

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE 20 AOÛT 1955 SKIKDA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCEDÉS



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Hygiène et sécurité industrielle

Spécialité : Hygiène et sécurité industrielle

Analyse des risques liés à la colonne de séparation de NAPHTA (10-C-63) au niveau de la raffinerie de Skikda RA1/K, avec la méthode HAZOP et la méthode AdD basée sur HAZOP

Soutenu le 24/06/2023

Réalisé par : SOUAMES Souheila

Encadré par : DR. ZEROUALI bilal

TALHI Sonia

OUCHFOUNE Imen

Année Universitaire 2022- 2023

Remerciement

Nous voudrions profiter de cette occasion pour remercier toutes les personnes qui nous ont soutenu dans l'élaboration de notre mémoire.

Tout d'abord, nous tenons à remercier ALLAH pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.

Nous tenons à remercier sincèrement Dr ZEROUALI Bilel, qui a guidé nos recherches et nous a offert des conseils précieux tout au long de ce processus.

Nous aimerons bien à remercier tous les enseignants du département de pétrochimie.

Nous adressons nos vifs remerciements à tout le personnel de l'unité 10-11 de la raffinerie de SKIKDA.

Nous voudrions également remercier nos amis et nos familles pour leur soutien constant, leurs encouragements et leur motivation pendant cette période. Leurs mots d'encouragement et leur soutien inconditionnel ont été une source de motivation pour nous.

En préambule à ce mémoire, nous souhaitons adresser nos remerciements les plus sincères à toute personne ayant contribué de près ou de loin au bon déroulement de cette recherche.

Enfin mes remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Dédicace

Je dédié ce travail à :

A ceux que j'ai tant aimé avec beaucoup d'affection et je suis très fière de les avoir et tous les mots du monde ne peuvent exprimer l'amour et le respect que je leur porte ; mes très chers parents pour leurs sacrifices, leurs aides, leurs conseils et leurs patiences que Dieu les protège.

A mes très chers frères : Bilel et Brahim

A ma sœur

A tous mes amis, et à toute personne qui m'a aidé de près ou de loin dans l'exécution de ce travail.

A toutes la promotion HSI 2022/2023.

Souhila

Dédicace

Après une profonde réflexion...

*Je trouve que je dois dédier cet humble travail à :
La vie, qui joue chaque jour un jeu de chance pour
me tester, et j'y suivis à chaque fois grâce à dieu.*

*Aux difficultés et aux défis qui ont fait de moi une
substance solide et incassable*

Et enfin et surtout je le dédié à :

*La mort qui m'a appris la méthode de constance
après la perte d'êtres chers...*

12/03/2019

Sonia

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

A mes chers parents, que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments, pour leur patience illimitée, leur encouragement continu, leur aide, en témoignage de mon profond amour et respect pour leurs grands sacrifices

À ma sœur « Khaoula »

À mes frères « Mohamed Nadjib et Oussama ».

À mon amie « Souhila » je la remercie beaucoup

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce travail soit possible, je vous dis merci.

Imen

Résumé

Le présent mémoire porte sur l'analyse des risques liés à la colonne de séparation naphtha 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K, en utilisant la méthode d'analyse HAZOP (HAZard and OPerability study) ainsi que l'arbre de défaillance (AdD).

Une présentation générale de la raffinerie de Skikda RA1K est effectuée, ainsi qu'une présentation de la méthode d'analyse HAZOP et d'autres méthodes. L'arbre de défaillance (AdD) est introduit comme une méthode d'analyse de risques à la base de la méthode HAZOP.

L'application des méthodes HAZOP et AdD est réalisée sur la colonne de séparation naphtha 10-C-63, en analysant différents paramètres et en évaluant les risques associés aux déviations et aux défaillances potentielles.

Mot clé : HAZOP, AdD, colonne C63, RA1/K.

Abstract

This thesis deals with the risk analysis related to the naphtha 10-C-63 separation column in the Skikda RA1K refinery, using the HAZOP analysis method (HAZard and OPerability study) as well as the fault tree (AdD).

A general presentation of the Skikda RA1K refinery is made, as well as a presentation of the HAZOP analysis method and other methods. The fault tree (AdD) is introduced as a risk analysis method based on the HAZOP method.

The application of the HAZOP and AdD methods is carried out on the naphtha 10-C-63 separation column, analyzing different parameters and evaluating the risks associated with deviations and potential failures.

Keywords: HAZOP, FTA, column C63, RA1/K.

ملخص

تتناول هذه الرسالة تحليل المخاطر المتعلقة بعمود فصل النافثا 10-C-63 في مصفاة سكيكدة RA1K ، باستخدام طريقة تحليل HAZOP (دراسة المخاطر وقابلية التشغيل) وكذلك شجرة الأخطاء (AdD). يتم عمل عرض عام لمصفاة سكيكدة RA1K ، بالإضافة إلى عرض تقديمي لطريقة تحليل HAZOP وطرق أخرى. يتم تقديم شجرة الأخطاء (AdD) كطريقة لتحليل المخاطر بناءً على طريقة HAZOP. يتم تطبيق طرق HAZOP و AdD على عمود فصل النافثا 10-C-63 ، وتحليل المعلمات المختلفة وتقييم المخاطر المرتبطة بالانحرافات والفسل المحتمل.

