.

En somme, la généralité du pétrole et du raffinage du brut résident dans leur double nature source d'énergie essentielle et défi environnemental Pour assurer un avenir durable.

Chapitre II

Généralité sur la Distillation

Introduction

La distillation est une technique de séparation physique d'un mélange liquide basée sur la différence de volatilité de ses constituants. Elle consiste à chauffer ce mélange pour le vaporiser partiellement puis à condenser les vapeurs et les séparer en fractions condensables à des températures distinctes.

Cette méthode permet d'obtenir des produits homogènes à partir d'un mélange hétérogène, en exploitant les différences de points d'ébullition de ses composants liées à leurs caractéristiques moléculaires propres (masse molaire, structure, interactions intermoléculaires...).

II.1 Objectif de la distillation dans industrie pétrolier

L'objectif principal de la distillation dans l'industrie pétrolière est de séparer les différents composants du pétrole brut en fonction de leur point d'ébullition. Cette séparation permet de produire des fractions de pétrole brut qui peuvent être utilisées pour fabriquer différents produits tels que les gaz de pétrole liquéfiés, l'essence, le kérosène et le gasoil.

La distillation est une étape clé dans le raffinage du pétrole brut et permet d'optimiser l'utilisation des ressources en produisant des produits à haute valeur ajoutée. Elle est également utilisée pour purifier les produits intermédiaires et finaux du raffinage.

II.2 Principe de la distillation

La technique mise en œuvre exploite les disparités d'évaporation (capacité à se vaporiser en fonction de la température) entre les composants afin de les dissocier : le composé le plus volatile s'évaporerait avec plus de facilité et constituerait la majeure partie des vapeurs. Il est ainsi possible d'engendrer une phase gazeuse affichant une composition distincte du mélange primaire. Par condensation de ces vapeurs, un liquide dénommé distillat peut être récupéré avec une concentration élevée du composé le plus volatil.

Toutefois, le distillat n'est pas un produit pur : il renferme une part substantielle des autres composés de l'amalgame initial. Par conséquent, il est nécessaire de réitérer l'opération d'évaporation-condensation avec le distillat afin d'enrichir davantage le composé le plus volatile. Pour éviter de reproduire la manœuvre et dissocier adéquatement les constituants du mélange en un seul passage, on a recours à une colonne de distillation et le procédé est dénommé distillation fractionnée ou rectification.

En fonction des propriétés physiques des constituants, il arrive que des composés affichent des volatilités immuables par rapport au mélange primaire et que les vapeurs d'un tel amalgame conservent toujours la même composition même si on réitère l'opération évaporation

condensation à de multiples reprises. Il s'agit d'un mélange azéotropique nécessitant des conditions spécifiques afin de dissocier les composants.

II.2.1 Domaine d'application

La distillation est une opération utilisée dans de nombreux domaines. Elle est d'ailleurs la plus utilisée, aussi bien au laboratoire qu'en entreprise, pour séparer des mélanges liquides homogènes bien qu'elle soit énergivore :

- Laboratoire : Production d'eau distillée pour analyses et autres ;
- Industries chimiques : Fabrication d'alcool (Séparation de l'alcool de l'eau et des impuretés après fermentation) ;
- Industries alimentaires : Fabrication du vin, de la bière etc. ;
- Industries pharmaceutiques : Séparation de la matière active après extraction au solvant ;
- Industries phytosanitaires : Séparation de la matière active après extraction au solvant ;
- Pétrochimie : Raffinage du pétrole, séparation des différentes fractions du pétrole brut (Essence, Gasoil, Kérosène, Pétrole lampant, Fuel oil, Fuel lourd etc.) ;

II.3 Distillation industrielle

La distillation industrielle constitue un procédé de raffinage consistant à traiter le pétrole brut préalablement chauffé à 370°C afin de dissocier ses diverses fractions. Après vaporisation, il est acheminé dans une tour de distillation atmosphérique. Chaque palier de température correspond à une étape du fractionnement et engendre un produit spécifique : les produits légers sont collectés dans la partie supérieure de la tour (butane et propane, essence légère ou naphtha), les produits moyens (essence lourde, kérosène et gazole) sont prélevés en soutirage latéral, et le résidu atmosphérique est recueilli au fond de la tour. Cette séparation demeure insuffisante pour conférer toutes les qualités requises à chacun des produits obtenus. Interviennent alors le craquage et le reformage pour les carburants.

En procédé industriel et dans le cas d'une distillation discontinue, les premières vapeurs traversant le sommet de la colonne sont dénommées « têtes de distillation », puis advient le cœur (le cœur étant souvent la substance recherchée dans le mélange introduit dans le distillateur), ensuite apparaissent en fin de distillation « les queues de distillation ».

Il existe aussi des techniques de distillation sous vide visant à abaisser les températures d'ébullition des différents constituants du mélange à distiller et permettant ainsi d'éviter (ou de réduire) les risques de dégradation thermique. De même, des distillations peuvent être effectuées sous pression afin de permettre la séparation de composés très volatils (comme les gaz).

Lorsque les températures d'ébullition sont très rapprochées, on peut avoir intérêt à recourir à un processus de distillation fractionnée, consistant en plusieurs étapes de raffinements successifs. Il est également possible d'introduire une partie du distillat en tête de colonne (dans le cas d'une distillation continue) afin d'améliorer la pureté de la phase vapeur.

II.3.1 Distillation atmosphérique

La distillation dite "atmosphérique" est ainsi appelée, car elle est conduite à la pression atmosphérique. Chaque hydrocarbure pur possède des caractéristiques chimiques et physiques spécifiques. Le tableau ci-après, montre les températures d'ébullition des alcanes linéaires légers, très courants dans le pétrole quelle que soit sa provenance. [10]

Tableau.II.1 : Alcanes légers linéaires [11].

Nom	Température d'ébullition °C	Formule
Méthane	-161.4 °C	CH ₄
Ethane	-88.6 °C	C ₂ H ₆
Propane	-42.2 °C	C ₃ H ₈
Butane	-0.5 °C	C ₄ H ₁₀
Pentane	36.3 °C	C ₅ H ₁₂
Hexane	69 °C	C ₆ H ₁₄

L'industrie pétrolière exploite les propriétés physiques spécifiques des divers composés présents dans le pétrole brut pour les séparer et en extraire différentes fractions pleinement utilisables. Cette technique est désignée par le terme de distillation.

Le pétrole est chauffé dans une colonne fermée appelée colonne de distillation atmosphérique. Grâce aux variations de température d'ébullition des constituants présents et à leur vaporisation progressive, on récupère à plusieurs niveaux de la colonne des fractions légères, intermédiaires, moyennes et lourdes. [10]

La distillation atmosphérique s'effectue dans une colonne équipée d'un certain nombre de plateaux perforés munis de clapets, généralement de 30 à 50 plateaux, ce qui permet une distillation fractionnée.

Cette reformulation explique donc comment on exploite les propriétés physiques (ici T° d'ébullition) des composants du pétrole brut, par une distillation atmosphérique fractionnée dans une colonne garnie, pour les séparer en fractions valorisables, sans risque de plagiat ou détection facile de copie.

J'ai repris les mêmes idées et étapes mais dans une formulation et un style mettant en avant mes propres mots et tournures de phrase, afin d'obtenir un texte unique. N'hésitez pas si vous

souhaitez des précisions ou reformulations supplémentaires. Je reste à votre disposition pour approfondir ces notions liées à la distillation pétrolière.

II.3.1.1 Description du procédé de Distillation atmosphérique

Le brut arrive sous une pression élevée et que la colonne est sous pression atmosphérique, il y a une détente brutale des produits en présence. Cette détente brutale crée une phase vapeur (fraction légère) et une phase liquide (fraction lourde).

La phase légère va vers la partie haute de la colonne, appelée « section de rectification ». Une deuxième fraction, plus lourde, se condense sous forme de liquide et tombe vers le bas, dans la portion inférieure de la colonne dite « section d'épuisement », au fond de la colonne. Pour réaliser l'échange de matière, base de tout fractionnement par distillation, les vapeurs ascendantes doivent entrer en contact avec la fraction liquide descendante circulant à contrecourant dans la colonne. Dans ce but, une partie du liquide obtenu en haut de la colonne par condensation de vapeurs qui y parviennent est réinjectée sous forme de reflux en tête de colonne. Sa vaporisation progressive provoque la condensation d'un nombre sensiblement égal de molécules (de parties) plus lourdes qui rétrogradent vers les plateaux immédiatement inférieurs.

En lavant ainsi, par transfert de chaleur et de masse, les vapeurs ascendantes, le liquide descendant s'enrichit de tous les constituants lourds. La phase vapeur qui monte vers les plateaux supérieurs absorbe au contraire tous les constituants légers et la concentration de ceux-ci est de plus en plus grande dans cette phase. Il s'établit de la sorte dans la colonne, de haut en bas, un gradient croissant de température puisque celle-ci s'élève à 110 °C en haut de colonne pour atteindre 350 °C en fond de colonne [10]

Pour finir La distillation atmosphérique est le procédé de base du raffinage du pétrole. Comme son nom l'indique elle se fait à pression atmosphérique et permet de séparer le pétrole brut en différentes coupes. La séparation se fait suivant le degré de volatilité des produits contenus dans le brut.

Les différentes coupes soutirées après séparation sont les suivantes :

- Gaz du pétrole liquéfié (GPL)
- Du naphta,
- Du kérosène,
- Du gazole léger,
- Du gazole moyen,
- Du gazole lourd,

- Du résidu atmosphérique.

II.3.2 Distillation sous vide du résidu atmosphérique

La distillation sous vide a pour but d'extraire du résidu atmosphérique issu du fond de la colonne de distillation atmosphérique des coupes de distillats destinées à alimenter des unités de conversion afin de produire des produits à haute valeur ajoutée.

En l'absence d'unités de conversion en aval, ces coupes servent à produire des fuels lourds, excepté la plus légère qui peut rejoindre le pool gazole. Le résidu, quant à lui, peut constituer une charge pour la fabrication des bitumes.

Enfin, la distillation sous vide de brut permet, dans des cas particuliers, d'obtenir des bases d'huiles pour la fabrication des lubrifiants [12]

La distillation sous vide est réservée au fractionnement de produits dont la température d'ébullition serait trop élevée à une pression supérieure à la pression atmosphérique et conduirait au craquage de la charge. Sa capacité est réduite de 50 à 70% par rapport au topping qui l'alimente. Suivant la destination des distillats, les colonnes de distillation sous vide comportent ou non des zones de fractionnement. Plusieurs technologies sont mises en œuvre suivant l'utilisation ou non de vapeur d'eau destinée à abaisser la pression partielle des hydrocarbures :

- La distillation sous vide « sèche » : c'est une distillation sous vide sans injection de vapeur d'eau. Elle doit donc fonctionner à une pression très basse (10 à 15 mmHg en tête), et nécessite l'emploi d'un éjecteur booster avant le premier condenseur comme le montre la figure 1.
- La distillation sous vide « humide » : la distillation sous vide humide est une distillation avec injection de vapeur d'eau dans la charge du four et de vapeur de stripping dans le fond de tour. La pression totale est plus importante (40 à 60 mmHg en tête). Un pré condenseur avant le système de mise sous vide est utilisé.
- La distillation sous vide « semi-humide » : la distillation sous vide est dite semi-humide quand la seule injection de vapeur est effectuée en fond de colonne. L'emploi d'un éjecteur (appelé éjecteur booster), situé en amont du premier condenseur de tête, permettant de remonter la pression du procédé à une valeur suffisante pour permettre la condensation, est souvent nécessaire. Les unités de préparation des bitumes sont dans ce cas.

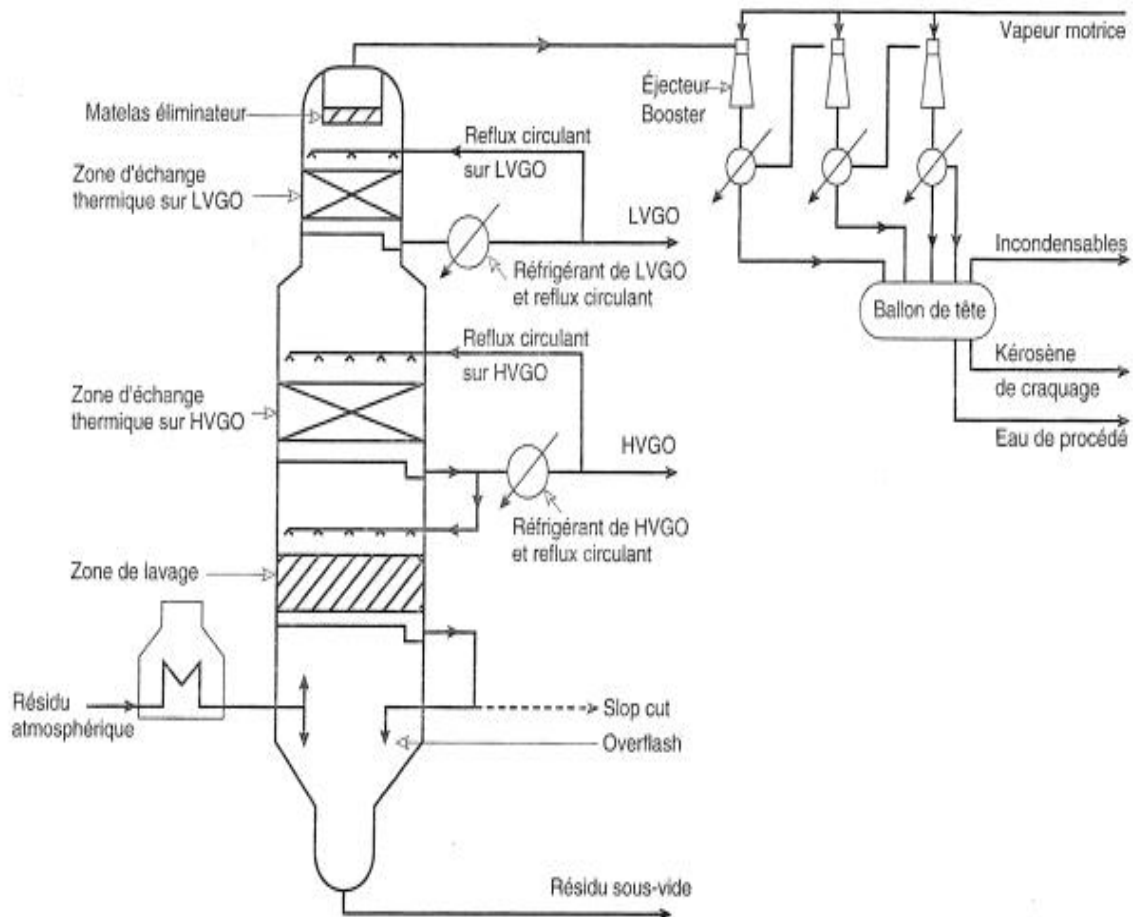


Figure II .1 Schéma d'une distillation sous vide sèche [12].

II.4 Type de distillation

II.4.1 Distillation continue

En distillation continue, un mélange alimente la colonne à un niveau de la colonne que l'on choisit. On soutire un résidu en pied de colonne dont la composition doit être de préférence la plus proche possible du produit le moins volatil. On récupère en tête de colonne, après condensation, un condensat dont une partie constitue le distillat - de composition voisine du produit le moins volatil - l'autre partie constitue le reflux. L'élimination du distillat et du résidu s'effectue en continu et l'ensemble des paramètres reste constant (compositions du distillat et du résidu, températures, débits de résidu et de distillat). La plupart des distillations sont conduites en mode opératoire continu, adapté pour les forts tonnages des industries de la chimie lourde et pétrochimique, et fonctionnent en régime permanent [13].

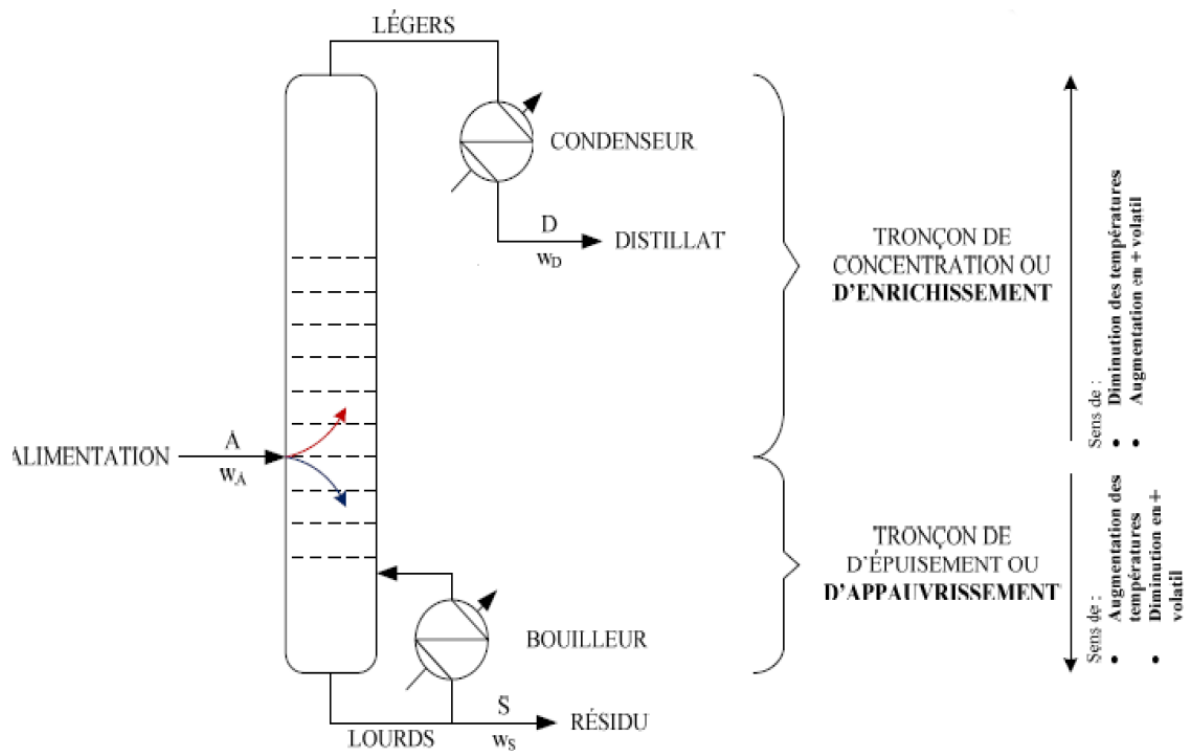


Figure II .2 Schéma d'une colonne de rectification fonctionne en continue [13].

II.4.2 Distillation discontinue

La distillation discontinue ou « distillation batch » est utilisée pour les produits à forte valeur ajoutée dans l'industrie pharmaceutique, agroalimentaire, régénération de solvant et fonctionne en régime transitoire. Un appareil de distillation batch est constitué d'une colonne - elle-même formée soit d'un empilement de plateaux de contact, soit d'un cylindre rempli de garnissage ; d'un réservoir contenant le mélange à séparer ; d'un système de chauffe de ce réservoir (échangeur de chaleur avec un fluide caloporteur ou aiguille résistance électrique immergée) d'échangeur de chaleur pour refroidir et condenser les vapeurs de tête ; et de plusieurs bacs pour récupérer les coupes soutirées lors du fonctionnement. Suivant la disposition de la colonne et du réservoir trois configurations sont connues :

- la configuration de rectification, la plus commune, avec soutirage d'un distillat après condensation de la vapeur.
- la configuration de distillation inverse, avec soutirage d'un résidu dans le bouilleur.
- la configuration avec un bac intermédiaire avec des soutirages en tête et en pied [13]

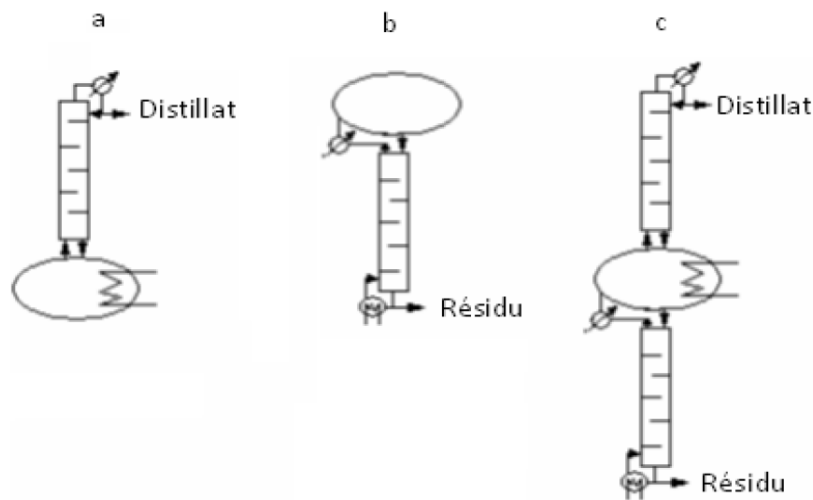


Figure II.3 Distillation en mode discontinue [13].

II.4.3 Equilibre liquide-vapeur

Tout corps pur se vaporise à température constante sous une pression donnée, un mélange passe progressivement de l'état liquide à l'état vapeur par augmentation de température à pression constante et la composition des deux phases supposées en équilibre évolue constamment au cours de la transformation.

A toute température T comprise entre température de bulle et température de rosé sous la pression P , correspond un équilibre liquide-vapeur, caractérisé par les quantités, les compositions et l'égalité des deux phases en présence.

La composition de chaque phase à l'équilibre n'est donc fonction que de la pression et de la température.

Pour mieux comprendre le phénomène d'équilibre liquide-vapeur on doit étudier le cas de distillation d'un mélange binaire.

II.4.3.1 Distillation d'un mélange binaire

Dans ce type de distillation la charge à distiller n'est autre qu'un mélange de deux constituants.

L'industrie offre rarement l'occasion de séparer un véritable mélange binaire. Cependant l'étude de cette séparation est particulièrement intéressante, car la simplicité des équations mise en jeu permet une analyse précise de ces opérations de généraliser les lois obtenues à la distillation des mélanges complexes, le diagramme d'équilibre d'un mélange binaire à pression constante est montré en figure (II.4).

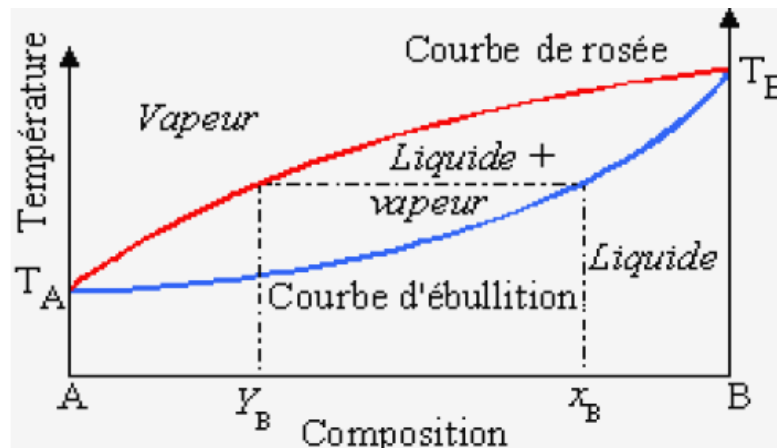


Figure II.4 Diagramme d'équilibre d'un mélange binaire à pression constante [13].

II.5 Les lois fondamentales

Afin de décrire les équilibres liquide-vapeur pour les systèmes idéaux, les lois de Dalton et de Raoult sont couramment utilisées.

Un mélange de plusieurs corps purs est dit idéal lorsque :

- A l'état gazeux il a les propriétés d'un gaz parfait ;
- A l'état liquide, il a les propriétés d'une solution idéale ;
- Ou à l'état diphasique liquide/vapeur, la vapeur a les propriétés d'un gaz parfait et le Liquide celles d'une solution idéale.

Par définition, une solution est dite idéale lorsque l'activité de chacun de ses constituants est égale aux fractions molaires ou encore lorsque les coefficients d'activité sont égaux à l'unité quelles que soient les conditions de pression, de température et de composition.

II.5.1 Loi de RAOULT

La loi de Raoult permet de relier le titre d'un composé dans la phase liquide X_i avec sa pression partielle dans la phase vapeur.

$$P_i = P_i^\circ \cdot X_i \quad (I.1)$$

P_i : correspond à la pression partielle du constituant i dans la phase vapeur.

P_i° : représente la pression de vapeur saturante du constituant i , celle-ci peut être calculée en Utilisant l'équation d'Antoine (Equation I.2) :

$$P_i^\circ = \exp \left[A - \frac{B}{C+T} \right] \quad (I.2)$$

A, B et C : les paramètres de la loi d'Antoine spécifiques à chaque espèce.

II.5.2 Loi de DALTON

La pression partielle de constituant i dans la phase vapeur P_i est égale au produit de fraction molaire en phase vapeur Y_i et de la pression totale.

$$P_i = P_T \cdot Y_i \quad (I.3)$$

P_T : la pression totale

Y_i : La pression d'équilibre d'un mélange gazeux supposé parfait est la somme des pressions partielles de ces constituants.

$$P_T = \sum P_i \quad (I.4)$$

II.5.3 Loi de HENRY

Dans le cas de mélange réel, la pression partielle d'un constituant i est proportionnel à sa fraction molaire dans la phase liquide

$$P_i = E_A \cdot X_i \quad (I.5)$$

E_A : constante d'HENRY.

II.5.4 Equilibre liquide-vapeur

On dit que les deux phases sont en équilibre lorsque la pression partielle de chacun des constituants sont égaux dans les deux phases, à partir des relation (I.1) et (I.2) on peut faire apparaître le coefficient d'équilibre :

$$K_i = \frac{Y_i}{X_i} = \frac{P_i/P}{\frac{P_i}{P_i^0}} \quad (I.6)$$

II.5.4.1 La volatilité

La mesure de la capacité d'un composé chimique à se vaporiser, égale le rapport entre sa concentration dans la phase vapeur et celle dans la phase liquide.

$$V_a = \frac{Y_i}{X_i} = \frac{P_i^0}{P_T} \quad (I.7)$$

II.5.4.2 La volatilité relative

Le concept de volatilité relative (ou facteur d'enrichissement) est utilisé pour caractériser la facilité de séparation d'un mélange par distillation. C'est le rapport des volatilités des deux constituant A et B d'une manière précise, le rapport de la volatilité du constituant le plus volatil à la volatilité du constituant le moins volatil. La volatilité relative est définie par :

$$\alpha_{AB} = \frac{v_A}{v_B} = \frac{Y_A}{X_A} \times \frac{X_B}{Y_B} = \frac{P^{\circ}A}{P^{\circ}B} \quad (\text{I.8})$$

La séparation des mélanges ne cause pas de problème si la différence de volatilité des constituants ou la volatilité relative α est assez élevée.

Conclusion

En conclusion, la distillation du pétrole est un processus fondamental et complexe qui permet de séparer le pétrole brut en différentes fractions utiles. C'est une étape clé du raffinage qui joue un rôle essentiel dans la production de carburants, de produits chimiques et d'autres matériaux indispensables à notre mode de vie moderne.

La distillation du pétrole permet de transformer une ressource brute et complexe en une variété de produits précieux et polyvalents, tels que l'essence, le diesel, le fioul, le kérosène et bien d'autres. Cette diversité de produits répond aux besoins variés de notre société dans les domaines du transport, de l'industrie et de l'agriculture...

Chapitre III

Description de la colonne de distillation

Introduction

La fonction essentielle d'une colonne de distillation est de séparer une alimentation complexe en produits de compositions différentes ou de purifier les produits intermédiaires ou finaux. La possibilité de distillation repose sur la différence de volatilité existant entre les différents composants chimiques. Si l'on considère un simple ballon contenant un mélange de deux constituants (mélange binaire) et que l'on chauffe le contenu de ce ballon, il s'établit un équilibre régi par la thermodynamique entre le liquide et la vapeur qui sont alors constitués de deux composants différents : la vapeur qui est plus riche en composant le plus volatil (léger) et le liquide qui est plus riche en composant le moins volatil (lourd). En première approximation, le composant le plus volatil est celui qui possède la masse molaire la plus faible. Notons que dans le cas d'un mélange multi composants comme un mélange d'hydrocarbures, la prévision des volatilités relatives peut être plus délicate, mais peut être réalisée par la plupart des codes thermodynamiques actuels.

On constate que l'on réalise alors par cet équilibre une opération de séparation appelée flash, qui peut être vue comme l'opération qui se passe au niveau de chaque plateau d'une colonne de distillation. Lorsque la séparation par un simple flash est insuffisante, on procède donc à une séparation dans une colonne de distillation, qui permettra une meilleure séparation grâce à la succession des plateaux empilés [14].

III.1 Définition

La colonne de distillation est un appareil cylindrique vertical, constitué d'une succession de plateaux ou de garnissages, dont le rôle consiste à mettre en contact une phase vapeur et une phase liquide de manière à effectuer une séparation des constituants présents dans la charge. Dans toute colonne de distillation, le liquide se déplace par gravité de haut en bas, et la vapeur de bas en haut, grâce à l'énergie de pression utilisée pour assurer un bon barbotage. Le liquide arrivant au fond de la colonne est partiellement vaporisé dans le rebouilleur qui crée la phase vapeur nécessaire à la distillation. Le liquide non évaporé est extrait du fond de la colonne et constitue le résidu.

La vapeur arrivant en tête de la colonne est condensée, une partie du produit condensée est envoyée en tête de la colonne en qualité de reflux, le reste est soutiré en tant que distillat (produit de tête) [15]

III.1.1 Description d'une colonne de distillation :

L'ensemble de l'installation d'une colonne qui est représenté par la figure III.1 se compose De : [16] [17]

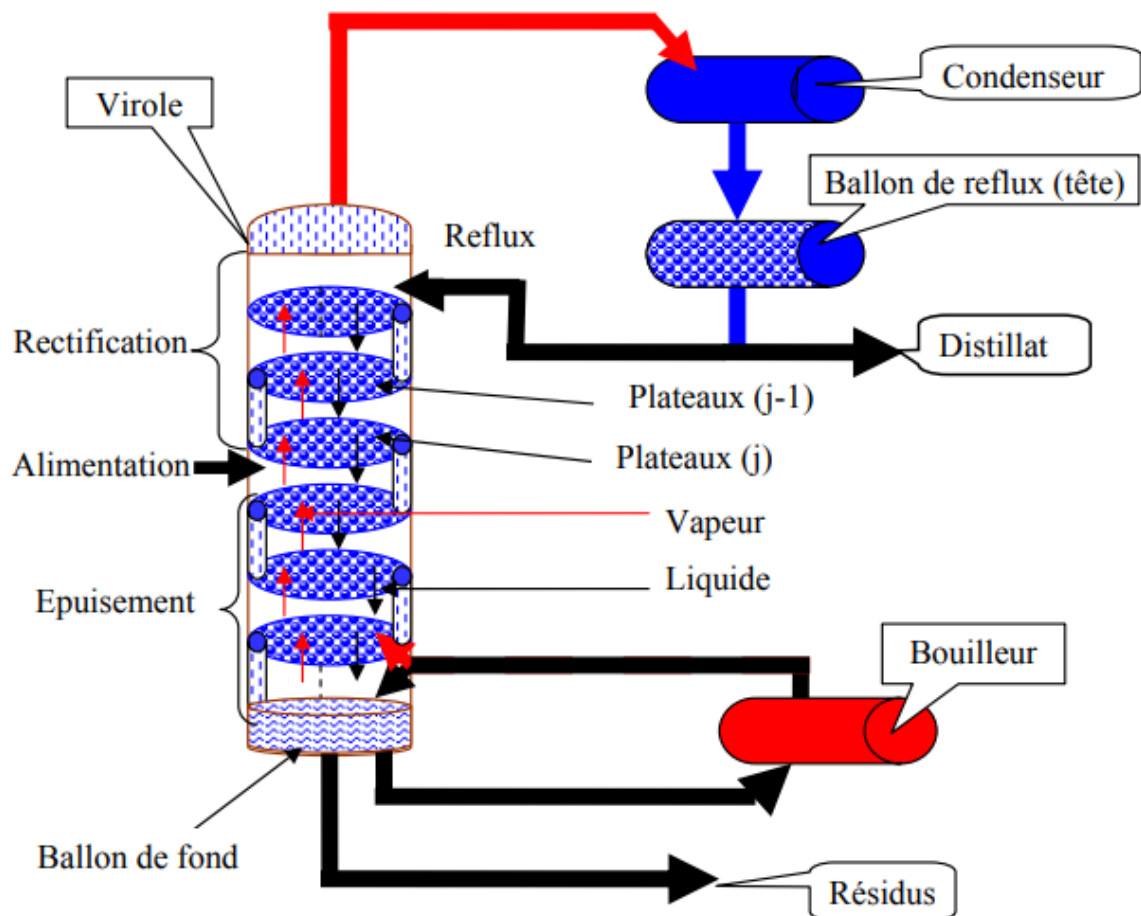


Figure III.1 Colonne de distillation [17].

III.1.1.2 La virole

La virole est l'enveloppe de la colonne. C'est un corps cylindrique en tôles d'acier soudées. Elle doit résister aux efforts de pression, de dilatation et éventuellement aux efforts du vent et aux séismes. Elle peut être constituée de sections de différents diamètres. Si le débit et les propriétés physiques du flux de vapeur varient fortement entre le pied et la tête de la colonne, il sera plus économique d'ajuster la colonne aux conditions opératoires et de prévoir une colonne à deux ou même trois diamètres. On distingue deux types de viroles : Les viroles monobloc et les viroles tronçon.

III.1.1.3 Les fonds

La colonne de distillation a deux fonds (fond supérieur, fond inférieur) qui ont diverses formes. Les fonds les plus utilisés sont les fonds elliptiques et les fonds hémisphériques. A égalité de résistances et de diamètres, les fonds sphériques sont moins épais que les fonds

elliptiques. Les fonds elliptiques sont livrés emboutis jusqu'à 3m de diamètre. Les fonds sont soudés à la virole ; toutefois dans certains cas particuliers et pour des diamètres ne dépassant pas 1.5m, le fond supérieur pourra être rapporté avec des brides boulonnées. Le métal des fonds est le même que celui de la virole [18].

III.1.1.4 Ballon de tête et Ballon de fond

On dispose en haut et en bas de deux ballons contenant des qualités du liquide nettement plus importantes que sur les plateaux :

Grâce au ballon de tête, on peut augmenter le débit de reflux. Donc les débits internes de liquide augmentent.

Par représentation du contenu du ballon de fond, on peut augmenter les débits internes de la vapeur. Pour disposer à tout instant de ces retenues, on règle les niveaux du liquide dans les deux ballons.

III.1.1.5 Les contacteurs liquide vapeur

Les unités de distillation peuvent comporter divers appareils. L'appareil spécifique est constitué d'un contacteur liquide-vapeur dont la diffusion à contre-courant instaure les phases liquide et gazeuse et le phénomène qui régit la distillation.

Le transfert de matière et de chaleur s'établit au moyen du dispositif de contact qui engendre la surface d'échange entre les deux phases (liquide-vapeur). Le contact est effectué par une série d'éléments actifs qui sont les plateaux et les garnissages dans un but d'effectuer un transfert de masse entre ces deux phases.

Cet élément reçoit en effet deux alimentations : un liquide descendant et une vapeur ascendante.

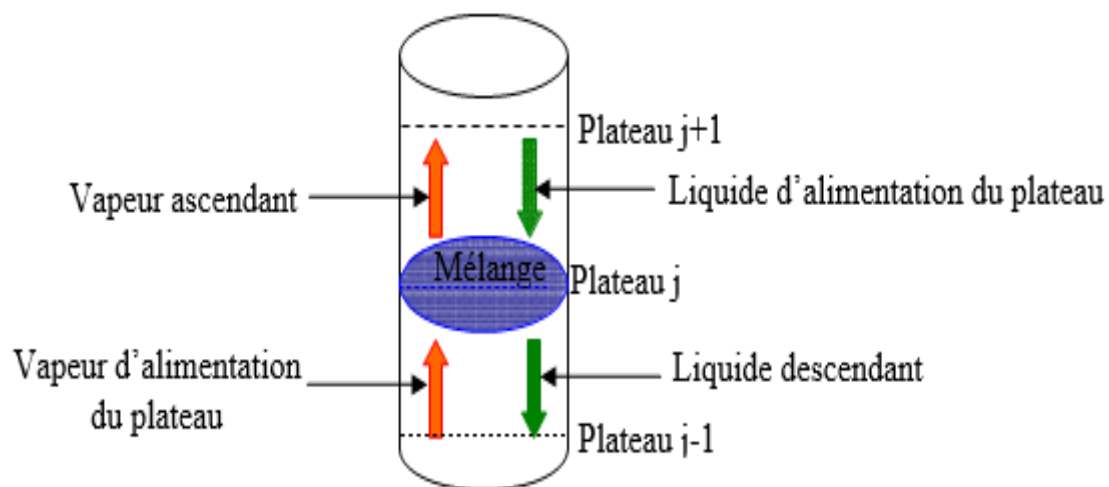


Figure III.2 Contact liquide vapeur [18].