كلمة مفتاحية : HAZOP ، AdD ، العمود C63 ، RA1 / K

Liste des figures

Figure I.1 : L'industrie de Raffinage en Algérie.....	5
Figure I.2 : Plan général de la zone industrielle de Skikda.....	8
Figure I.3 : Vue aérienne de la zone industrielle Skikda	9
Figure I.4 : Organigramme de la RA1/K	10
Figure I.5 : Les différentes unités du complexe RA1/K	10
Figure I.6 : Schéma du bloc global	13
Figure 1.7 : Schéma du procédé de l'unité 10.....	16
Figure I.8 : Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10).....	17
Figure II.1 : Les différentes phases de la gestion du risque.....	18
Figure II.2 : dérive HAZOP.....	24
Figure II.3 : Démarche pour l'élaboration d'un arbre de défaillance	27
Figure II.4 : principe d'un arbre d'évènement	29
Figure II.5 : Construction graphique d'un nœud papillon... ..	30
Figure II.6 : Modèle : danger, barrière de protection, récepteur.....	32
Figure II.7 : Classification des systèmes de sécurité selon l'INERIS	32
Figure III.1 : Le schéma simplifié de l'installation Splitter I.....	35
Figure III.2 : Section de Splitter-I... ..	36
Figures III.3 : Le schéma simplifié de la colonne C63 crée par logiciel Edraw	40
Figures III.4 : Les composants fonctionnels de la colonne C63.....	41
Figures III.5 : Les systèmes de régulation et contrôle de la colonne C63... ..	44
Figure IV.1 : les sous-systèmes de splitter I	45
Figure IV.2 : fonctionnement de splitter I	46
Figure IV.3 : Add des quatre paramètres à la base de HAZOP	61

Figure IV.4 : AdD (suite) du débit.....	62
Figure IV.5 : AdD (suite) moins de débit dans c63	63
Figure IV.6 : AdD (suite) pas de débit dans C63.....	64

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Capacité nationale de raffinage du pétrole	5
Tableau I.2 : Les débits de la charge et les produits de l’U-10 [Hendaoui, 2017]	14
Tableau I.3 : Les endroits d'utilisation ou de production des produits de l'unité 10/11.....	19
Tableau II.1 : Exemple de tableau de type APR.....	21
Tableau II.2 : la méthode AMDEC	23
Tableau II.3 : tableau HAZOP.....	25
Tableau III.1 : Les différents systèmes de sécurité protègent l'installation Splitter I.....	37
Tableau III.2 : les systèmes de sécurité de la colonne 10-C-63... ..	43
Tableau III.3 : différentes alarmes de la colonne 10-C-63.....	44
Tableau IV.1 : la méthode HAZOP (feuille d'analyse 01).....	48
Tableau IV.2 : la méthode HAZOP (feuille d'analyse 02).....	49
Tableau IV.3 : la méthode HAZOP (feuille d'analyse 03).....	51
Tableau IV.4 : la méthode HAZOP (feuille d'analyse 04).....	58

Liste des annexes

Annexe I : Configuration de la raffinerie

Annexe II : P&ID Installation Splitter I NAPHTA

Annexe III : Certains équipements de l'installation Splitter I

Annexe IV : Schéma 3D de l'unité 10

Liste des abréviations

AdD : Arbre de Défaillance

AMDEC : analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leur criticité

AdE : Arbre des évènements

APR : analyse préliminaire des risques

BTS : Barrières techniques de sécurité

BPCS : Basic Process Control System

B/D: Blow Down

DCS: Distributed Control System

E: aero

EA: Echangeur

FIC: Flow Indicator Controller

FAH: High Alarm Flow

FAL: Low Alarm Flow

FV : Vanne Régulatrice De Débit

FT : Transmetteur De Débit

GPL : Gaz de pétrole liquéfié

GRIF : Graphiques Interactifs pour la Fiabilité

HAZOP: Hazard and Operability Study

HS: Hand switch

ICI: Imperial chemical industries

LAL: Low Alarm lever

LALL: Low Low Alarm Level

LAH : High Alarm Level

LT : Transmetteur De Niveau

LIC : Indicateur Contrôleur De Niveau

PIC : Pressure Indicator Controller

PSV : Soupape De Sécurité

PDIC : Différente Pressure Indicator Controller

PAH: High Alarm Pressure

PAHH: High High Alarm Pressure

PT : Transmetteur De Pressure

PV : Pressure Controller Valve

PDT : Transmetteur De Différente Pressure

SIS : Systèmes Instrumentés de Sécurité

SAMS : Système à action manuelle de sécurité

SONATRACH : Société nationale pour la recherche, la production, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures

TV : Vanne Régulatrice De Température

TIC : Température Indicator Controller

TAH : High alarm temperature

TT : Transmetteur De Température

UV : Vanne Tout Ou Rien

Table de matière

Remerciements	II
Dédicace	III
Résumé	VI
Liste des figures	VII
Liste des tableaux	IX
Listes des annexes	X
Listes des abréviations	XI
Table de matière	XIII
Introduction générale	1

CHAPITRE I : PRÉSENTATION DU COMPLEXE RA1/K

I. 1 Introduction.....	3
I. 2 Historique de l'Entreprise	3
I. 3 La Raffinerie de Skikda (RA1/K).....	5
I. 3. 1 Présentation de la raffinerie de SKIKDA.....	5
I. 3. 2 Construction et démarrage.....	7
I. 3. 3 Situation géographique	8
I. 3. 4 Structure hiérarchique de la raffinerie.....	9
I. 3. 5 Organigramme générale du complexe de raffinage de Skikda.....	10
I. 4 Présentation des unités de production	10
I. 4. 1 Département production	11
I. 4. 1. 1 Département production I	11
I. 4. 1. 2 Département production II	11
I. 5 Les unités 10 /11 topping	13
I. 5. 1 Description de l'unité 10/11 topping	14
I. 5. 2 Description du procédé.....	15
I. 6 Conclusion.....	15

CHAPITRE II : MÉTHODOLOGIES D'ANALYSES DES RISQUES

II. 1 Introduction	16
II. 2 Le risque : Concepts et définitions	17
II. 2. 1 Risque.....	17
II. 2. 2 Danger	17
II. 2. 3 Accident.....	17
II. 2. 4 Incident.....	17
II. 2. 5 Conséquence	17
II. 2. 6 Déviation.....	17
II. 2. 7 Gravité.....	17
II. 2. 8 Scénario	17