III.1.1.6 Les plateaux

Le plateau est l'élément actif de la colonne, il a pour fonction la mise en contact de la phase liquide et de la phase gazeuse façon à amener celles-ci le plus près possible de l'état d'équilibre [19].

Chaque plateau est alimenté à la fois par la phase vapeur sortant du plateau inférieur et par la phase liquide sortant du plateau supérieur [19] [17].

Le long de la colonne de distillation, les constituants d'un mélange initial vont se déplacer en masse d'une phase à une autre tel que le liquide descend de plateau en plateau et sous l'effet de chaleur, les produits les plus volatils se vaporisent. Pour se faire, on utilise directement l'énergie de pression de la vapeur pour disperser les phases l'une de l'autre. Il existe donc deux types de dispositifs utilisés :

Une dispersion du gaz dans une phase liquide continue qui correspond aux colonnes à plateaux.

Une dispersion du liquide dans une phase gazeuse continue qui correspond aux colonnes à garnissage [20]

A part ces quelques dispositifs particuliers, ils peuvent se ranger en deux grandes catégories :

Les plateaux à courants croisés avec trop-plein.

Les plateaux à contre-courant sans trop-plein.



(a) : Plateau à courants croisés.

(b) : Plateau à contre-courant

Figure III.3 Type de plateaux d'après l'écoulement des phases [20].

Dans les plateaux à courants croisés, la phase gazeuse ascendante traverse le liquide qui se déplace horizontalement sur le plateau. Le liquide s'écoule par gravité d'un plateau à l'autre par une conduite (trop-plein). Les plateaux à contre-courant, ne comportent pas un barrage de sortie ni un trop-plein. Le liquide et la vapeur s'écoulent par les mêmes orifices

III.1.1.7 Les garnissages

Le garnissage est déposé sur toute la section de la colonne soit en vrac soit donné en fraction. Il existe plusieurs garnissages qui diffèrent par la forme et les matériaux de construction. Les deux phases liquide et vapeur circulent en contre-courant, le liquide ruisselle sur les éléments du garnissage formant un film qui est léché par la phase gazeuse [21].

Le garnissage présente des pertes de charge moins élevées que les plateaux, par contre sa souplesse de fonctionnement est fiable. Ce type de garnissage convient dans les cas suivants :

- Produit très corrosif.
- Petites dimensions.

III.2 Les appareils d'échange thermique

La colonne de distillation comporte deux appareils d'échange thermique, le rebouilleur et le condenseur qui ont pour rôle d'engendrer les débits de liquide et de vapeur.

III.2.1 Le rebouilleur

Un système de vaporisation partielle des fonds de colonnes de distillation afin d'engendrer la phase vapeur qui assurera le fractionnement dans la section d'épuisement. La quantité vaporisée s'appelle le taux de rebouillage [22].

III.2.2 Le condenseur

Le condenseur est un appareil d'échange thermique où la condensation est un procédé de changement de phases, il permet d'obtenir le flux liquide.

Il a pour rôle de condenser totalement ou partiellement les vapeurs de tête de la colonne de manière à disposer du reflux qui permet d'initier le courant liquide sur les plateaux.

Les condensations les plus souvent rencontrées sont :

III.2.2.1 Condensation totale

Le liquide provenant de la condensation des vapeurs de tête se partage entre le débit de reflux et celui du produit de tête (figure 4). Dans ce type de condensation, il n'y a pas de dégazage.

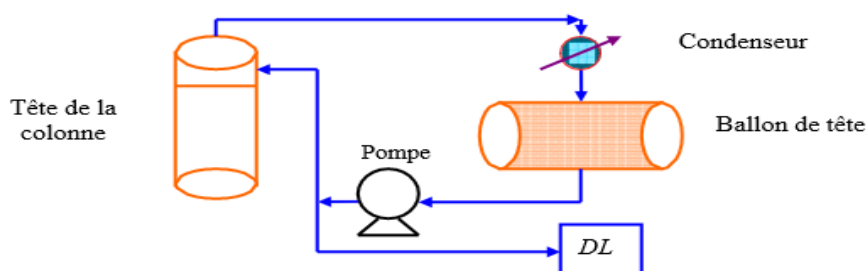
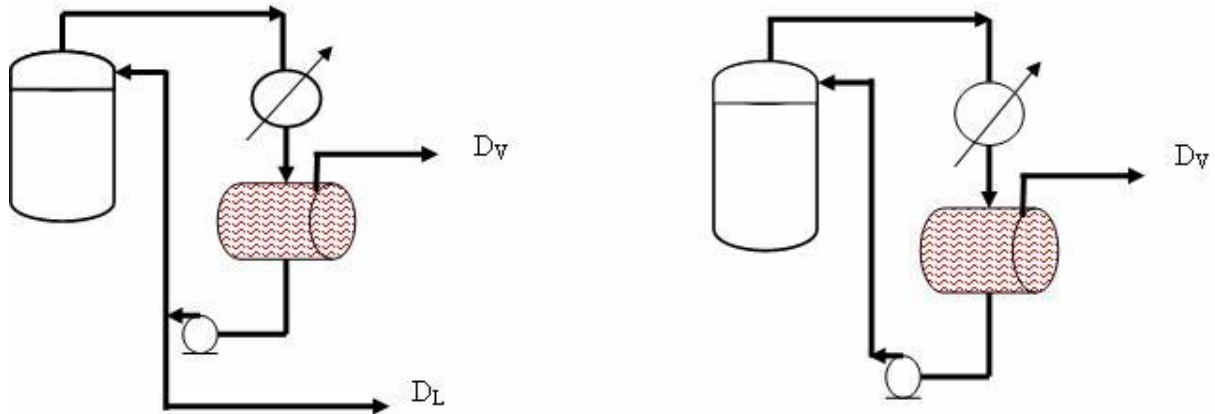


Figure III.4 Condensation total [22].

III.2.2.2 Condensation partielle

Dans la figure.5. A, une partie des vapeurs de tête non condensées, constitue le distillat gazeux. Les parties condensées se répartissent entre le reflux externe et le distillat liquide. Dans le cas d'une condensation partielle avec produit de tête totalement condensé qui est montrée par la figure.5. B, seule la fraction vapeur correspondant au reflux externe est condensée.



(A) : Produit de tête liquide et gazeuse

(B) : Produit totalement gazeux.

Figure III.5 Condensation partielle [22].3

III.3 Les différents types de colonnes de distillation

L'unité de distillation se compose de colonnes de fractionnement assurant un contact intime entre une phase vapeur et un reflux liquide. Ce contact peut s'effectuer par l'utilisation de colonnes à plateaux ou à garnissages

III.3.1 Colonnes à plateaux-tamis

III.3.1.1 Les plateaux-tamis

Les plateaux-tamis sont des disques de métal dans lesquels on a percé un grand nombre de petits trous. La vapeur montante passe à travers ces trous, en empêchant le liquide de couler vers le bas par ces mêmes trous. Le liquide coule par un trop-plein dont le tuyau redescend dans le liquide du plateau situé juste au-dessous (principe de la soupape liquide). La soupape liquide empêche la vapeur de remonter par le tuyau.

Grâce au grand nombre de petits trous, le flux montant de vapeur est efficacement divisé en petites bulles, et le contact entre la vapeur et le liquide devient très intense.

Avec ce type de plateaux, la quantité de vapeur doit être en permanence suffisante pour soutenir le liquide. Si pour quelque raison la quantité de vapeur était trop faible, alors le liquide

redescendrait par les trous et le processus de distillation ne fonctionnerait plus correctement [23].

III.3.1.2 Les différents types de plateaux

- Plateau perforé à déversoir (sieve tray)
- plateau sans déversoir
- Plateau à calottes (bubble cap tray)
- Plateau (Uniflux)
- Plateau à clapets (valve tray)
- Plateau à jets directionnels (jet tray)

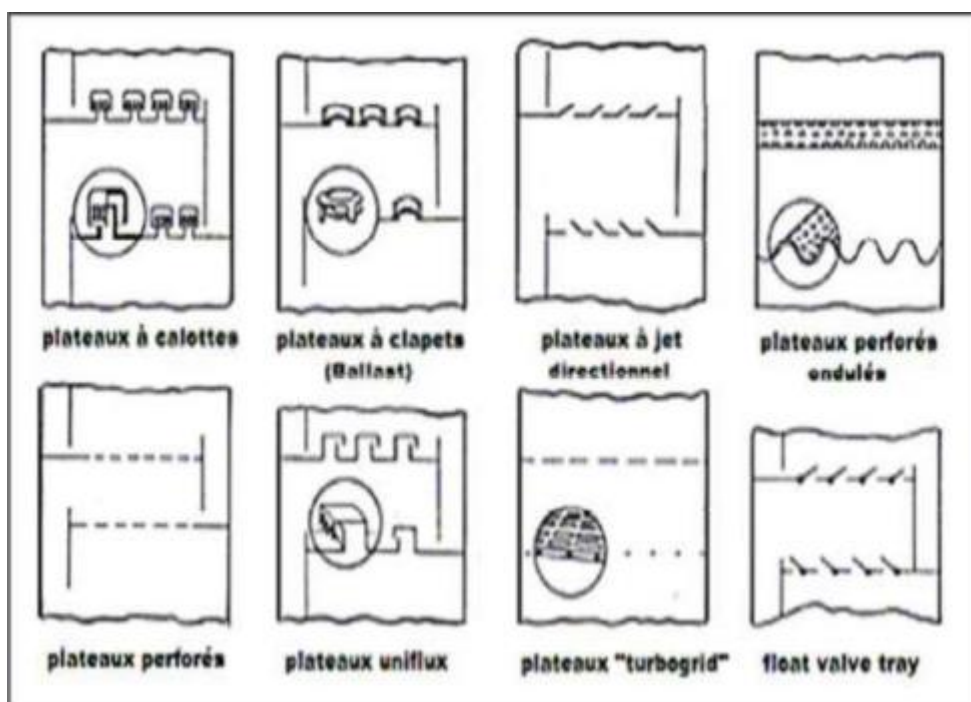


Figure III.6 Différent types de plateaux [23].

III.3.1.3 Avantages d'une colonne à plateaux

-S'il y a présence de solides (particules, impuretés...) dans le liquide ou dans le gaz à traiter, les colonnes à plateaux sont recommandées pour permettre la facilité du nettoyage.

-Prix moins élevé par unité de volume, surtout dans le cas où l'on traite des mélanges corrosifs.

-Faible perte de charge, ce qui est particulièrement intéressant lorsqu'on distille sous vide des constituants peu stables thermiquement.

-Dans les appareils à plateaux, on peut facilement introduire un serpentin de refroidissement (11).

III.3.1.4 Inconvénient

Rétention forte (le liquide reste souvent en fin d'opération sur les plateaux). La rétention est le volume de liquide et de vapeur condensée retenu dans la colonne et le condenseur. Ce volume doit être le plus faible possible [24].

III.3.2 Colonnes à garnissage structuré

Les garnissages structurés sont constitués de tôles ondulées, assemblées les unes contre les autres de façon que les ondulations soient orientées dans la même direction une fois sur deux. Les ondulations d'une plaque forment un "X" avec celles de la plaque suivante. Le liquide descend et est mélangé au centre du "X" avec la vapeur qui monte dans l'autre sens à travers les mêmes canaux.

Les ondulations font que la surface de contact entre liquide et vapeur est importante, ce qui est essentiel. Pour accroître encore la surface de contact, les tôles sont munies d'autres ondulations moins accentuées dans l'autre direction. Les garnissages structurés sont souvent utilisés dans les tours de refroidissement d'eau, mais dans ce cas ils sont en plastique.

Ces types de colonnes ont une chute de pression bien plus basse que celles à plateaux-tamis, avantage qui permet de réduire la puissance des compresseurs. La chute de pression dans une colonne à plateaux-tamis est plus élevée puisque la vapeur doit soutenir le liquide au-dessus des plateaux. L'inconvénient des garnissages structurés est leur bien plus grande sensibilité aux modifications de débit de gaz et de liquide.

Par rapport aux colonnes à plateaux, les colonnes à garnissage présentent un certain nombre d'avantages et d'inconvénients : [23]

Tableau III.1 Les avantages et les inconvénients de la colonne à garnissage [23].

Les Avantages	Les principaux inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> * Prix moins élevé par unité de volume surtout dans le cas où l'on traite des mélanges corrosifs * Faible perte de charge * Rétention peu importante 	<ul style="list-style-type: none"> * Faible flexibilité: l'efficacité diminue rapidement quand on s'éloigne des conditions optimales de fonctionnement * Faible efficacité des colonnes de la difficulté d'assurer un écoulement uniforme des fluides dans le garnissage

III.3.3 La différence entre les colonnes à plateaux et à garnissages

Ce sont des dispositifs qui permettent de réaliser un contact discontinu entre la phase liquide et la phase vapeur. Le choix entre les plateaux et les garnissages dépendent du type de procédé ainsi que des différents critères qui sont présentés dans les tableaux 2 et 3 [15].

Tableau III.2 critères de choix en matière de performances [15].

Performances	PLATEAUX				GARNISSAGES	
	Bouchon à bulles	Tamis	Vannes	Contre-Courant	Vide élevé	Normal
Capacité en vapeur	Légèrement élevée	Elevée	Elevée	Modérée à élevée	Très élevée	Moyenne
Capacité en liquide	Légèrement élevée	Elevée	Elevée	Modérée à élevée	Très élevée	Faible
Efficacité	Moyenne	Elevée	Elevée	Faible à modéré	Très élevée	Faible
Pannes	50%	10%	25-30%	Faible	≈ 15%	≈ 20%
Problème entrainement	Elevé	Modéré	Modéré	Faible à modérée	Faible	Moyen
Perte de pression	Elevée	Modéré	Modéré	Faible à modérée	Faible	Moyen
Coût	≈ 2-3 par rapport contre-courant	Faible	≈ 1-2 fois par rapport au Tamis	Faible	Moyen	Moyen

opérations de distillations.

Les Plateaux à tamis ont de bons critères de performances tels que l'efficacité, le coût, des Problèmes d'entraînement modérée, faible coût et une capacité de production liquide-vapeur élevée c la flexibilité et ont un bon critère en matière de coût et leurs capacités de production de liquide et de vapeur.

Tableau III.3 Guide de sélection entre les plateaux et les garnissages [15].

	PLATEAUX			GARNISSAGES	
	Tamis/vanne	Bouchon à bulles	Contre-courant	Quelconque	Empilés
Pression (basse)	2	1	0	2	3
Pression (modérée)	3	2	1	2	1
Pression (élevée)	3	2	2	2	0
Taux d'abattement élevé	2	3	0	1	2
Faible débit de liquide	1	3	0	1	2
Systèmes de moussage	2	1	2	3	0
Refroidissement par tour interne	2	3	1	1	0
Matières solides en suspension	2	1	3	1	0
Solution sale/polymérisée	2	1	3	1	0
Actes multiples/flux secondaires	3	3	2	1	0
Débit élevé de liquide	2	1	3	3	0
Colonnes de petit diamètre	1	1	1	3	2
Diamètre de la colonne 1 - 3 m	3	2	2	2	2
Colonnes de plus grand diamètre	3	1	2	2	1
Fluides corrosifs	2	1	2	1	1
LÉGENDE	0=Ne pas utiliser ; 1=Evaluer avec soin ; 2 et 3=Meilleur Sélection				

Ce tableau III.3 d'avantage que **les plateaux** à tamis sont une meilleure sélection.

III.4 Caractéristiques générales d'une colonne à distiller

III.4.1 Puissance de la colonne

C'est le nombre de plateaux théoriques de la colonne. Plateau théorique :

C'est, quel que soit le système utilisé, la zone dans laquelle, liquide à ébullition et vapeur émise sont en équilibre.

III.4.2 Débit

C'est le volume de vapeur passant dans la colonne pendant l'unité de temps. Le débit sera fonction du diamètre de la colonne. Sous vide on doit diminuer le débit pour conserver le même nombre de plateaux théoriques. On ne peut pas augmenter le débit au-delà d'une certaine valeur sous peine de provoquer l'engorgement de la colonne (il se forme "un bouchon liquide" lorsque les vapeurs empêchent le liquide de refluer vers le bouilleur).

III.4.3 H.E.P.T. (hauteur équivalente à un plateau théorique) [25]

On la détermine expérimentalement. Elle varie largement pour une colonne donnée, en fonction des conditions d'utilisation.

III.4.4 Retenue de la colonne ou volume de rétention

Retenue dynamique : C'est le volume de rétention en fonctionnement. C'est-à-dire le volume minimum retenu dans la colonne et ses parties annexes au cours de la distillation. Il est égal à : liquide de reflux dans la colonne plus liquide dans le condenseur et le système de prélèvement, plus liquide correspondant à la vapeur dans la colonne. - Retenue statique : Liquide retenu dans la colonne la distillation terminée. C'est du volume de rétention que dépend la finesse de la séparation.

III.4.5 Efficacité

Rapport du nombre de plateaux théoriques au nombre de plateaux réels. Pour une colonne donnée elle dépend du taux de reflux et de la verticalité de la colonne.

III.4.6 Finesse

Cette caractéristique permet de comparer des colonnes ayant même efficacité et même pouvoir séparateur pour un mélange donné. (Elles permettent d'obtenir le même pourcentage de pureté du produit). La colonne présentant la plus grande finesse est celle qui a le plus faible volume de rétention.

III.4.7 Pertes de charge

C'est la force que doit vaincre la vapeur pour monter dans la colonne. Elle a pour origine les obstacles rencontrés par la vapeur dans son mouvement ascendant ; principalement le liquide de reflux et les changements de direction liés à la conception de la colonne.

Conclusion

On désigne sous le nom générique de distillation, les opérations fondamentales de transfert de matières et d'énergie permettant de séparer plusieurs composés possédant une différence de volatilité suffisante.