II. 2. 9 Procédé	17
II. 3 Gestion de risque.....	17
II. 3. 1 Approche du risque.....	18
II. 3. 1. 1 Analyse du risque.....	18
II. 3. 1. 2 Evaluation du risque	18
II. 3. 1. 3 Acceptation du Risque	18
II. 3. 1. 4 Réduction du risque	19
II. 4 Les méthodes d'analyse du risque.....	19
II. 4. 1 L'analyse préliminaire du risque (APR)	19
II. 4. 1. 1 Principe.....	19
II. 4. 1. 2 Déroulement	20
II. 4. 1. 3 Limites et avantages	21
II. 4. 2 Analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE) et (AMDEC).....	21
II. 4. 2. 1 Historique et domaine d'application.....	21
II. 4. 2. 2 Limites et avantages	21
II. 4. 3 Hazard and Operability Study (HAZOP).....	22
II. 4. 3. 1 Historique et domaine	22
II. 4. 3. 2 Principe.....	23
II. 4. 3. 3 Déroulement	23
II. 4. 3. 4 Limite et avantages.....	24
II. 4. 4 Arbre de défaillance (AdD)	24
II. 4. 4. 1 Principe.....	25
II. 4. 4. 2 Élaboration de l'arbre	25
II. 4. 4. 3 Limite et avantages.....	27
II. 4. 5 Arbre des évènements	27
II. 4. 5. 1 Domaines d'utilisation.....	27
II. 4. 5. 2 Limites et avantages	28
II. 4. 6 Nœud Papillon.....	28
II. 4. 6. 1 Historique et domaine d'application.....	28
II. 4. 6. 2 Principe.....	29
II. 4. 6. 3 Limites et avantages	29
II. 5 Les barrières de sécurité	30
II. 5. 1 Définition d'une Barrière de sécurité.....	30
II. 5. 2 Classification des barrières de sécurité.....	30
II. 5. 3 Types de barrières de sécurité	31
II. 5. 3. 1 Barrières techniques de sécurité (BTS)	31
II. 5. 3. 1. 1 Les dispositifs de sécurité	31
II. 5. 3. 1. 2 Les Systèmes Instrumentés de Sécurité (S.I.S.)	31
II. 5. 3. 2 Les barrières organisationnelles de sécurité	32
II. 5. 3. 3 Système à action manuelle de sécurité (SAMS).....	32
II. 6 Conclusion.....	32
 CHAPITRE III : DESCRIPTION DE L'INSTALLATION SPLITTER I	
III. 1 Introduction	33
III. 2 Description générale de l'installation Splitter I	33

III. 3 Section du Fractionnement de Naphta	35
III. 4 Splitter-I (10-C-63).....	35
III. 4. 1 Système de sécurité de l'installation Splitter I	37
III. 4. 2 Présentation de la colonne 10-C-63.....	38
III. 5 Décomposition fonctionnelle de la colonne 10-C-63	40
III. 5. 1 Systèmes de régulation de la colonne 10-C-63	40
III. 5. 2 Systèmes de sécurité de la colonne 10-C-63	43
III. 5. 3 Les différentes alarmes de la colonne	44
III. 6 Conclusion	44

CHAPITRE IV : APPLICATION DES METHODES HAZOP ET ADD SUR LE SYSTEME

IV. 1 Introduction	45
IV. 2 Description du SPLITTER I brièvement	45
IV. 3 Définition de la colonne de séparation NAPHTA	46
IV. 4 Application de la méthode HAZOP	47
IV. 5 Résultats de l'application de la méthode HAZOP	59
IV. 6 Application de la méthode AdD.....	60
IV. 6. 1 L'arbre de défaillance utilisé.....	60
IV. 7 Interprétations et recommandations.....	66
IV. 8 Conclusion	67
Conclusion générale.....	68
Bibliographie.....	69
Annexes	71

Introduction générale

Introduction générale

L'industrie pétrolière et gazière est soumise à des risques importants pour la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement et la rentabilité des activités. Dans ce contexte, l'analyse des risques est une approche essentielle pour identifier, évaluer et gérer les risques associés aux activités de production et de traitement des hydrocarbures.

Dans ce mémoire, nous nous intéressons à la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K, qui est l'une des plus grandes raffineries d'Algérie. Cette colonne est un équipement clé dans le processus de distillation du naphta, et est soumise à des risques potentiels, tels que des fuites, des explosions ou des incendies, qui peuvent avoir des conséquences graves pour la sécurité des travailleurs et l'environnement.

L'objectif de ce mémoire est de mener une analyse des risques liés à la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K, en utilisant la méthode d'analyse HAZOP, ainsi que d'autres méthodes d'analyse de risques complémentaires.

Nous commençons par une présentation générale de la raffinerie de Skikda RA1K, de son importance pour l'économie nationale et de l'importance de la gestion des risques dans cette industrie.

Nous présentons ensuite les méthodologies d'analyses des risques. Nous abordons ensuite la description de l'installation SPLITTER I ainsi que les systèmes de sa sécurité. Ainsi qu'une présentation particulière associés à la colonne de séparation naphta 10-C-63 et décomposition fonctionnelle.

Ensuite, nous présentant l'application de la méthode d'analyse HAZOP à la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K. Nous détaillons les étapes de l'analyse HAZOP, de la définition des paramètres à l'évaluation des conséquences des scénarios de défaillance identifiés.

Nous présentons également l'application d'autres méthodes d'analyse de risques à la base de la méthode HAZOP, telles que l'analyse de l'arbre des défaillances (AdD), pour évaluer les risques associés à la colonne de séparation naphta 10-C-63.

Enfin, nous présentons les résultats des analyses de risques et discutons des recommandations pour améliorer la sécurité de la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K.

Ce mémoire a pour objectif de contribuer à une meilleure compréhension des risques associés à la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K, et de proposer des méthodes d'analyse de risques complémentaires pour une gestion efficace des risques dans l'industrie pétrolière et gazière.

Chapitre I :

Présentation du complexe RA1/K

I. 1 Introduction

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale. Selon l'objectif visé, en général, ces procédés sont réunis dans une raffinerie. [1]

En effet, la variété des produits raffinés (GPL, bitume, aromatiques, paraxylène...) et leur nature (inflammable, toxique...) font de cette entreprise un lieu de travail à haut risque. Cela concerne les produits, les équipements et les processus. Dans ce chapitre, nous aborderons la présentation du lieu de stage, et mettrons en évidence ses différentes composantes.

I. 2 Historique de l'Entreprise

A l'origine, le raffinage était une activité intégrée dans la société nationale SONATRACH.

Avant janvier 1982, la raffinerie SKIKDA RA1/K était gérée par la société nationale SONATRACH.