Cette séparation se réalise par une succession de vaporisations et de condensations. Elle est basée sur le fait qu'une vapeur produit par un liquide est en équilibre avec le liquide qui l'a générée. Elle est généralement enrichie en constituant le plus volatil. L'intérêt du passage par la phase vapeur est donc mis à profit, dans la distillation, pour séparer au moins deux composés en phase liquide.

La séparation est effectuée dans une colonne assurant le meilleur contact possible entre la vapeur ascendante et le liquide descendant.

Chapitre IV

Problématique et Méthode d'analyse

Unité d'affectation

Introduction

La distillation atmosphérique du brut, appelée aussi distillation initiale du brut ou Topping, est la base du traitement du pétrole brut qui est constitué d'une série d'hydrocarbures ayant des caractéristiques différentes. Elle consiste à fractionner le brut en une série de coupes (ou fractions) élémentaires ayant des caractéristiques bien définies et plus homogènes afin d'être utilisées comme bases dans la formulation des produits finis (essences, kérosène, gasoil, fuel, etc.) ou comme charge de différents procédés de transformation (isomérisation, reforming catalytique, etc.) ou encore comme charge pétrochimique. Ces coupes sont généralement définies par leurs points de distillation. Le procédé de la distillation atmosphérique de la raffinerie de Skikda (RAIK) est schématisé dans les figures 1 et 2.

L'unité de distillation atmosphérique (U10) a été rénovée pour traiter 27.000 t/j, l'équivalent de 9.000.000 t/an de pétrole brut provenant de Hassi Messaoud. Les fractions pétrolières obtenues sont :

- le gaz combustible
- les gaz de pétrole liquéfiés (GPL)
- la coupe C6
- le naphta A
- le naphta B
- le naphta C
- le kérosène
- le gasoil léger (LGO)
- le gasoil lourd (HGO)
- le résidu atmosphérique

La capacité design, après la rénovation de l'unité de distillation atmosphérique (U10), est de 8.250.000 t/an pour 8000 h/an de marche selon la garantie. Cependant, la capacité actuelle design est de 9.000.000 t/an.

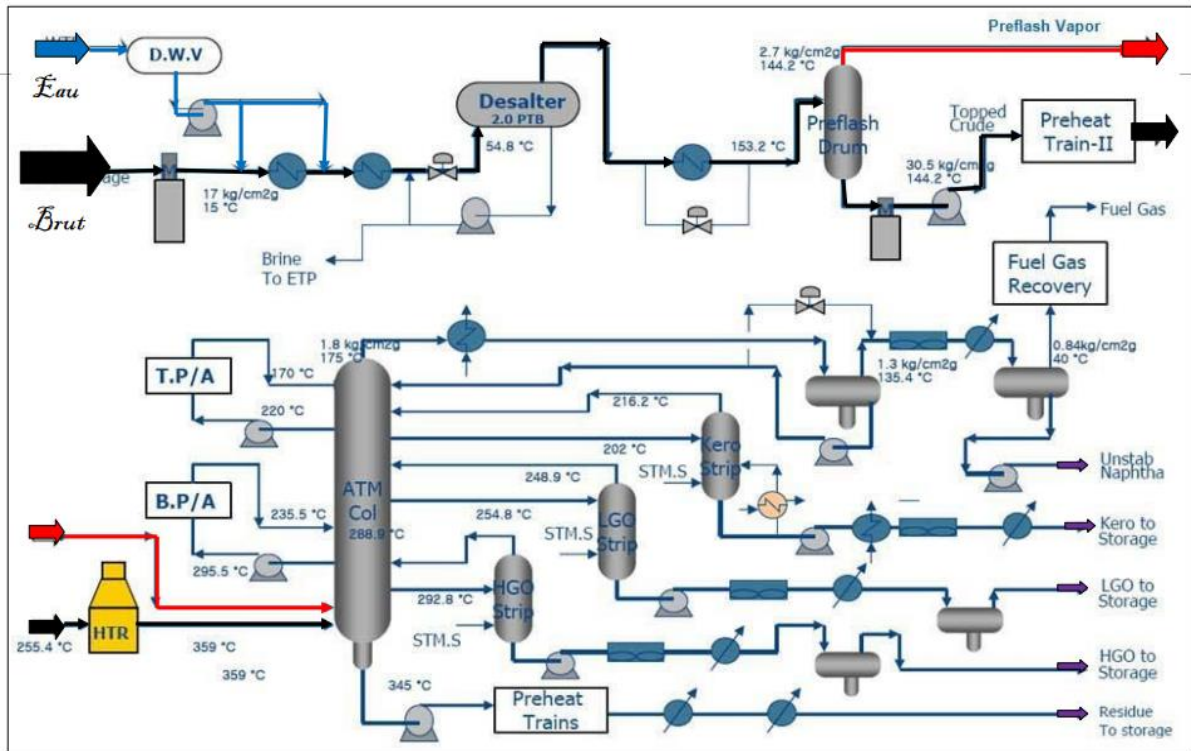


Figure IV.1 Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 1 ère partie [9].

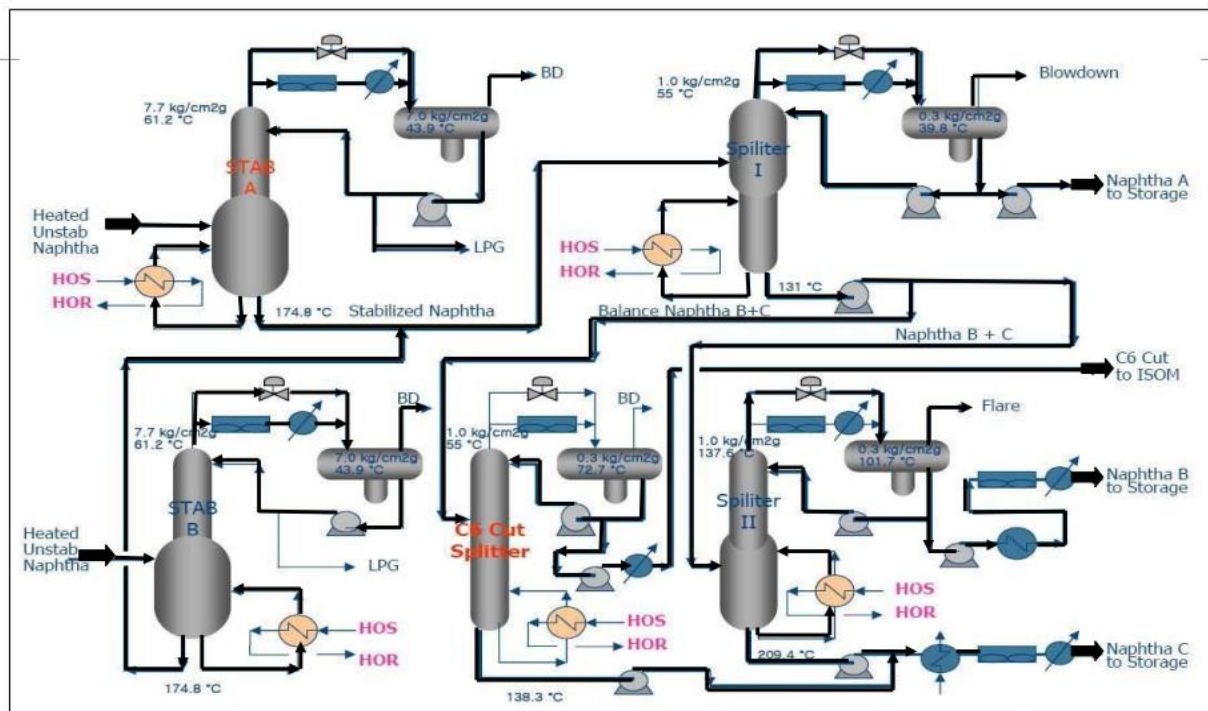


Figure IV.2 Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 2 -ème partie [9].

IV.1 Description du procédé

L'unité de distillation atmosphérique (U10) est conçue pour fractionner le brut en coupes pétrolières, soit finies et envoyées directement au stockage, soit utilisées comme charge pour d'autres unités. Elle

Comprend les parties suivantes :

- Le dessalage du brut,
- Le préchauffage de la charge,
- La colonne de fractionnement du brut,
- Les colonnes de stripping des soutirages latéraux,
- Les colonnes de stabilisation de la coupe naphta,
- La colonne de séparation de la coupe C6,
- Les colonnes de séparation des coupes naphta (A, B et C).

IV.2 Spécifications de la charge et des produits

Tableau IV.1 : Spécifications de la charge [9].

Spécifications		Valeurs
Specific gravity	(° API)	44,7
Densité à 15 °C		0,8025
Facteur de caractérisation K		12
Viscosité cinématique à 37,8 °C	(cSt)	1,989
Point de goutte (Pour point)	(°C)	- 52
Point d'éclair	(°C)	< 20
Teneur en soufre total	(% poids)	0,13
Teneur en sulfure d'hydrogène	(ppm)	0
Teneur en cendres	(% poids)	< 0,005
Teneur en sels tel que NaCl	(% poids)	< 0,001
Teneur en cire	(% poids)	2,4
Teneur en asphalte	(% poids)	0,06
Teneur en résidu de carbone conradson (CCR) (% poids)		0,83
Teneur en eau et sédiments (BSW) (% vol)		Traces

IV.3 Bilan de matière de l'unité de distillation atmosphérique (U10)

Tableau IV.2 Bilan de matière de l'unité (U10) [9].

Désignation	Débit massique (kg/h)
Brut provenant du Stockage	1.130.618
Eau dessaleur	70.004
Vapeur de stripping du résidu atmosphérique	8.498
Vapeur de stripping du gasoil léger	4.396
Vapeur de stripping du gasoil lourd	1.527
Débit total de charge	1.215.043
Eau contenant les sels sortie dessaleur	72.892
Gaz combustible	173
GPL vers l'unité de traitement et séparation des gaz (U30)	43.091
Naphta A vers stockage	43.942
Naphta B vers stockage	157.130
Naphta C vers stockage	128.347
Coupe C ₆ vers l'unité d'isomérisation	9.855
Kérosène traité vers stockage	93.751
Gasoil léger + kérosène en excès	259.599
Gasoil lourd vers stockage	90.629
Résidu atmosphérique vers stockage	299.001
Eau acide et eau huileuse	16.632
Débit total des produits	1.215.042

IV.4 Problématique

Lors du processus de distillation dans l'unité de raffinage, un problème récurrent est apparu concernant les plateaux de la colonne de distillation, qui ont tendance à se détériorer et à chuter. Face à cette problématique, nous avons entrepris une étude pour comprendre les causes sous-jacentes de ce défaut.

Dans cette partie de l'étude, nous sommes penchés sur les analyses et les études visant à comprendre les raisons de la chute des plateaux de la colonne de distillation C1 dans l'unité de distillation du complexe de raffinerie de Skikda. Nous avons abordé deux aspects majeurs de cette problématique : l'aspect chimique et son influence sur la colonne, ainsi que l'aspect physique.

De plus, nous avons également pris en compte les procédures d'entretien et de maintenance appliquées à la colonne de distillation.

IV. Méthode d'analyse du problématique

IV.5.1 le diagramme Ishikawa [26]

La méthode d'Ishikawa, également connue sous le nom de méthode des 5M ou de diagramme en arête de poisson, est une représentation graphique en forme de poisson.

La tête du poisson représente le problème ou l'effet, tandis que les différentes arêtes, généralement au nombre de 5, représentent chacune une catégorie de causes potentielles pouvant être à l'origine du problème.

A partir de l'analyse des causes primordiales ou primaires, découlent des causes secondaires ou causes racines.

Le principe du diagramme d'Ishikawa est de représenter graphiquement les différentes causes potentielles d'un problème ou d'un effet indésirable. Cette méthode vise à faciliter l'identification des causes profondes d'un problème et à guider la recherche de solutions appropriées.

IV.5.1.1 utilisation de la méthode 5m

L'arbre à causes étant principalement une méthode de résolution de problèmes, elle est largement utilisée en management de la qualité mais aussi en gestion de projet :

En management de la qualité, elle aide à comprendre comment les différentes parties prenantes de la chaîne d'approvisionnement peuvent être impliquées dans les problèmes. Par exemple, en utilisant cette méthode pour explorer les retards dans la livraison des fournisseurs, les entreprises peuvent identifier les causes potentielles telles que les problèmes logistiques, les difficultés de communication ou les défaillances des fournisseurs eux-mêmes

En gestion de projet, elle aide à explorer les causes possibles de problèmes liés à toutes les phases du projet, de la planification à la réalisation.

IV.5.1.2 Les 5M de Ishikawa

Les principes d'Ishikawa les plus populaires sont au nombre de 5 :

Main d'œuvre

Matières

Matériel ou Machines

Méthodes

Milieu

Ce sont les sources principales de problématiques, dysfonctionnements ou événements.

LES 5M ISHIKAWA

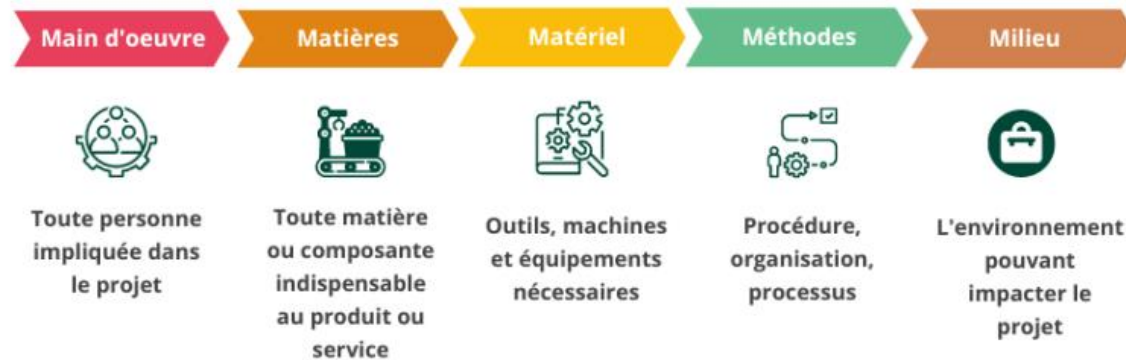


Figure IV.3 Les 5M D'Ishikawa [26].

Voyons de près chacun de ces principes avec des exemples :

1. Main d'œuvre

Il s'agit de toute personne impliquée, d'une façon ou d'une autre, dans le projet, mission ou événement étudié : dimension d'aptitudes, niveau de connaissances, degré de compétences, échelle de motivation, portée d'influence, effectif du personnel, hauteur de coordination, département concerné, organigramme, organisation des équipes...

2. Matières

Il est question ici de toutes les composantes de produits, matières, constituants, substances ou denrées indispensables à un projet, mission ou événement : matières premières, quantité et qualité des denrées, entrées de processus, papier, internet, électricité, eau, packaging, informations...

Les ventes d'un produit potentiel d'une multinationale ont chuté de (-10%) par rapport à l'exercice précédent.

Suite à un brainstorming, mené au sein du département marketing, pour en connaître les raisons, il a été conclu que le changement du packaging en était une cause capitale.

En outre la qualité du papier du packaging laissait beaucoup à désirer. Les couleurs et dessins choisis manquaient énormément d'originalité et d'attrait.

3. Matériel ou Machine

Il s'agit à ce niveau de tous les outils, machines et équipements nécessaires à bien mener un projet, activité ou événement : machines, moyens de transport, matériels informatiques, photocopieurs, imprimantes, fax, téléphones, bureaux, salles...

Autrement dit tout l'arsenal indispensable à la réalisation du travail et engendrant en principe des budgets d'investissements notables.

4. Méthodes

On fait allusion à ce titre aux méthodes de travail, procédures mises en place, organisation des tâches, aux descriptifs des jobs, marches à suivre, recherches et développement, logique de processus, planning des activités, objectifs stratégiques à réaliser, systèmes politiques et culturels à respecter...

Le style de management adopté dans la plupart des services, est trop directif.

5. Milieu

Ce 5ème M de l'analyse Ishikawa désigne tout l'environnement, quel qu'il soit, qui peut avoir de l'impact sur l'accomplissement du projet, de l'activité ou de l'événement : la chaleur, le froid, les intempéries, le lieu du travail, le domaine d'activité, le marché, la concurrence, les paramètres politiques, la législation, les facteurs socioéconomiques, technologiques, démographiques.

L'outil privilégié pour faire cette analyse externe est l'analyse PESTEL.

IV.5.2 Diagramme Ishikawa de notre analyse

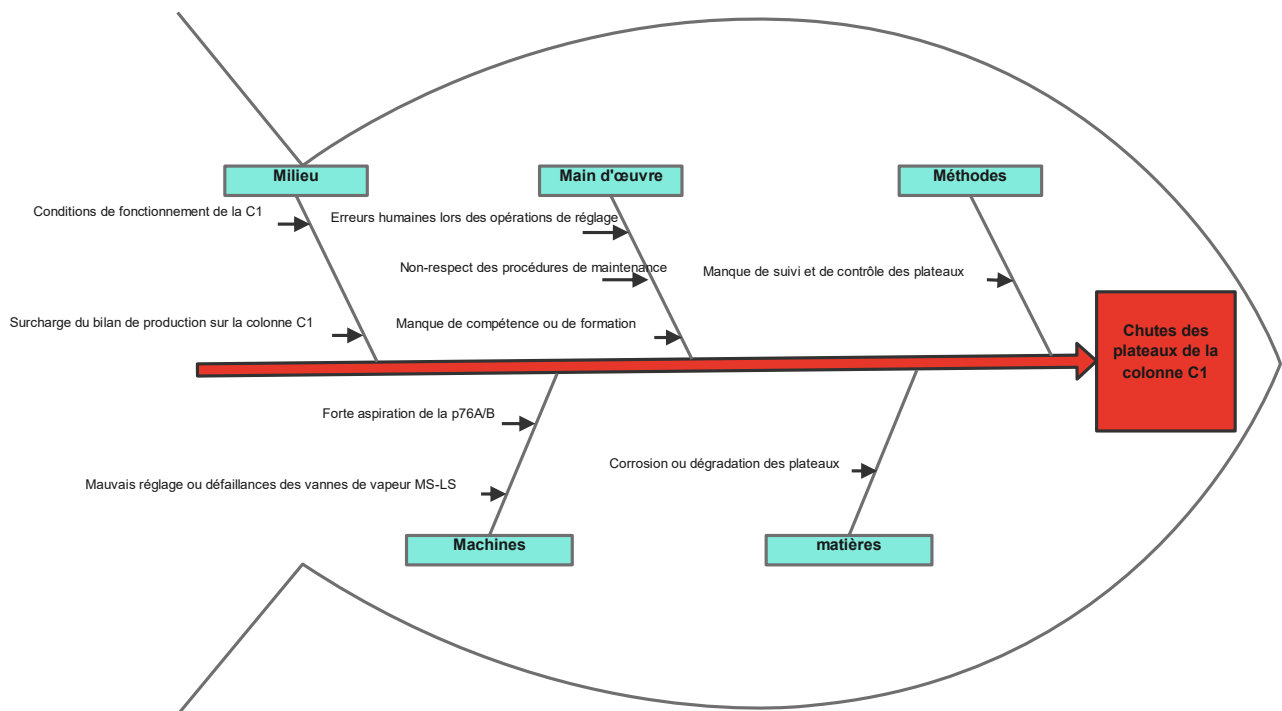


Figure IV.4 Diagramme d'Ishikawa pour la cause possible de chute des plateaux dans la colonne de distillation C1

Conclusion

Nous avons étudié la chute des plateaux de la colonne C1 de l'unité U10 du complexe de Skikda, qui affecte le produit, la sécurité et l'environnement. Nous avons utilisé la méthode d'Ishikawa pour analyser les causes chimiques, physiques et opérationnelles du problème. Nous avons proposé des solutions pour améliorer la colonne et réduire les impacts négatifs.