Le 2 janvier 1982, la SONATRACH a été réorganisée en 13 sociétés, parmi lesquelles : Société Nationale de Raffinage et de Distribution des Produits Pétroliers, ERDP a été créée conformément au décret n° 80-101 du 6 avril, institué le 2 janvier 1982. ERDP est réglementé par le ministère de l'énergie et des industries pétrochimiques.

A partir du 02 février 1985 l'ERDP a été transformée sous le nom commercial NAFTAL. Elle est subdivisée en quatre unités :

- Unité NAFTAL de "raffinage".
- Unité NAFTAL de "distribution".
- Unité NAFTAL "portuaire".
- Unité NAFTAL de "maintenance".

La société "NAFTAL" emploie environ 35 000 personnes réparties sur tout le territoire.

A compter du 25 août 1987 et par décret 87-190 fut créée l'entreprise nationale **NAFTEC**.

La société « NAFTEC » a pour mission de promouvoir, développer, gérer et organiser l'industrie du raffinage du pétrole : traitement du pétrole brut et du condensat, ainsi que l'importation de pétrole brut réduit pour obtenir des produits raffinés destinés à la consommation intérieure et à l'exportation.[2]

Actuellement l'Entreprise nationale de raffinage de pétrole NAFTEC gère l'ensemble des trois raffineries situées à Skikda, Alger et Arzew :

Tableau I.1 : Capacité nationale de raffinage du pétrole

Raffineries	Nature de la charge	Capacité de traitement (tonnes/an)
RA1 K	- Pétrole brut	15 000 000
RA2 K SKIKDA	- Brut réduit importé - GPL/ condensat	271 100 1 000 000 / 3 000 000
RA1 G (ALGER)	Pétrole brut	2 700 000
RA1 Z (Arzew)	Pétrole brut/ BRI	2 500 000/ 320 000
RA1 HM (Hassi-Messaoud)	Pétrole brut	1400 000

I. 3 La Raffinerie de Skikda (RA1/K)

I. 3. 1 Présentation de la raffinerie de SKIKDA

La raffinerie de Skikda, nommée RA1/K, est chargée de traiter le pétrole brut de Hassi Messaoud (15 millions de tonnes/an) et d'importer du pétrole brut réduit (277 000 tonnes/an). Elle emploie actuellement plus de 1500 ouvriers.

La raffinerie de Skikda a été construite en janvier 1976 dans le cadre d'un contrat signé le 30 avril 1974 entre l'Etat algérien et les industriels italiens **SNAM PROGETTI** et **SAIPEM**. Le coût total de cette réalisation est de 3 402 872 000 DA.

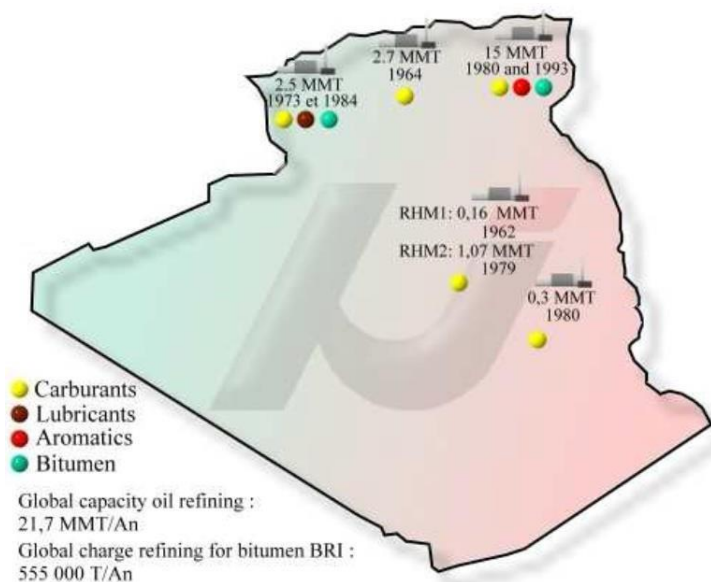


Figure I.1 : L'industries de Raffinage en Algérie

I. 3. 2 Construction et démarrage

Le chantier a débuté le 2 janvier 1976 et s'est terminé en mars 1980. Les démarrages successifs de chaque unité de production sont les suivants :

- 1ère unité de distillation atmosphérique (U10) —————→ en mars 1980.
- 1ère unité de traitement et séparation des gaz (U-30) ———→ en mars 1980.
- 2ème unité de distillation atmosphérique (U11) —————→ en juin 1980.
- 2ème unité de traitement et séparation des gaz (U-31) ———→ en juin 1980.
- Unité de production des bitumes (distillation sous vide U-70) → en juillet 1980.
- Unité de prétraitement et de reforming catalytique (U-100) → en septembre 1980.
- Unité d'extraction des aromatiques (U-200) —————→ en octobre 1980.
- Unité de séparation du paraxylène (U-400).
- Unité de stockage, mélange et expédition (MELEX.U-600).

Il convient de noter que deux nouveaux ensembles de dispositifs ont été ajoutés, construits par Japan JG-C Co., Ltd., ces deux dispositifs sont : dispositif de prétraitement et de reformage catalytique (platforming U103) et dispositif de traitement et de séparation des gaz (GPL.U104). La première installation a été lancée en octobre 1993.

I. 3. 3 Situation géographique

Cette raffinerie est située dans la zone industrielle à 7 Km à l'est de Skikda et à 2 Km de la mer, elle est aménagée sur une superficie de 190 hectares avec un effectif à l'heure actuelle de 1440 travailleurs environ. Elle est alimentée en brut algérien par l'unité de transport TRC de Skikda, et le transport du pétrole brut est réalisé à l'aide d'une pipe – line à une distance de 760 km des champs pétroliers de HASSI MESSAOUD jusqu'au complexe.

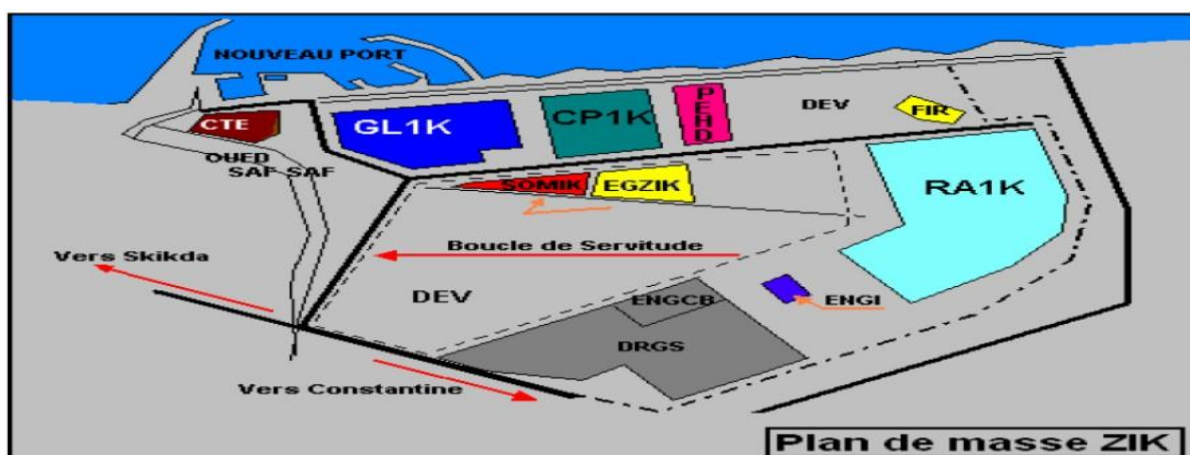


Figure I.2: Plan général de la zone industrielle de Skikda



Figure I.3 : Vue aérienne de la zone industrielle Skikda.

I. 3. 4 Structure hiérarchique de la raffinerie

La structure hiérarchique de gestion de la raffinerie de Skikda prévoit à son sommet un directeur dont lequel dépend cinq services, techniques de ligne, plus deux staffs comme il est montrée dans la figure I.4 :

I. 3. 5 Organigramme générale du complexe de raffinage de Skikda

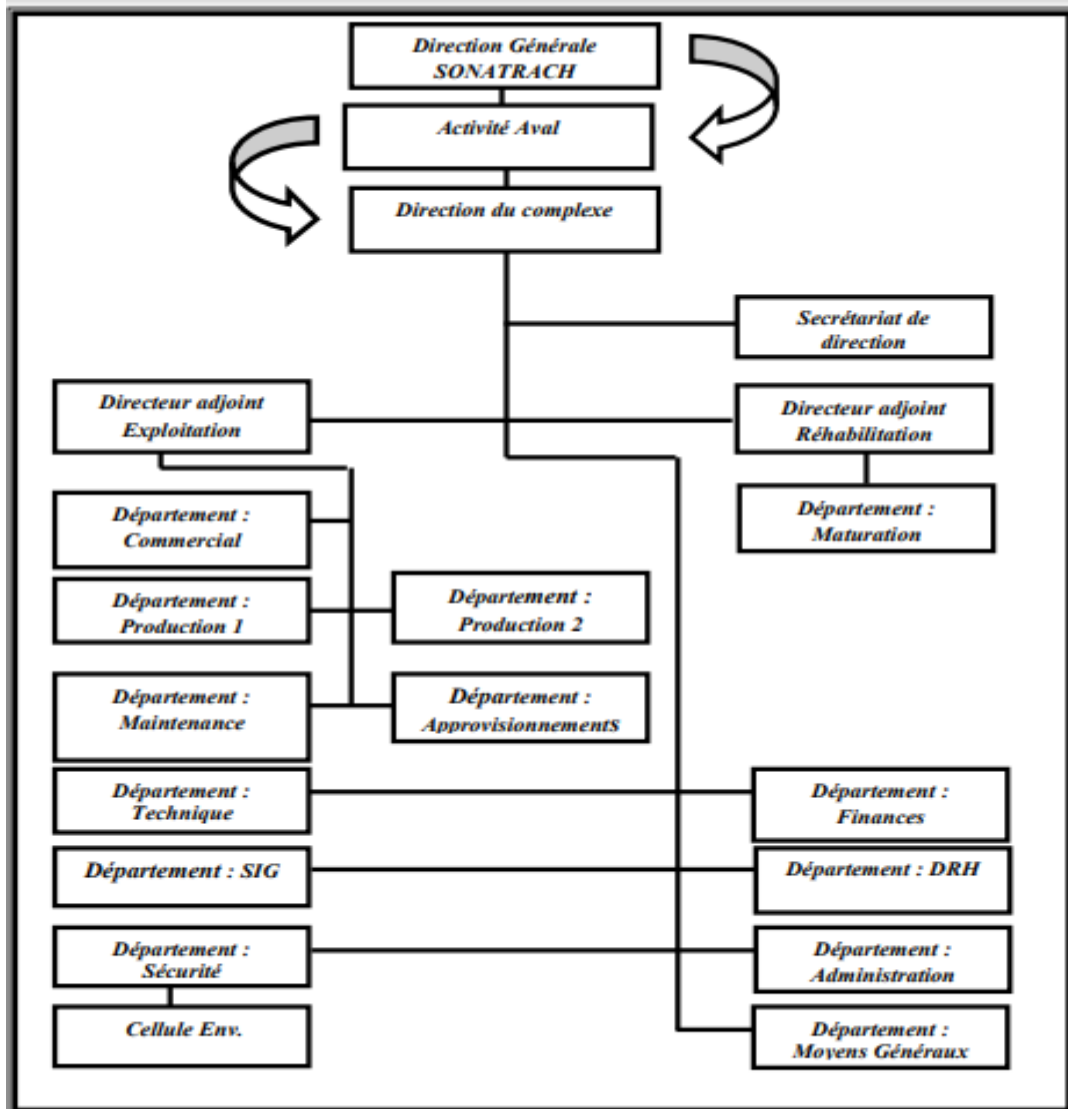


Figure. I.4 : Organigramme de la RA1/K [2]

I. 4 Présentation des unités de production

La raffinerie de Skikda est divisée en différentes unités de production et comprend en outre 22 unités :