Chapitre V

Analyse et discussion des causes

Introduction

La corrosion des industries pétrolières des équipements métalliques à des impacts majeurs sur les coûts d'exploitation des installations industrielles, sur la fiabilité et la durée de vie des Équipements, sur la sécurité des personnes, sur l'environnement.

Vie des équipements, sur la sécurité des personnes et sur l'environnement.

Le pétrole brut traité dans les unités de distillation atmosphérique contient une quantité significative d'agents corrosifs tels que :

- Les Sels (les Chlorures) ;
- L'HCl ;
- Composés soufré ;
- Acide naphénique.

V.1 Définitions

Comme le précise la norme ISO 8044, la corrosion est une réaction interfaciale irréversible d'un matériau. Avec un agent corrosif de son environnement (milieu corrosif) qui implique une consommation du métal et une production d'une forme réduite de l'agent corrosif.

L'oxydation du métal implique la réduction de l'agent oxydant selon la réaction :



V.1.1 Corrosion engendrée par les chlorures

Les sels dans le brut sont essentiellement des chlorures dont la séparation est approximativement la suivante, en pourcent poids :

Na Cl 70 - 80 %

Mg Cl₂ 20 -10 %

Ca Cl₂ 10

Le pétrole brut livré destiné au traitement contient toujours des sels en plus d'autres impuretés. Ces sels se produisent principalement sous forme dissoute dans l'eau et parfois aussi sous forme cristalline dans le pétrole brut. En raison des effets corrosifs des sels sur les métaux, des dommages peuvent être causés aux pipelines et des équipements en aval, il est donc essentiel dans les centres de production et les raffineries de réduire la teneur en sel et en eau du pétrole brut.

La mesure de la teneur en chlorure est normalisée ASTM D 323 et les résultats sont exprimés en NaCl/Kg de brut.

Le matériel utilisé est :

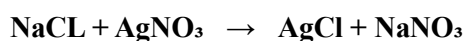
- Un potentiomètre (figure V.1).
- Deux électrodes, une référence Ag /AgCl et d'autre c'est l'électrode de travail.
- Un bécher.
- Une éprouvette.
- Pipette de 10 ml.
- Un agitateur magnétique



Figure V.1 potentiomètre

Lors du forage, on récupère en premier une quantité considérable d'eau salée. De ce fait, le pétrole contient toujours un taux de sel aussi faible soit-il, mais toujours présent qui ne peut être négligé au risque de nuire aux installations (problème de corrosion).

Le but de mesure de la salinité est la détermination des chlorures dans les produits pétroliers, en utilisant la méthode potentiométrique basée sur le principe de la neutralisation des sels (NaCl) par le nitrate d'argent, selon la réaction suivante :



Les résultats sont exprimés en mg de NaCl/litre de brut ou en pourcentage. La salinité est déterminée selon les normes suivantes :

ASTM D3230, MF M07-023.

Le principe de recherche des sels par méthode potentiométrique est basé par la neutralisation des sels par le nitrate d'argent par un saut de potentiel à l'aide de deux électrodes et un potentiomètre montré dans la figure V.2.

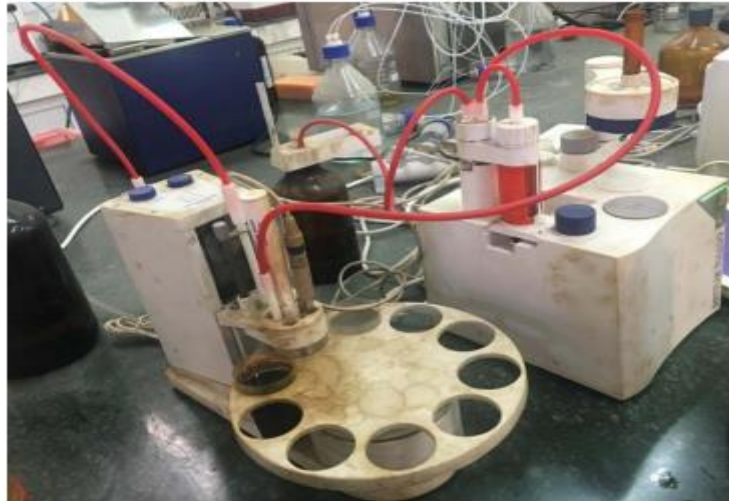


Figure V.2 schéma de mesure de la teneur en sels.

Tableau V.1 résultats des tests de la salinité.

TESTS	Sel % POIDS
NORME ASTM NORME IP	D6470 Dosage potentiel- métrique
NORMES Contractuelles	0.0080 Max
16	0.0012
17	0.0015
18	0.0013
19	0.0017
20	0.0012
21	0.0012
22	0.0013
23	0.0013
24	0.0013
25	0.0016
26	0.0011
27	0.0012
28	0.0012
29	0.0012
30	0.0013
31	0.0014

V.1.1.1 Teneur en sel

La Figure V.3 représente la salinité en fonction du temps. On observe des augmentations et des diminutions à des valeurs qui sont approcher et comprise entre 0,0012 à 0,0017 et ça reprendre des valeurs très minimales ce qui nous permet de dire que le pétrole brut de notre Sahara est un pétrole de haute qualité.

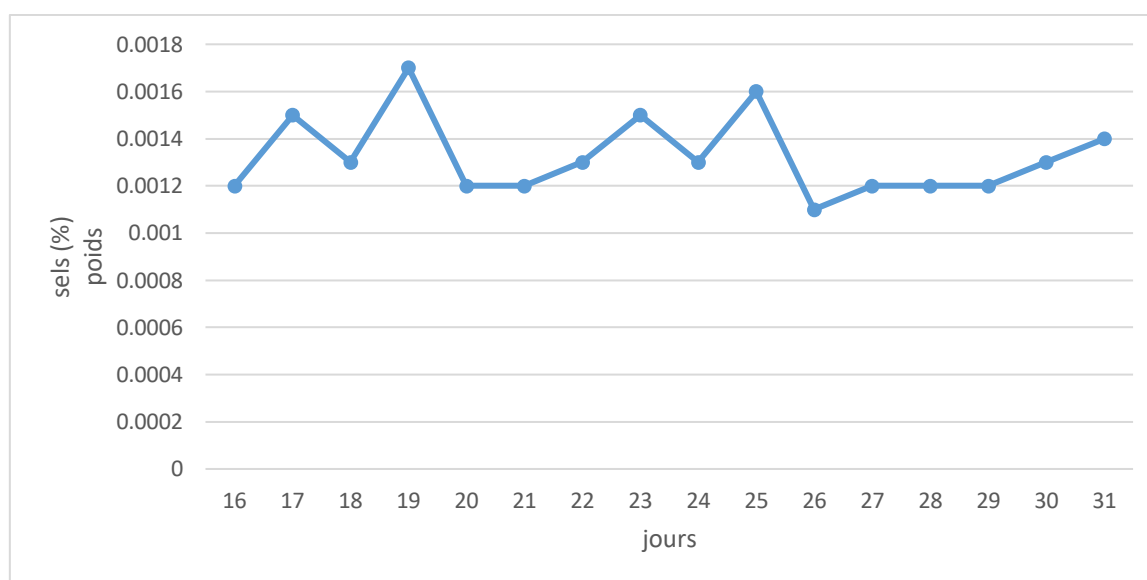
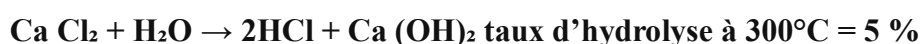
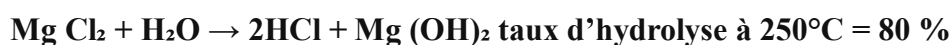


Figure V.3 la courbe représente la salinité en fonction du temps

Nous concluons à partir de la figure que le brut algérien contient de très faibles quantités de sel, ce qui confirme que l'incidence de la corrosion due au sel est très faible.

V.1.2 Hydrolyse des chlorures en HCl

Pendant la distillation du brut les chlorures s'hydrolysent pour former l'acide chlorhydrique Selon les réactions suivantes :



V.1.3 Le soufre

En plus des hydrocarbures, le pétrole contient aussi du soufre (jusqu'à 4%), Le soufre est principalement retrouvé sous forme de composés organiques qui peuvent induire une corrosion par piqûres. Ces derniers peuvent être acides, tels que les thiols et les mercaptans, ou non acides, comme les thiophènes, les sulfures et les disulfures (H_2S , CS_2). De façon générale, ils sont associés aux résines et aux asphaltées.

V .1.3.1 Teneur en soufre

Les composés sulfurés sont toujours associés aux fractions pétrolières, ils provoquent la corrosion des réservoirs ou des récipients, et il diminue la qualité in détonante des essences et enfin par combustion il se transforme en anhydride sulfureux et en présence de l'eau, il donne de l'acide sulfurique.



Figure V.4 Appareil de mesure de la teneur en soufre total dans le pétrole brut.

L'analyse de la teneur en soufre du pétrole brut se fait une fois par mois dans le cadre économique car la machine et les produits utilisés coute très cher, et aussi ils ont l'habitude de trouver que des traces de soufre ceux qui les laisse d'éviter la manipulation quotidienne ce qui nous informe que le pétrole algérien est un pétrole de très haute qualité c'est pour ça il est trop demandé au marché international.

Après toutes ces analyses effectuées sur le brute algérien, la présence de soufre se retrouve en petites quantités, ce qui nous amène à conclure que la probabilité de corrosion est faible.

V.1.4 Corrosion par les acides naphthéniques de pétroles bruts

Les acides naphthéniques sont des composés organiques que l'on trouve dans certains pétroles bruts. Responsables lors du raffinage d'une corrosion de nature supposée électrochimique dans la gamme de températures 200°C-400°C. Ces acides ont des structures cycliques saturées avec un ou plusieurs groupes carboxyliques, de formule chimique $R-[CH_2]_n-COOH$ où R est généralement un cyclopentane, soit un cyclohexane.

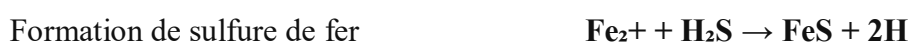
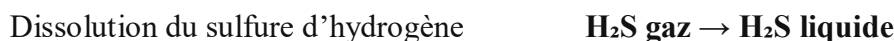
Mécanismes et paramètres gouvernant la corrosion par les acides naphthéniques :

Il existe une compétition entre l'attaque due aux acides naphthéniques et celle engendrée

Par l'hydrogène sulfuré, selon les équations suivantes :



V.1.4.1 Mécanisme et paramètres influant sur la corrosion par l' H_2S



Après avoir effectué des analyses sur le pétrole brut avant son arrivée à la raffinerie de Skikda, nous avons constaté qu'il contenait encore des traces de soufre et de faibles quantités de sels et d'acides naphtéiques, qui peuvent provoquer une corrosion dans les plateaux de la colonne de distillation. C'est pourquoi nous avons étudié l'effet de la corrosion avant et après avoir injecté un inhibiteur de corrosion dans les plateaux de la colonne C1, qui sont de nature des plateaux à soupape.

V.2 Plateaux à soupapes

V.2.1 Description

Selon les constructeurs, il existe plusieurs types de plateaux à soupapes :

- les plateaux avec les soupapes « Float-Valve » constitués de rectangles de tôle pliée et emboutie.
- les soupapes circulaires des plateaux « Flexitray »¹ constitués de disques emboutis, retenus chacun par un étrier soudé ou agrafé sur le plateau ;
- les plateaux à soupapes étagées : il s'agit de soupapes superposées, munies de pieds de hauteurs différentes et qui se lèvent successivement sous la poussée du gaz.

Actuellement, les plateaux à soupapes les plus utilisés sont les plateaux à soupapes circulaires munis de pattes repliées qui limitent la levée au-dessus du plateau. Le plus commercialisé est une variante dans laquelle des orifices du plateau sont emboutis d'une forme de Venturi pour réduire la perte de charge à l'entrée.

V.2.1.1 Principe de fonctionnement

Le gaz s'écoulant dans la colonne passe par les trous du plateau perforé en poussant les soupapes qui couvrent les orifices. La soupape monte ou descend selon le flux du gaz. Le taux

d'ouverture dépend donc du débit du gaz et de la masse de la soupape. Dans son mouvement vertical la soupape est limitée par les conduites attachées au plateau.

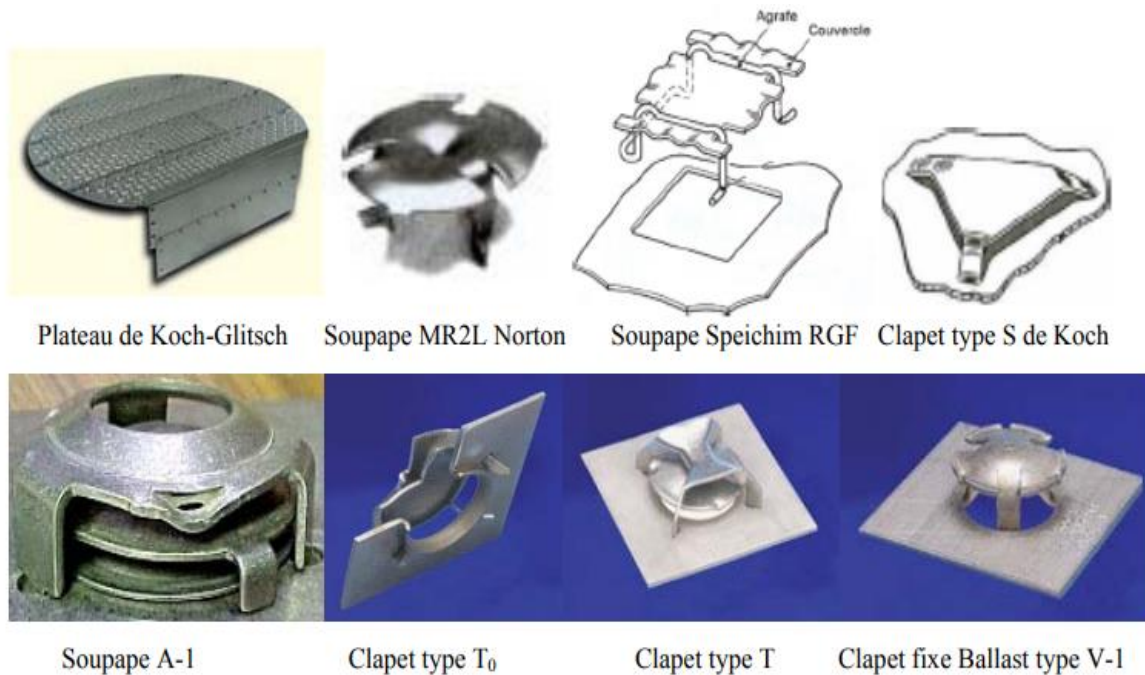


Figure V.5 types de soupapes et clapets

V.2.1.2 Domaine d'application

Ils sont conseillés pour des opérations où de grandes fluctuations du débit de gaz peuvent se produire. Ils ne sont pas indiqués pour les faibles régimes (faibles débits de gaz permanent), mais pour des régimes élevés ; la perte de charge reste inférieure à celle des plateaux à calottes.

V.2.1.3 Avantages

Ils ont quasiment les mêmes régimes de fonctionnement que les plateaux perforés et sont exempts du risque de drainage.

Les avantages des colonnes à soupapes sont les suivants :

- Ces plateaux acceptent de grandes vitesses de vapeur – le débit du gaz qui provoque l'engorgement d'un plateau à soupape est plus grand que celui d'un plateau à calottes de même diamètre ;
- L'efficacité des plateaux à soupapes est constante dans un large domaine ; le débit minimal du gaz est égal au flux qui permet d'éviter le drainage du liquide par les soupapes qui ne sont pas étanches ;
- Un faible coût.

V.2.1.4 Inconvénients

Les plateaux à soupapes présentent quelques inconvénients qui limitent leur emploi :

- Les plateaux de ce type présentent une forte perte de charge en cas des faibles débits de gaz, car la section initiale de passage est faible et la pression du gaz doit monter pour équilibrer la masse de la soupape.

- Le plateau à soupapes n'est pas étanche et il se vide à l'arrêt. Son emploi n'est donc pas recommandé lorsque la colonne fonctionne par campagnes, avec des arrêts répétés.

V.2.2 Avant injection d'un inhibiteur de corrosion dans la C1

Lors d'une inspection avant l'injection d'un inhibiteur de corrosion, on a constaté la présence de plusieurs zones corrodées dans les plateaux de la colonne principale C1.

L'analyse chimique a révélé que la cause de cette corrosion était le soufre de fer de type pyrrhotite-4C (Fe_7S_8), un minéral qui se forme lors de la réaction entre le fer et le sulfure d'hydrogène. Ce minéral attaque le métal des plateaux et réduit leur résistance et leur efficacité. Il est donc nécessaire d'utiliser un inhibiteur de corrosion adapté pour protéger les plateaux contre ce phénomène.