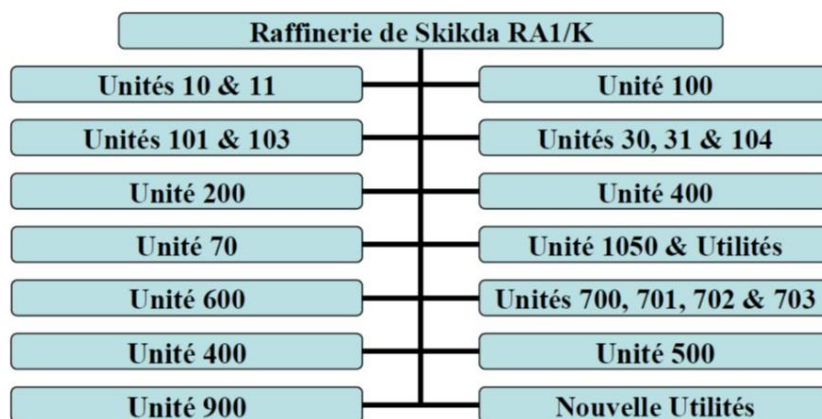


Figure I.5 : Les différentes unités du complexe RA1/K [3]

I. 4. 1 Département production [3]**I. 4. 1. 1 Département production I**

- Unité **10/11** de distillation atmosphérique (**TOPPING**)
- Unité **100** de prétraitement et de reforming catalytique du Naphta B (**MAGNAFORMING**)
- Unité **101/103** de prétraitement : reforming catalytique du Naphta 80% B avec 20% C (**PLATFORMING**)
- Unité **30/31** et **104** de traitement et séparation des gaz (**GPL**)
- Unité **70** de distillation sous vide (**Production des bitumes**)
- Unité **200 d'extraction des aromatiques**
- Unité **400** de cristallisation et séparation du **para xylène**
- Unité **500** de l'isomérisation du **o-m xylène et éthyle-benzène en P-xylène**
- Unité **700** de l'hydrotraitement du **Naphta A**
- Unité **701** de l'isomérisation du **Naphta A**
- Unité **702** de l'hydrotraitement du **Naphta A**
- Unité **703** de l'isomérisation du **Naphta A**
- Unités **900-901** de purification de l'**Hydrogène**.

I. 4. 1. 2 Département production II

- Unité **600** de stockage, mélange et expédition (**MELEX**) Est, Sud et Nord.
- Unités annexes et utilités sont :
- Unité **63** pour la déminéralisation des **eaux**
- Unité **1061** de polissage (traitement) **de condensat**
- Unité **1111** de production **de l'Azote**
- Unité **1082** de production de **l'air service et l'air instrument**
- Unité **1100** de traitement des **effluents**, tours de refroidissement, eaux de service et eaux anti-incendie.
- Unité **1101** de traitement des **effluents** (nouvelle unité 2013)
- Unités **1050-1051** : centrale thermique électrique et utilités (**CTE 1&2**)

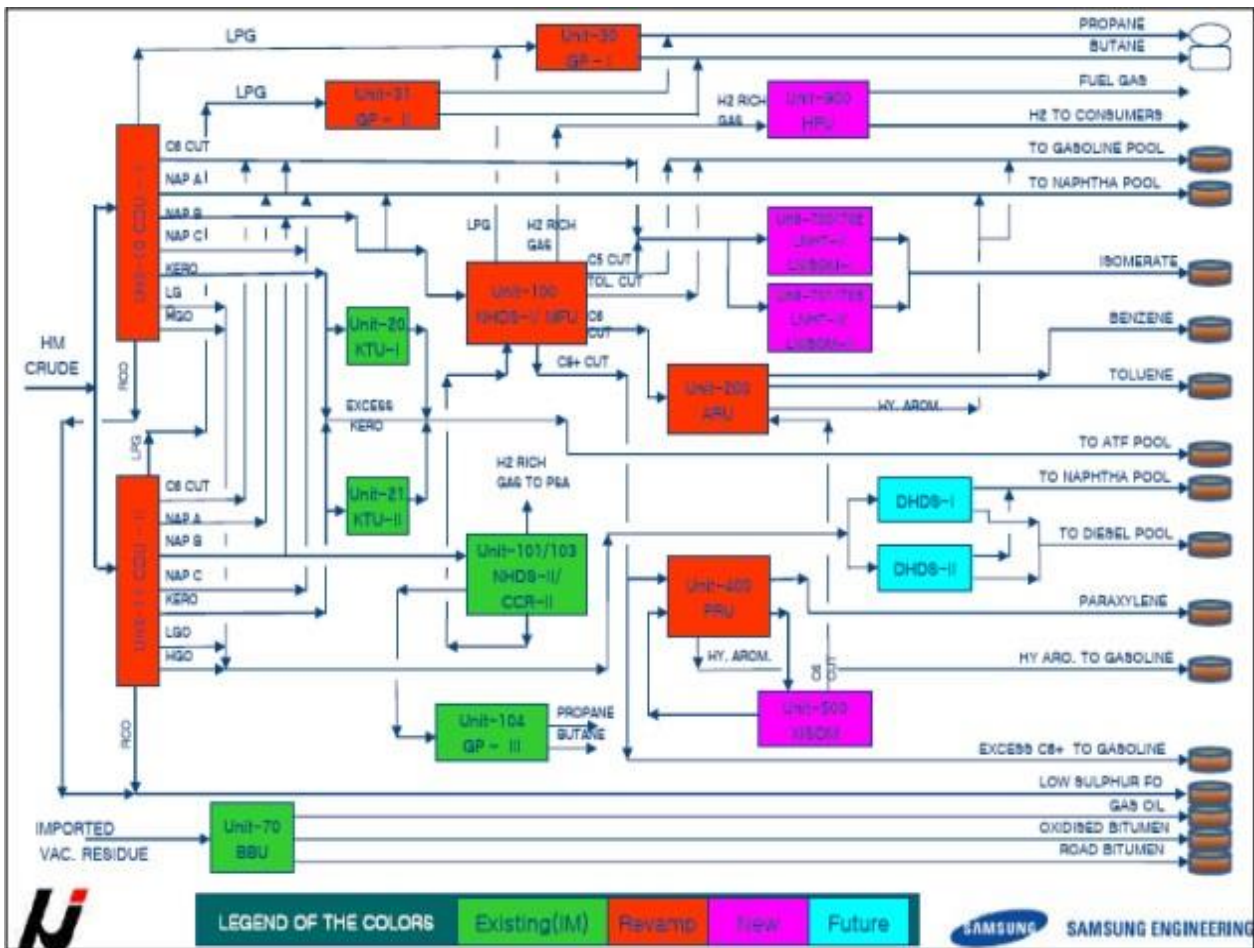


Figure I.6 : Schéma du bloc global.[3]

Ce projet a été effectué dans l'unité 10 de distillation atmosphérique.

I. 5 Les unités 10 /11 topping

Le Topping ou la distillation atmosphérique a pour but de fractionner le brut en différentes coupes stabilisées pouvant être utilisées pour l'obtention de produits finis (naphta, gas-oil, jet...). L'unité U10-11 traite 15 106 tonnes de pétrole brut de Hassi Messaoud par an, pour avoir les produits suivants [4] :

- G.P.L, unité 30
- Isopentane mélange des essences
- Naphta A stockage
- Naphta B (89.5°-155°) reforming catalytique
- Naphta C (155°-180°) huiles combustibles
- Kérosène (180°-225°) jet fuel, mélange des gasoils
- Gasoil léger (225°-320°) mélange des gasoils
- Gasoil lourd (320°-360°) mélange des gasoils
- Résidu (>360°). Huiles combustibles

Tableau I.2 : Les débits de la charge et les produits de l'U-10 [Hendaoui, 2017].

PRODUITS	DEBITS kg/h
FUEL GAS	168
C6 CUT	8.959
NAPHTHA A	41.896
NAPHTHA B	145.198
NAPHTHA C + EXCESS NAPHTHA	117.907
KEROSENE	93.751
LIGHT GAS OIL	217.533
HEAVY GAS OIL	77.090
RESIDUE	290.470
GPL	38.883
TOTALE	1031.696

I. 5. 1 Description de l'unité 10/11 topping

Fonction : L'unité 10 est une unité de distillation atmosphérique ou Topping. Elle a pour but de fractionner le pétrole brut en un certain nombre de coupes ou fractions classées selon les températures d'ébullition des hydrocarbures.[4]

L'installation a été conçue pour traiter le brut de Hassi-Messaoud ou mélange d'Arzew. Elle peut produire de l'essence légère et lourde, des Naphtas, etc.

Ces produits peuvent constituer la charge d'autres installations ou bien être envoyés directement dans les réservoirs de stockage comme produits finis.

Objectif : séparer le pétrole brut venant de Hassi Messaoud en différentes fractions

I. 5. 2 Description du procédé

Le pétrole brut introduit dans l'unité est fractionné après le processus de distillation en fractions comme décrit ci-dessus. Le produit obtenu peut constituer la charge d'autres installations ou être envoyé directement au réservoir de stockage du produit fini.[5]

- Le gasoil lourd (HGO)
- Le résidu atmosphérique.

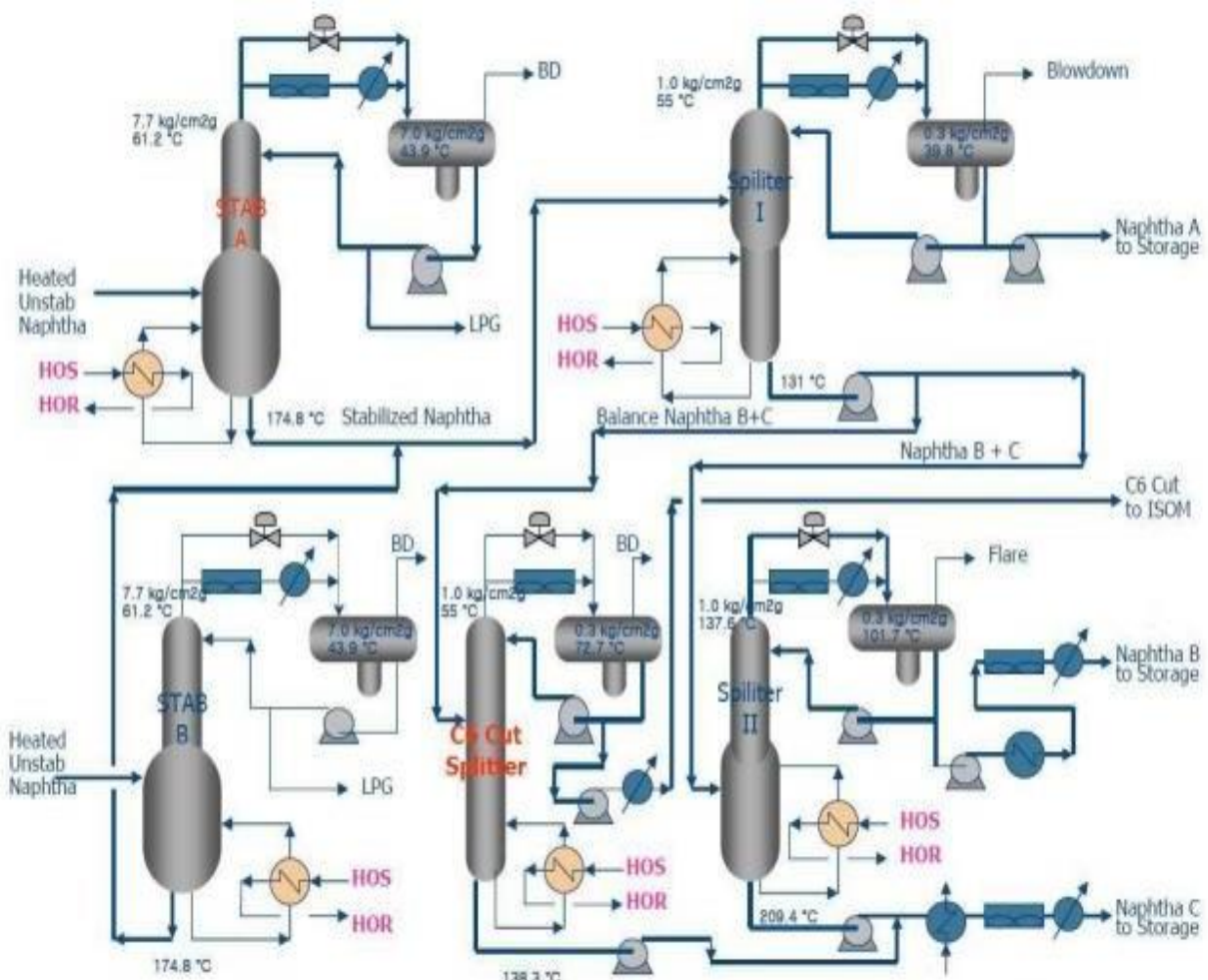


Figure I.8: Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) (2^{ème} partie) [6]