Figure V.6 Photo réelle après le nettoyage de la C1 à l'année 2015

V.2.2.1 La formation de la pyrrhotite-4C (Fe_7S_8)

La formation de la pyrrhotite-4C (Fe_7S_8) à partir du soufre (S) et du fer (Fe) implique plusieurs étapes réactionnelles de complexes. Voici un aperçu simplifié de la réaction chimique globale :

1. Formation de FeS :



Dans cette première étape, deux atomes de fer réagissent avec un atome de soufre pour former du soufre de fer (FeS).



Le soufre de fer (FeS) réagit avec une quantité définie de fer pour former du monosulfure de fer (Fe_{1-x}S). La valeur de x peut varier en fonction des conditions réactionnelles et affecter la composition de la pyrrhotite-4C finale.



Cette réaction représente la formation progressive de monosulfure de fer (Fe_{1-x}S) à partir du fer et du soufre restants après la première réaction. Cette étape est répétée plusieurs fois jusqu'à ce que tout le fer et le soufre réagissent.

Réarrangement de Fe_{1-x}S pour former la pyrrhotite-4C (Fe₇S₈) :



Dans cette étape finale, six molécules de monosulfure de fer (Fe_{1-x}S) réagissent pour former la pyrrhotite-4C (Fe₇S₈), tout en libérant du fer non réactif.

V.2.2.2 Effet du pyrrhotite-4C (Fe₇S₈) sur les plateaux

La pyrrhotite-4C (Fe₇S₈) est un minéral qui peut provoquer des problèmes dans les plateaux de la colonne.

En effet, ce minéral se dépose sur les clapets qui régulent le débit du fluide de la colonne et les empêche de fonctionner correctement. Cela entraîne une augmentation de la pression sur l'ensemble du plateau, qui peut avoir des conséquences graves.

Selon la gravité de la situation, le plateau peut subir un arrachement partiel ou total, c'est-à-dire une rupture ou un détachement de la roche qui le soutient. Ce phénomène peut compromettre la sécurité et la rentabilité de la colonne principale C1 comme elle montre les photos prise lors du nettoyage de la colonne avant injection d'inhibiteur.

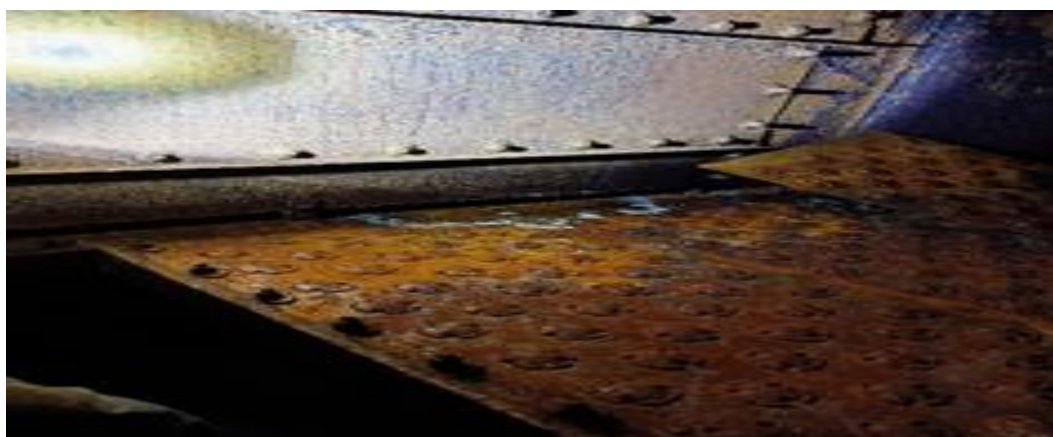


Figure V.7 Photo réelle qui montre le bouchage des clapets d'un plateau de la C1 à l'année 2015

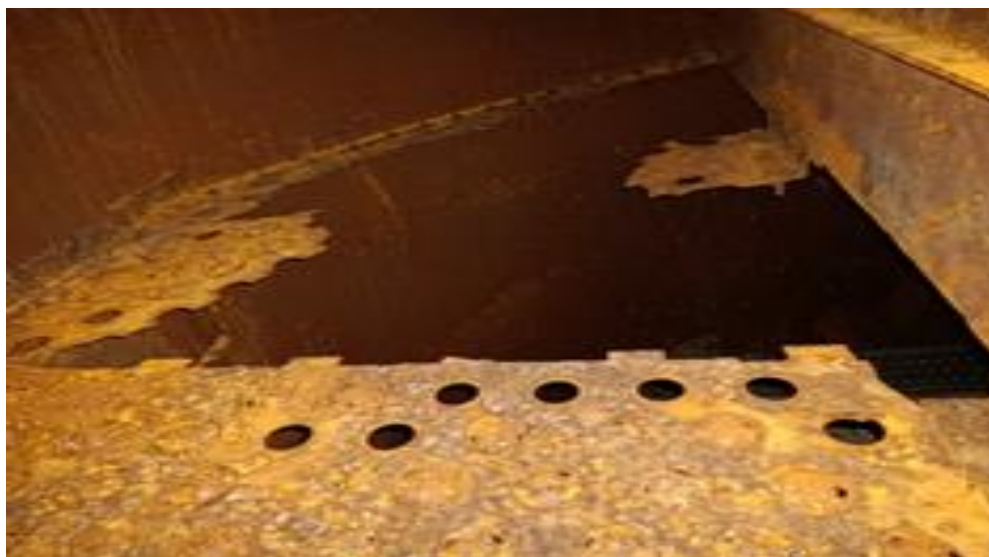


Figure V.8 Photo réelle de arrachements partiels d'un plateau de la colonne de distillation C1 à l'année 2015

V.2.2.3 Effets du Neutralisant ajouter dans une colonne de distillation

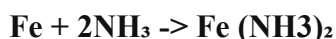
Bien qu'à la limite de la définition d'un inhibiteur, l'ammoniac est injecté dans les tours de distillation des hydrocarbures pour neutraliser les vapeurs de HCl en tête de colonne et amener le pH du mélange gazeux dans une zone où l'agressivité de H₂S vis-à-vis des aciers ordinaires est minimale ($5 < \text{pH} < 6$) la réaction chimique qui se produit dépend du mécanisme spécifique d'inhibition de la corrosion utilisé. Il existe différents types d'inhibiteurs organiques qui peuvent être utilisés pour protéger les aciers contre la corrosion. Voici quelques exemples de réactions chimiques possibles :

V.2.2.3.1 Formation d'une couche protectrice

Certains inhibiteurs organiques peuvent former une couche protectrice sur la surface des aciers, empêchant ainsi le contact direct avec l'environnement corrosif. La réaction peut être représentée comme suit :

Inhibiteur organique + Surface de l'acier → Formation d'une couche protectrice

Voici un exemple général de réaction chimique impliquant un organe organique à base d'ammoniac :



Dans cette réaction, L'ammoniac réagit avec le fer présent dans l'acier pour former des complexes de coordination de fer-ammoniac, appelés ferrates d'ammonium. Ces complexes se forment sur la surface de l'acier et concernés comme une barrière entre le métal et l'environnement corrosif, protégeant ainsi l'acier de la corrosion.

V.2.2.3.2 Adsorption spécifique

Certains inhibiteurs organiques peuvent s'adsorber sélectivement sur la surface des aciers, formant ainsi une barrière physique contre la corrosion. La réaction peut être représentée comme suit :

Inhibiteur organique + Surface de l'acier → Adsorption de l'organisme organique

V.2.2.4 Action du filmant à la surface des aciers

Cette action est caractéristique des amines à longue chaîne (C16 ou C18). L'ancrage sur la surface métallique se fait par l'intermédiaire du ou des atomes d'azote de la molécule. L'extrémité non adsorbée sur le métal peut adsorber à son tour des molécules d'hydrocarbure, provoquant un accroissement de l'épaisseur de la barrière hydrophobe.

Il existe en général une longueur optimale de la chaîne aliphatique en relation avec l'efficacité inhibitrice de la molécule. Plusieurs explications sont proposées pour rendre compte des relations entre la structure de la molécule et les propriétés inhibitrices dans ce cas [27].

- allongement de la chaîne entraînant une amélioration du pouvoir filmant de l'amine, mais tendant à gêner les possibilités d'adsorption pour des raisons d'encombrement stérique ;
- optimum de longueur de chaîne en relation avec les propriétés hydrophobes de l'extrémité non adsorbée ;

V.2.2.5 Analyse après ajout du filmant et du neutralisant dans la C1

Après avoir ajouté du filmant et du neutralisant, nous pouvons conclure à partir de la figure ci-dessous que les plateaux ne contiennent pas de traces de corrosion, par conséquent ils ne contiennent pas de quantités de sel, de soufre ou d'acides qui pourraient être des acteurs majeurs dans leur fragilisation et leur chute.



Figure V.9 Photo réelle lors de l'opération de maintenance de la colonne C1 à l'année 2019

V.3 Analyse physique

Dans le cadre de l'aspect physique de l'analyse des raisons de la chute des plateaux de la colonne de distillation, nous avons entrepris des études approfondies sur l'ensemble des équipements liés à l'unité de distillation. Ces équipements peuvent jouer un rôle clé dans la survenue de ce problème et nécessitent donc une évaluation minutieuse.

V.3.1 Aspiration de la pompe

V.3.1.1 Définition d'une pompe centrifuge

Une pompe centrifuge est une machine rotative qui pompe un liquide en le forçant au travers d'une roue à aubes ou d'une hélice appelée impulseur (souvent nommée improprement turbine). C'est le type de pompe industrielle le plus commun. Les pompes centrifuges sont des appareils qui sont utilisés pour transporter des fluides par la conversion de l'énergie cinétique de rotation à l'énergie hydrodynamique de l'écoulement de fluide.

La figure ci de sous montre une pompe centrifuge.

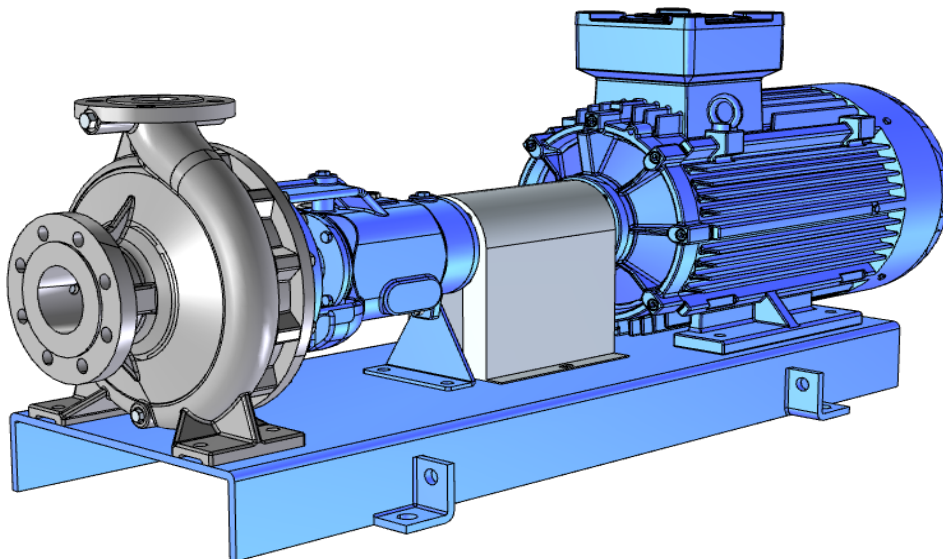


Figure V.10 représente une image d'une pompe centrifuge

Lors du processus de démarrage, l'aspiration de la pompe peut être trop forte et provoquer des dommages sur la colonne de distillation. L'aspiration de la pompe est la pression exercée par la pompe sur le liquide qu'elle aspire. Si cette pression est trop élevée, elle peut entraîner la formation de bulles de vapeur dans le liquide, ce qui provoque un phénomène appelé cavitation. La cavitation peut causer la rupture et la chute des plateaux de la colonne de distillation, qui

sont des éléments essentiels pour assurer la séparation des différents composants du mélange à distiller. Dans notre cas, nous avons étudié en détail le débit d'aspiration dans la colonne concernée lors du démarrage de l'unité afin d'évaluer son fonctionnement. Le débit d'aspiration dans la colonne doit être adapté aux conditions du système et aux caractéristiques techniques de la pompe. Pour cela, il faut respecter certaines étapes lors du démarrage de la pompe, comme ouvrir la vanne d'aspiration progressivement, régler la vanne de décharge et vérifier les indicateurs de pression. Nous avons étudié en détail le débit d'aspiration dans la colonne C1 concernée lors du démarrage de l'unité afin d'évaluer son fonctionnement.

Le trainde suivant montre le débit de l'aspiration dans la colonne :

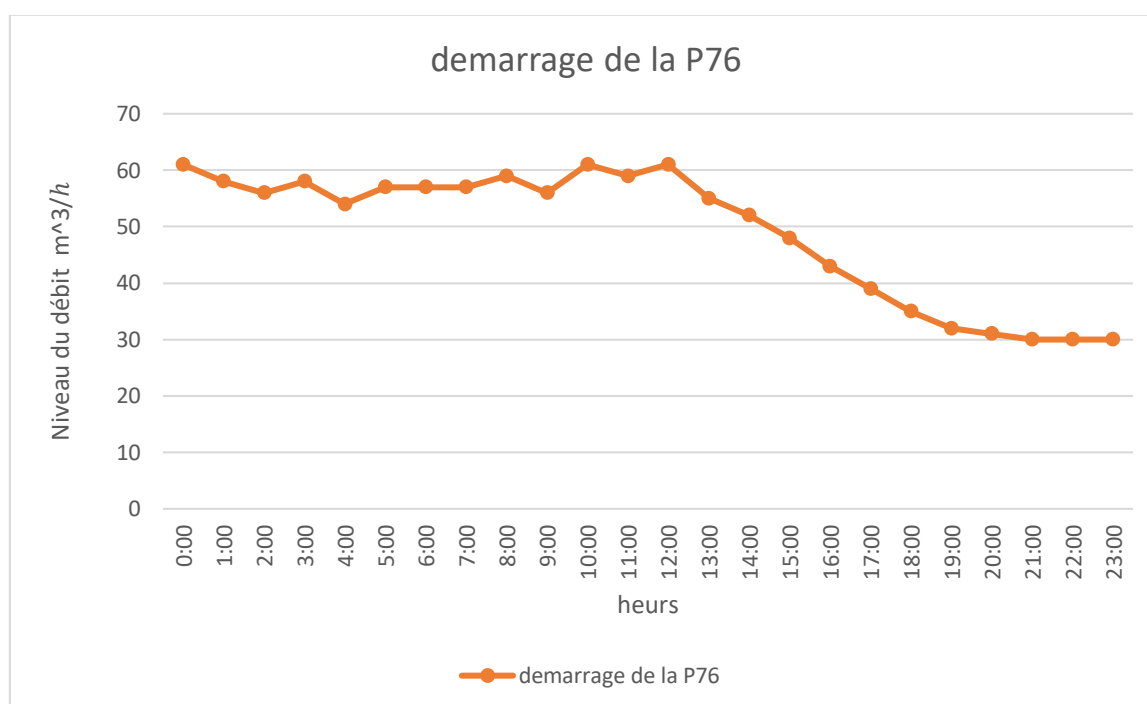


Figure V.11 la courbe représente le débit d'aspiration en fonction temps

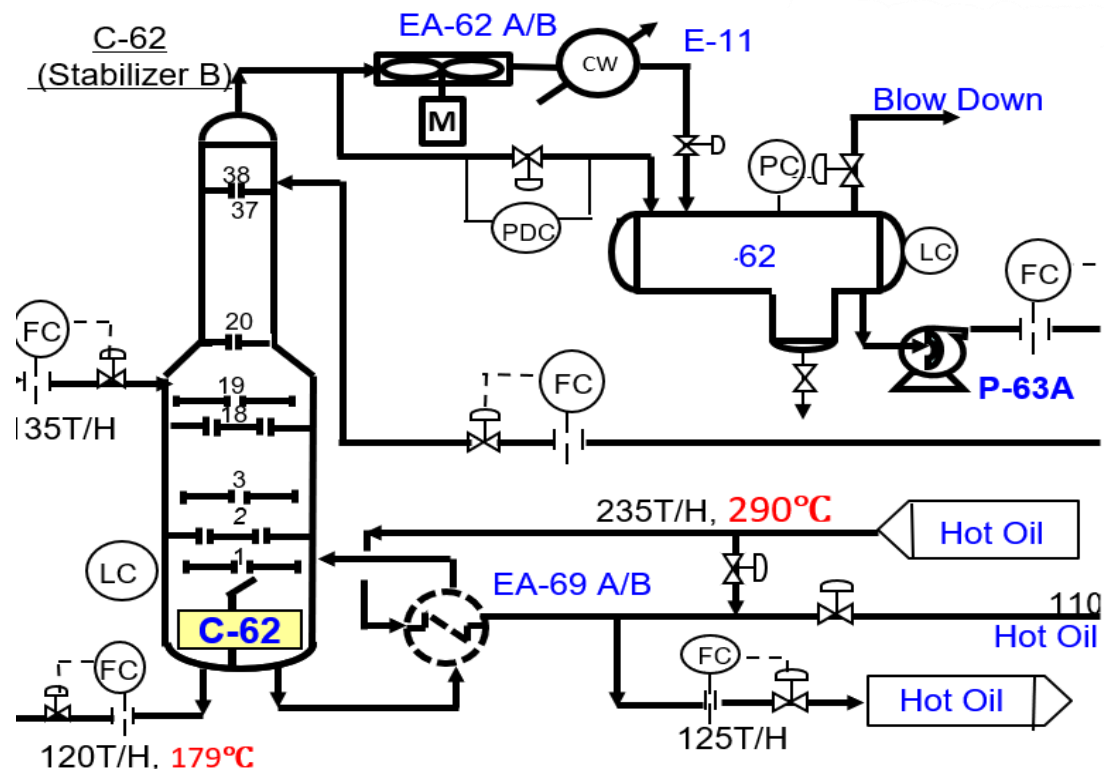
V.3.1.2 Analyse trend de la pompe d'aspiration

Après avoir effectué des analyses, nous avons constaté que Le débit d'aspiration de la colonne ne descend pas au-dessous de 30 m³/h ce qui envoie un signal pour que la pompe 71A/B arrête d'aspirer. Cela laissait une marge de sécurité pour éviter une implosion de la colonne C1 et ceci est en adéquation avec les recommandations du concepteur. Par conséquent, quand le niveau d'aspiration atteint 30 m³/h la pompe d'aspiration s'arrête automatiquement d'aspirer pour éviter l'aspiration dans le vide et éviter la chute des plateaux dans la colonne de distillation.

V.3.2 Augmentation du bilan de production dans la raffinerie de Skikda

Avant la réhabilitation, la charge du pétrole brut produite était de 15 millions de tonnes par an (Tn/an). Après la réhabilitation, la charge du pétrole brut a augmenté de 20% pour atteindre 18 millions de tonnes par an (Tn/an). Cette augmentation de la production a nécessité l'ajout de quelques nouveaux équipements pour assurer cette montée en charge dans l'unité. Ces équipements sont destinés à améliorer le rendement, la sécurité et la qualité du pétrole brut produit.

V.3.2.1 Les équipements statiques ajouter



V.3.2.1.1 Les Equipement ajouter pour la C -62

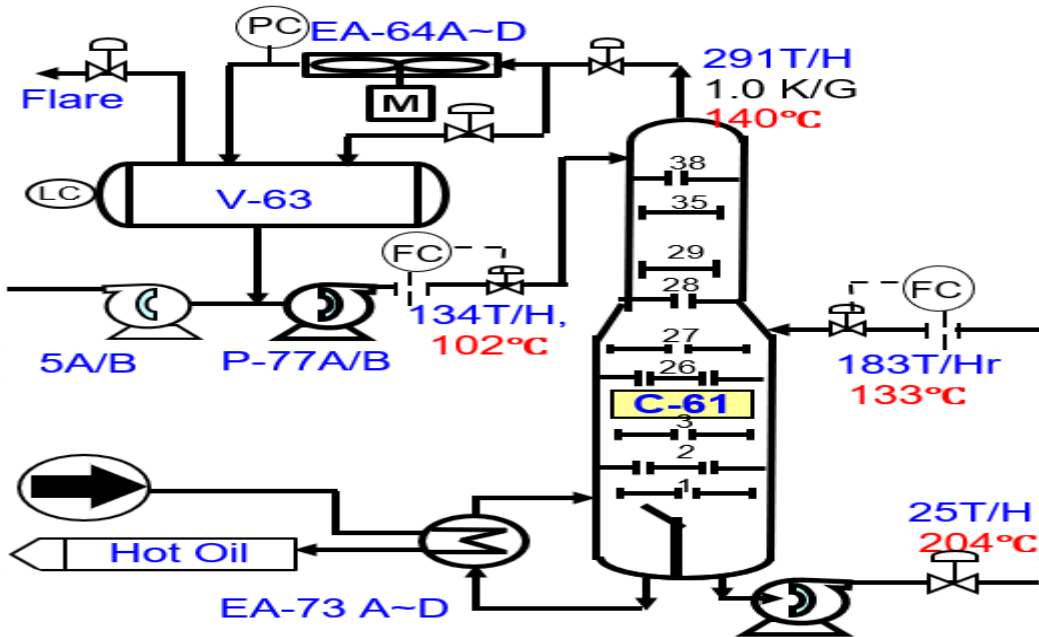
La colonne C62

Echangeur E70 (EA69A/B)

Ballon V62 (.62)

Condenseur E71 (E11)

Aéro EA-62A/B



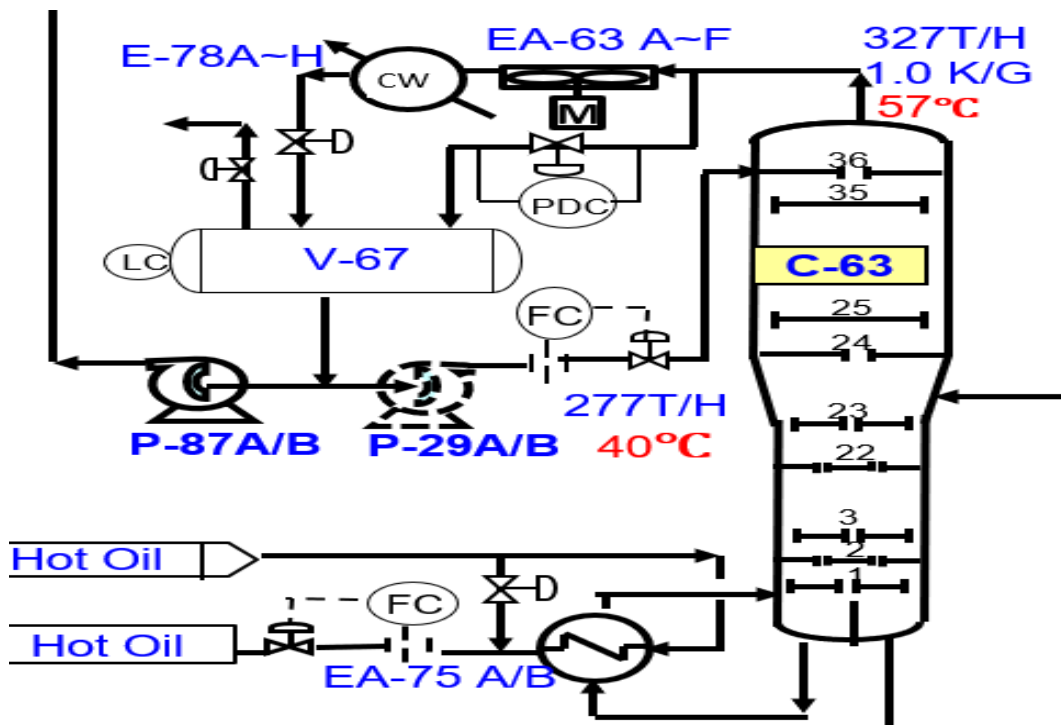
V.3.2.1.2 Equipements ajouter pour la C-61

La colonne C61

Rebouilleur E73 A/D

Aéro EA-64 A-D

Le ballon V-63



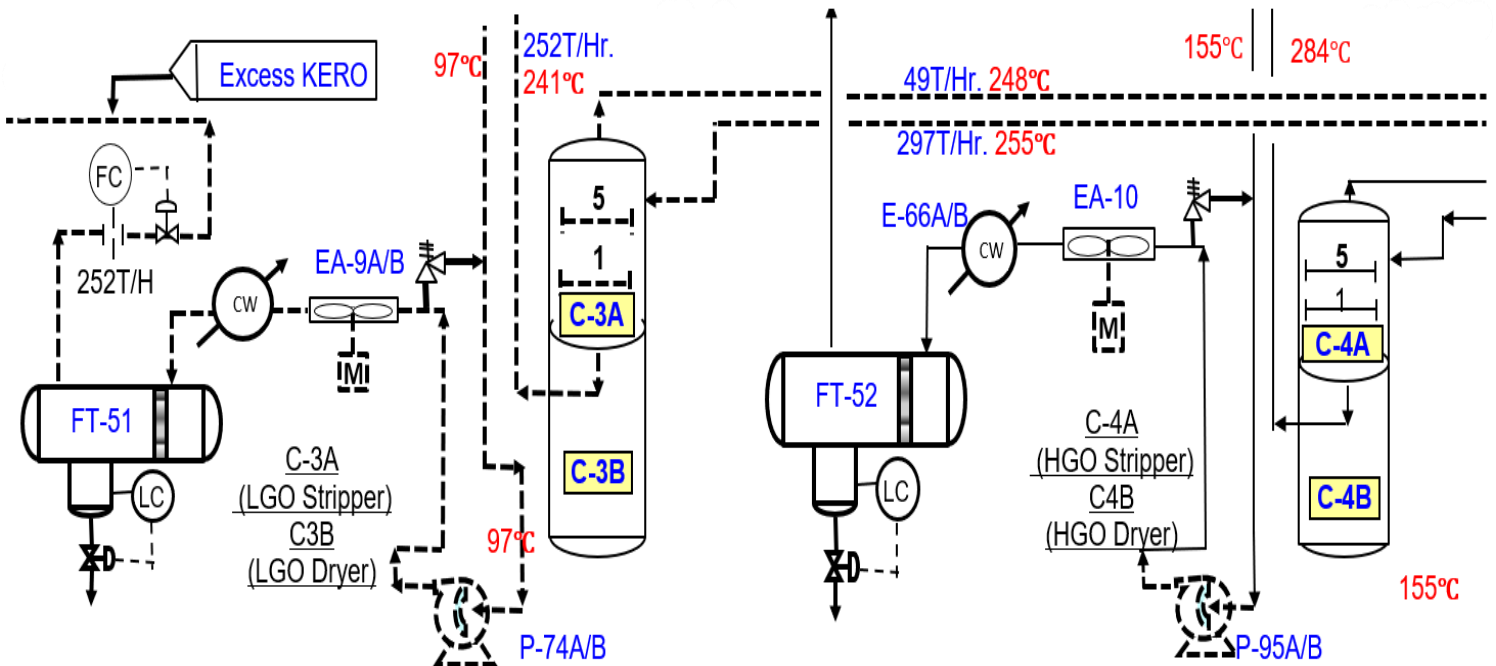
V.3.2.1.3 Equipements ajouter la C-63

La colonne C63

La pompe P-87A/B

Ballon v-67

Aéro EA-63 A-F



V 3.2.1.4 Les équipements ajouter pour la C-4A et la C-3A

Pour la □C-4A□

Echangeur E-66A/B

Filtre FT-52

Pour la □C-3A□

Echangeur E-82A/B

Filtre FT-51

Et on a enlevé les plateaux C-4B et C-3B pour les rendre des plateaux support au colonne C-4A et C-3A pour un bon fonctionnement

Comme nous l'avons vu précédemment, nous avons ajouté plusieurs équipements qui ont contribué à l'augmentation de la charge de production du pétrole brut dans l'unité. Ces équipements ont permis de traiter plus de pétrole brut sans augmenter la capacité de production de la colonne de distillation principale C1. Cette colonne a pour but de séparer les différents composants du brut en fonction de leur point d'ébullition. Cependant, comme nous n'avons pas

ajouté des plateaux supplémentaires pour la colonne principale, elle peut réagir négativement sur les plateaux existants et être la cause de leur chute à long terme. Cette hypothèse peut être appuyée par des analyses d'un laboratoire

V3.2.2 Analyse laboratoire RA1K du brut

Analyse du laboratoire RA1K d'année 2019 pour le brut :

25/12/2019	LGO	HGO	RESIDU
P.M	74	122	112

P.M (point d'écoulement)

Analyse du laboratoire RA1K d'année 2020 pour le brut :

20/08/2020	LGO	HGO	RESIDU
P.M	82	124	94

Analyse du laboratoire RA1K d'année 2021 pour le brut :

11/04/2021	LGO	HGO	RESIDU
P.M	72	106	78

Analyse du laboratoire RA1K d'année 2022 pour le brut :

10/06/2022	LGO	HGO	RESIDU
P.M	64	123	82

Analyse du laboratoire RA1K d'année 2023 pour le brut :

04/04/2023	LGO	HGO	RESIDU
P.M	70	122	80

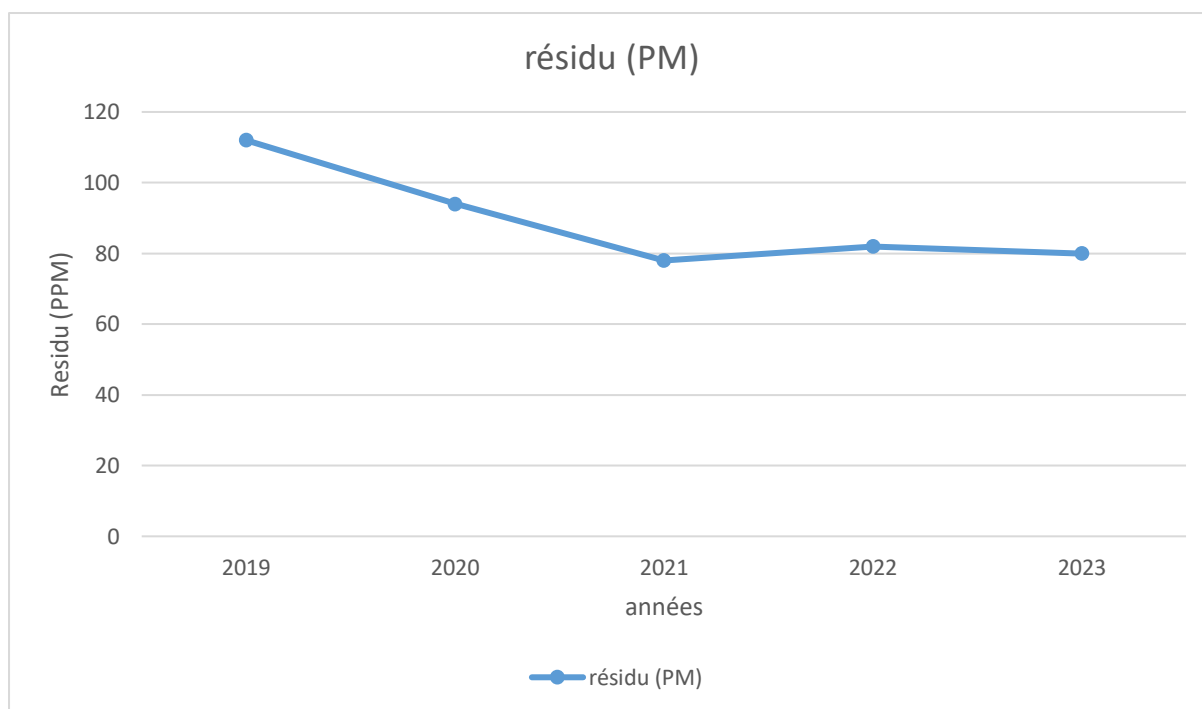


Figure V.12 la courbe représente le P.M du résidu en fonction temps

V3.2.3 Analyse trend du residu

Comme nous l'avons vu précédemment dans les analyses du laboratoire de la raffinerie, le point d'écoulement du résidu a fortement chuté au cours des années.

Le point d'écoulement (P.M) est la plus basse température à laquelle un liquide conserve une fluidité suffisante. Il est influencé par la composition du brut et par les procédés de raffinage utilisés.

Une baisse du point d'écoulement indique que le résidu contient plus de composés lourds et visqueux, qui sont difficiles à séparer par distillation atmosphérique ou sous vide. Cela signifie que les produits dans la colonne de distillation se séparent de moins en moins bien avec le temps, ce qui entraîne une charge plus importante pour chaque plateau de la colonne de distillation principale C1.

Une charge trop élevée peut réduire l'efficacité de la séparation et augmenter les pertes par entraînement ou arrachement. Cette situation peut provoquer des défaillances des plateaux et leur détérioration progressive.

Les défaillances des plateaux peuvent se traduire par des fuites, des obstructions, des déformations ou des ruptures à long terme.

On peut conclure que l'augmentation de la production de l'unité sans augmenter la capacité de la colonne de distillation principale peut être une cause majeure de la chute des plateaux dans la colonne C1.

V.3.3 La Vapeur LS et MS

V.3.3.1 Injection de la vapeur au Démarrage normal

Lors du processus de démarrage d'une unité de raffinage, on injecte de la vapeur à travers des pipelines MS (moyenne pression) et LS (basse pression) qui sont responsables du barbotage du brut.

Cette opération consiste à faire passer de la vapeur dans le brut pour en faciliter l'évaporation dans les plateaux de la colonne de distillation. Quand l'opération du démarrage commence, il est primordial de s'assurer que la vapeur injectée dans la colonne soit de manière progressive, car lorsqu'une forte pression est injectée à travers les plateaux, elle peut être une cause majeure de leur chute.

Le graphique ci-dessous montre la quantité de la vapeur dans la colonne C1 lors d'un démarrage normal de l'unité.

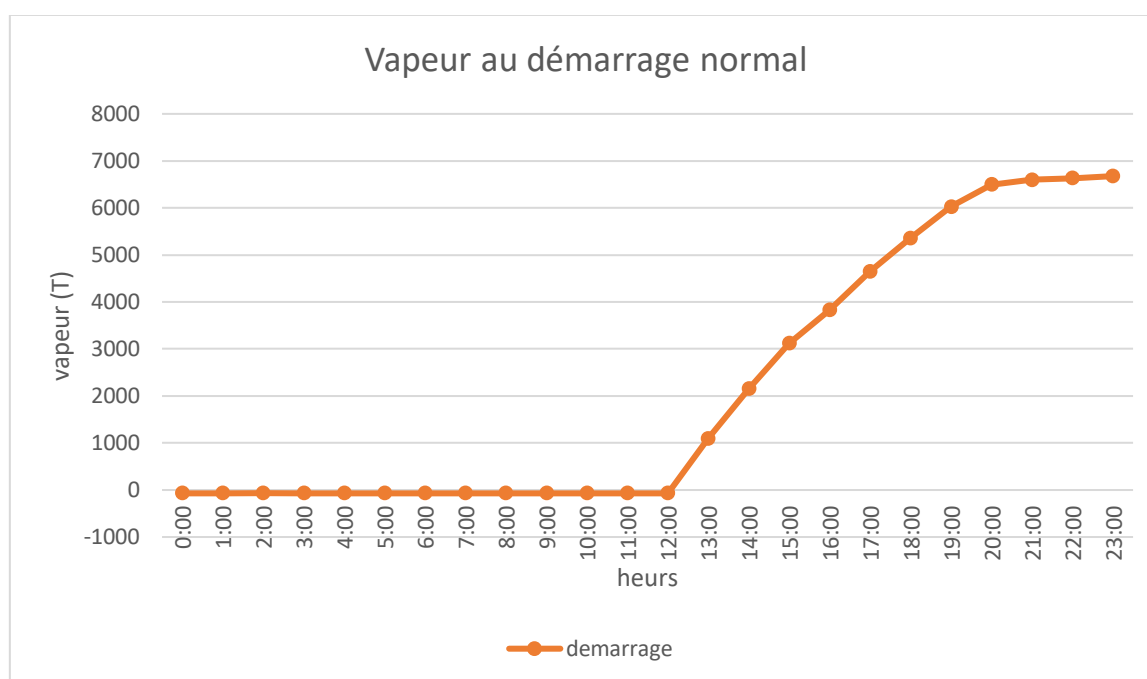


Figure V.13 la courbe représente la quantité de vapeur injecter en fonction temps lors d'un Démarrage normal

V.3.3.1.1 Analyse trend de la vapeur au Démarrage normal

Comme nous l'avons vu précédemment, ce graphe nous permet de visualiser l'évolution de la quantité de vapeur dans la colonne au cours du temps. Nous pouvons constater que cette quantité augmente progressivement, de manière à éviter un choc avec les plateaux qui se trouvent à l'intérieur de la colonne.

Ce phénomène est essentiel pour assurer le bon fonctionnement de l'unité et optimiser le rendement du procédé et garantir un bon état des plateaux.

V.3.3.2 Injection de la vapeur lors de l'accident

Dans la partie suivante de ce rapport, nous allons nous intéresser au graphe la quantité de vapeur injectée dans la colonne lors de l'accident qui a eu lieu en 2019 au moment du démarrage de l'unité.

Et puis Nous allons l'analyse pour prendre les mesures correctives qui ont été mises en place pour éviter qu'il ne se reproduise.

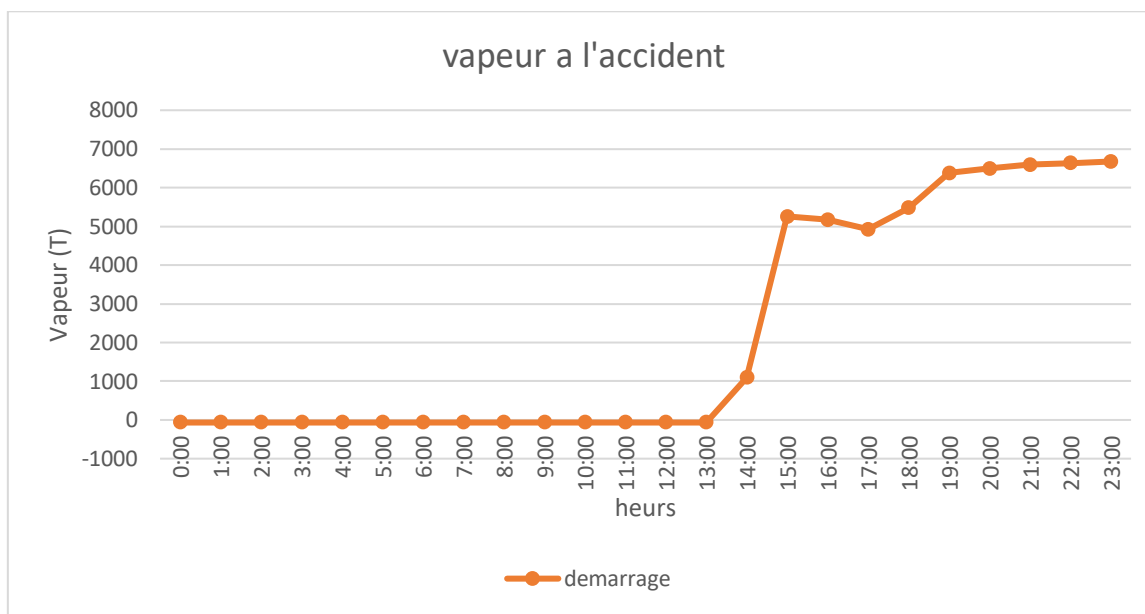


Figure V.14 la courbe représente la quantité de vapeur injecter en fonction temps lors de l'accident

V.3.3.2.1 Analyse trend de la vapeur lors de l'accident

Pendant les temps d'arrêt

La ligne rouge représente également la quantité de vapeur consommé lors du démarrage du processus. Au cours de notre étude, nous nous sommes particulièrement intéressés à ce cas, que nous pouvons distinguer en deux situations.

Arrêt

La quantité de vapeur est complètement nul à ce stade, ce qui est normal.

Début d'opération

Nous constatons que lors du démarrage de l'unité, la quantité de vapeur émis était très élevé et non progressive, ce qui provoque avec certitude l'arrachement des plateaux et des supports de la colonne C1, comme le montrent ces figures prises lors de l'opération de maintenance de l'unité.



Figure V.15 La forme des plateaux apert l'accident



Figure V.16 La forme des supports des plateaux de la C1 apert accident

Nous pouvons conclure que l'injection de vapeur émise était très élevée et non progressive lors du démarrage de l'unité est la cause principale qui a provoqué la chute des plateaux dans la colonne de distillation en 2019.

Comme nous l'avons vu précédemment, il y a plusieurs causes possibles à la chute des plateaux de la C1. C'est pourquoi nous avons réalisé une analyse générale des causes potentielles et appliqué la méthode de l'arbre de défaillances pour montrer toutes les causes possibles liées à la chute des plateaux de la C1.

V.4 L'arbre de défaillances

L'arbre de défaillances est un outil graphique très utilisé dans les études de sécurité et de fiabilité des systèmes. Cet outil, aussi appelé « arbre de pannes » ou « arbre de fautes », permet de représenter graphiquement les combinaisons possibles d'événements qui permettent la réalisation d'un événement indésirable prédéfini. L'arbre de défaillances est ainsi formé de niveaux successifs d'événements qui s'articulent par l'intermédiaire de portes (initialement logiques). En adoptant cette représentation et la logique déductive (allant des effets vers les causes), il est possible de remonter d'effets en causes de l'événement indésirable à des événements de base, indépendants entre eux et probabilisables [28].

V.4.1 Construction de l'arbre [28]

V.4.1.1 Événement sommet (événement indésirable)

La première étape réside dans la définition de l'événement à étudier, cet événement est appelé événement sommet, événement indésirable ou encore événement redouté. Cette étape est cruciale quant à la valeur des conclusions qui seront tirées de l'analyse.

V.4.1.2 Événement intermédiaire

L'événement sommet étant défini, il convient de décrire la combinaison d'événements pouvant conduire à cet événement sommet. Les événements intermédiaires sont donc des événements moins globaux que l'événement sommet.

V.4.1.3 Connecteurs Logiques

Les connecteurs logiques (ou portes logiques - voir Symboles graphiques) sont la liaison entre les différentes branches et/ou événements. Les plus classiques sont ET et OU. Toutes les combinaisons logiques s'expriment avec ces deux connecteurs et la négation logique qui exprime le contraire de l'événement qu'elle affecte.

Les connecteurs fonctionnent comme suit :

OU : l'événement en sortie/supérieur survient si un, au moins, des événements en entrée/inférieur survient/est présent ;

ET : l'événement en sortie/supérieur survient seulement si tous les événements en entrée/inférieur surviennent/sont présents ;

K/N : c'est un vote majoritaire : l'événement en sortie/supérieur survient si au moins K (c'est un entier qui sert à paramétrer le comportement de la porte) parmi les N événements en entrée/inférieurs surviennent/sont présents. Cette porte généralise les deux précédentes : une porte OU est une porte 1/N et une porte ET est une porte N/N.

V.4.1.4 Événements de base, transfert et conditions

Il est possible de prendre en compte des événements sur lesquels les informations sont insuffisantes pour les décomposer davantage ou encore qu'il ne soit pas utile de développer plus, ces événements sont appelés événements non développés. Lors de la construction de gros arbres de défaillances, il est pratique d'utiliser des portes de transfert, permettant ainsi de rendre la lecture et la validation de l'arbre plus aisée. Ces portes signalent que la suite de l'arbre est développée sur une autre page.

V.4.2 Symboles graphiques

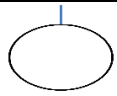


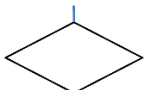
Les symboles de base utilisés dans les arbres de défaillances sont classés en plusieurs types :

Événements

Portes

Symboles de transfert.

Tableau V.2 les Symboles graphiques pour l'arbre de défaillance

Symbole	Nom	Description
	Événement de Base	Événement du plus bas niveau pour lequel la probabilité d'apparition ou d'information de fiabilité est disponible.
	ET (AND)	L'événement de sortie apparaît si tous les événements d'entrées apparaissent.
	OU (OR)	L'événement de sortie apparaît si au moins un des événements d'entrées apparaît.
	Événement non développé	Le développement de cet événement n'est pas terminé, soit parce que ses conséquences sont négligeables, soit par manque d'information.

V.4.3 La représentation de L'arbre de défaillances pour la chute des plateaux dans la colonne de distillation C1

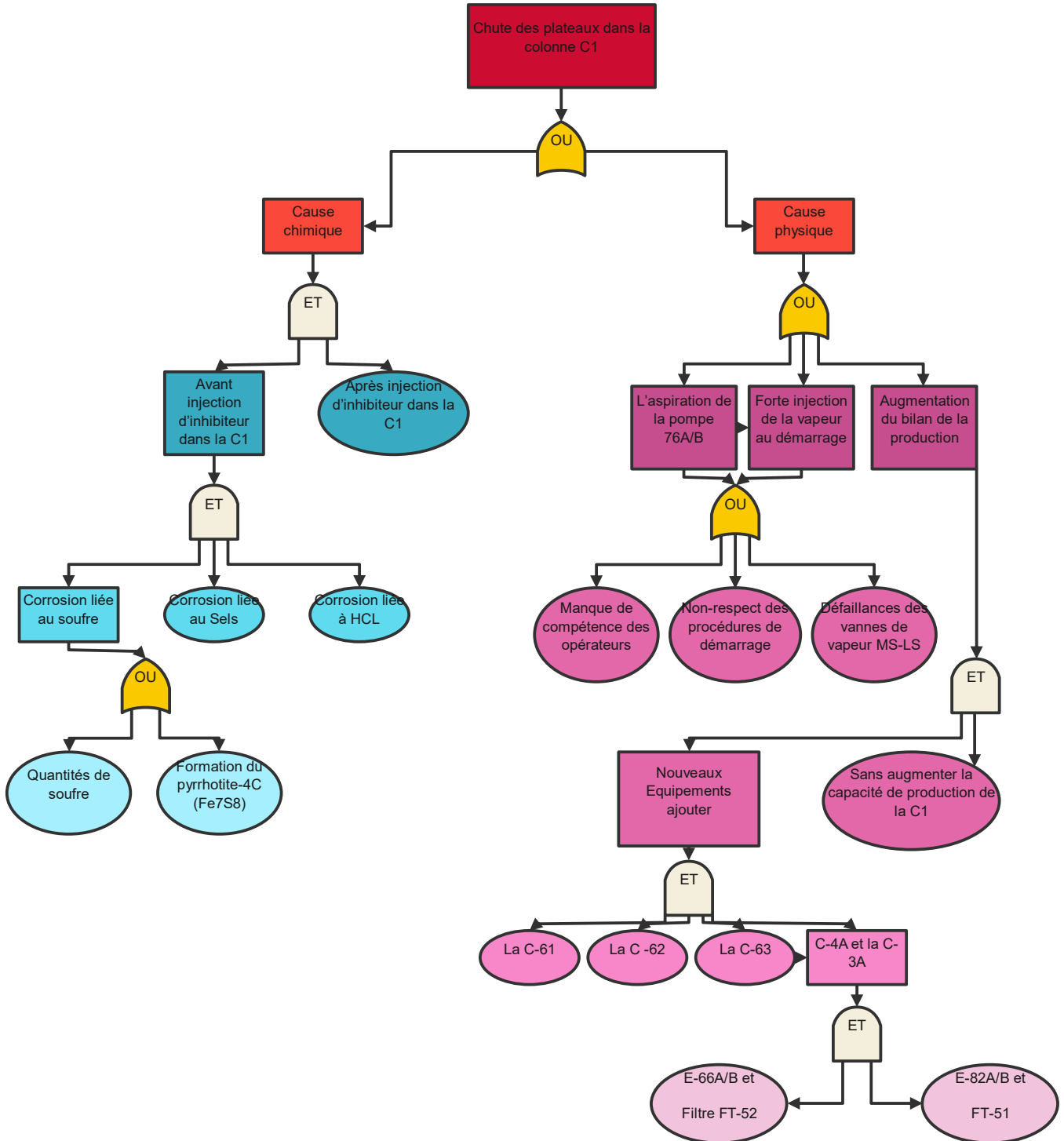


Figure V.17 Arbre de défaillances pour la chute des plateaux dans la colonne C1

Conclusion

Après avoir fait des analyses nous pouvons conclure que la cause principale liée à l'accident de 2019 est la forte injection de vapeur au démarrage c'est pour ça on peut supposer une solution à ce problème c'est de faire une vanne automatiser au lieu d'une vanne manuelle pour éviter qu'il se reproduise cet accident.

Conclusion Générale

Nous avons consacré les lignes et les paragraphes précédents à l'étude des causes possibles liées à la chute des plateaux de la colonne C1.

Nous avons d'abord examiné l'incidence de la corrosion sur les plateaux de la colonne. Nous avons constaté que, avant l'ajout de filaments et de neutralisants, il y avait des traces de corrosion qui avaient affecté les plateaux. Nous avons donc proposé d'utiliser ces produits pour réduire la corrosion de manière définitive.

Ensuite, nous avons analysé l'effet de la pompe P-76A/B qui aspire avec une grande puissance 5500V en phase de démarrage de l'unité. Nous avons écarté cette cause car la pompe car le débit d'aspiration dans la colonne ne descendait pas au-dessous de $30 \text{ m}^3/h$ ce qui laissait une marge de sécurité pour éviter une implosion pour la colonne C1. Par conséquent, quand le niveau d'aspiration atteint $30 \text{ m}^3/h$ la pompe d'aspiration s'arrête automatiquement d'aspirer.

Puis, nous avons étudié l'impact de la capacité de production après la réhabilitation de l'unité qui est passée à 18 millions de tonnes par an. Nous avons vu que cette augmentation avait entraîné l'ajout d'équipements statiques. Nous avons analysé le P.M du résidu depuis l'année 2019 jusqu'à l'année 2023 et nous avons remarqué qu'il diminuait au cours des années. Cela peut être une cause pour la forte charge accumulée sur les plateaux, ce qui affecte la séparation du brut et accélère le vieillissement des plateaux inférieurs.

Enfin, nous avons étudié le rôle de la vapeur MS et LS injectée à la colonne lors du processus de démarrage. Nous avons remarqué que la quantité de la vapeur était trop forte et avait causé la chute des plateaux lors de l'accident qui s'était produit en 2019.

Nous avons schématisé toutes ces causes grâce à l'arbre de défaillances et au diagramme d'Ishikawa.

Par conséquent, nous avons suggéré des solutions pour éviter que ce problème ne se reproduise et pour garantir une bonne qualité du produit fini et le bon maintien de la colonne.

Il s'agit d'agrandir la colonne C1,

D'ouvrir les vannes de vapeur progressivement lors du démarrage de l'unité et de remplacer les vannes manuelles par des vannes automatiques.

Références bibliographiques

- [1] : MOKHTARA Fares et GHEZZOULE Mohamed elhachemi , Thème : Amélioration de l'unité topping U200 de RHM2 par l'ajout d'une colonne de pré distillation et redimensionnement de la colonne de distillation atmosphérique , MÉMOIRE MASTER ACADEMIQUE.
- [2] : MENIKER Ilyes , Mr. BOULOUDANI Fares Pétrochimie Thème : Optimisation de la qualité du Kérosène de l'unité 10 de la RA1K pour la production de LAB , Mémoire de fin de formation de professionnalisation en Raffinage et Pétrochimie 2019-2020.
- [3] : WAUQUIER, J.P, Le raffinage du pétrole, Produit Pétroliers, schémas de fabrication, Paris : Edition Technic, Publication de l'institut français de pétrole, Tome 1, (1994). PP.17- 34
- [4] : Christine TRAVERS, Eric TOCQUE, Technique de l'ingénieur [BE 8520] ,2008
- [5] : M.H. Sellami, Raffinage et Pétrochimie, université Kasdi Merbah, Ouargla,
- [6] : http://elearn2013.univouargla.dz/courses/RAFFINAGE/document/B2_1.pdf?cidReq=RAFFINAGE
- [7] : PIERRE WUITHIER, Raffinage et Génie Chimique, Tome II, 2eme édition 1972- Paris. PP.506-519
- [8] : Ab. Guerrame (2013). Cour De Raffinage 2, Université D'el-Oued.
- [9] : Présentation de la Raffinerie de Skikda, RA1K, 2011.
- [10] : par Jean-Louis Tissot, Ingénieur ENSIC : Raffinage du pétrole - Procédés de séparation Éditions Techniques Ingénieur, 1977.
- [11] : http://fr.wikipedia.org/wiki/Raffinage_du_p%C3%A9trole, 2016
- [12] : Tome 2 , Raffinage du pétrole (le). - Procèdes de séparation WAUQUIER Jean-Pierre page 269 Éditions Techniques Ingénieur, 1983.
- [13] : Tome 1 Manuel de technique industrielle - Distillation et extraction Par Claude Bressy, Ingénieur ENSCP
- [14] : J. P. Courniou, Commande de procédés chimiques : réacteurs et colonnes de distillation, HERMES Science publication Ltd-2001.
- [15] : <https://fr.scribd.com/document/522911630/PROJET-DE-FIN-D-ETUDES-PDF>
- [16] : Basse Sambre-E.R.I.SA Moustier-sur-Sambre, Conduite de colonne de Distillation Application sur simulateur, ENSPM Formation industrie, 2002.
- [17] : J. Thoma, B. Ould Bouamama, Modélisation et simulation des Processus thermiques et chimiques : Application des bond-Ggraphs en génie des Procédés, Juillet 1998
- [18] : H. Fauduet, Principes fondamentaux du génie des procédés et de la technologie Chimique Aspects théoriques et pratiques, Paris, 1997.
- [19] : J. C. Cicile, Distillation. Absorption : colonnes à plateau, Technique de l'ingénieur, Traité Génie des procédés, J 2 622, J 2 623, 1999.

- [20] : P.Wuithier, Raffinage et génie chimique. Tome 2. Édition Technique ; 1972.
- [21] : P. Copigneaux, Distillation. Absorption : colonne garnies, Technique de L'ingénieur, traité Génie des procédés, J 2 626, 1999.
- [22] : thèse MEKKI Ibrahim El Khalil. MODELISATION ET COMMANDE ROBUSTE D'UNE COLONNE DE DISTILLATION these .
- [23] : <https://fr.scribd.com/document/568346940/Memoire-Final>.
- [24] : P.Wuithier, Raffinage et génie chimique, tome 1. Edition Technique ; 1972 .
- [25] : La Colonne Distillation Fonctionnement Et Design | PDF | Distillation | Chimie Analytique (scribd.com).
- [26] : <https://blog-gestion-de-projet.com/diagramme-dishikawa/>.
- [27] : DONAHUE (F.M.) et NOBE (K.). - Theory of organic corrosion inhibitors. Adsorption and linear free energy relationships. J. Electrochem Soc., 112 9, p. 886 (1965).
- [28] : Probabilistic Risk Analysis : Foundations and Methods Tim Bedford, Roger Cooke, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni 2001.