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 [6] :

- 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 naphtha,
- La colonne de séparation de la coupe C6,

- Les colonnes de séparation des coupes naphta (A, B et C).

Pour une meilleure description, l'installation est décomposée en plusieurs parties principales comme suit :

- **Section de préchauffement de Brut**
 - Charge de Brut/ Train-I de Préchauffage
 - Dessaleur de Brut/Injection de l'Eau
 - Dosage Chimique
 - Ballon de Préflash
- **Section de Four Atmosphérique -A/B**
 - Préchauffage -II de Brut
- **Section de Colonne Atmosphérique**
 - Pompe de la colonne Atmosphérique
 - Tête de la colonne Atmosphérique
- **Section de la Colonne de Kéro Stripper**
 - Refroidissement du Produit de RCO & Kérosène
- **HGO Stripper**
- **LGO Stripper**
 - Mélangeur du Produit LGO/HGO
- **Stabilisateur**
 - Préchauffe de l'Alimentation de Stabilisateur
 - Stabilisateur-A
 - Stabilisateur-B
- **Coupe C6 Splitter**
- **Splitter I & II**
 - Splitter I
 - Splitter II
 - Désisopentaniseur (Section Obsolète)

- Système de l'Ejecteur (Section Obsolète)
- **L'unité de Acid Water Stripper (AWS)**
- **Système de l'eau tempéré**
- **Récupération du Gaz de Torche**
 - Compresseur du Gaz combustible

Ainsi, au niveau des unités de Topping 10-11, l'utilisation des principaux produits rentrant ou sortant de l'unité est la suivante :

Tableau III.3 : Les endroits d'utilisation ou de production des produits de l'unité 10/11[7]

Nom du produit	Utilisation
Pétrole brut	Matière première de la distillation atmosphérique
Soude	Produit injecté dans le pétrole brut afin de réduire la présence de chlorures et utilisé dans le traitement du kérosène pour éliminer l'acide naphénique du kérosène.
Résidu atmosphérique	Produit de la distillation atmosphérique réalisée dans la colonne C1 (produit de pied de la colonne).
Gasol lourd	Produit de la distillation atmosphérique réalisée dans la colonne C1 (premier soutirage latéral).
Gasol léger	Produit de la distillation atmosphérique réalisée dans la colonne C1 (deuxième soutirage latéral).
Kérosène	Produit de la distillation atmosphérique réalisée dans la colonne C1 (troisième soutirage latéral).
Jet A1	Produit issu du traitement du kérosène.
GPL	Produit issu de la distillation atmosphérique réalisée dans la colonne C5 (produit de tête de la colonne)
Naphta A, B ou C	Produit de la distillation atmosphérique réalisée dans la colonne de stabilisation C5.
Essences	Produit de la distillation atmosphérique réalisée dans la colonne de splitter C6 et dans la colonne de déisopentanisation C7 (produit de

I. 6 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de connaître l'état des lieux de la raffinerie de Skikda ainsi que la présentation des différentes unités de production. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée aux unités d'affectation et aux descriptions de l'unité 10/11.

Chapitre II :

Méthodologies d'analyses des risques

II.1 Introduction

Les méthodologies d'analyse de risques sont des outils utilisés pour évaluer et quantifier les risques potentiels dans diverses situations. Ces méthodologies sont souvent utilisées dans le cadre de la gestion des risques, qui consiste à identifier, évaluer et gérer les risques pour minimiser les dommages potentiels.

Ce chapitre introduit la définition du risque et de l'analyse des risques (ses composantes de base), et détaille les principales méthodes d'analyse des risques.

II.2 Le risque : Concepts et définitions

II. 2. 1 Risque : Le risque est défini comme une mesure de danger associant une mesure de l'occurrence d'un évènement indésirable et une mesure de ses effets ou conséquence.[9]

II. 2. 2 Danger : Le terme danger est défini dans le décret exécutif n°06-198 définissant la réglementation applicable aux établissements classés pour la protection de l'environnement. Comme une propriété intrinsèque d'une substance, D'un agent, d'une source d'énergie ou d'une situation qui peut provoquer des dommages pour les personnes, les biens et l'environnement.[10]

II. 2. 3 Accident : Événements soudains et imprévus entraînant des dommages à la santé des personnes, à l'environnement et/ou aux biens et équipements.

II. 2. 4 Incident : Événements soudains et imprévus pouvant entraîner des accidents dans des circonstances légèrement différentes.

II. 2. 5 Conséquence : Combinaison, pour un accident donné, de l'intensité des effets et de la vulnérabilité des cibles situées dans les zones exposées à ces effets.[11]

II. 2. 6 Déviation : Tout événement ou condition qui s'écarte de l'utilisation prévue d'un système, d'un processus ou d'une procédure.

II. 2. 7 Gravité : La combinaison de l'intensité de l'impact d'un phénomène dangereux et de la vulnérabilité des populations potentiellement exposées à des points spatiaux. Gravité = intensité d'impact x Vulnérabilité cible

II. 2. 8 Scénario : Séquences et combinaisons d'événements conduisant à un accident.[12]

II. 2. 9 Procédé (Process) : Toute manipulation d'un produit tel que le traitement, la transformation, le transport, le stockage, le chargement ou le déchargement...[12]

II.3 Gestion de risque

La gestion du risque est un processus systématique qui consiste à identifier, évaluer et prendre des mesures pour minimiser les risques potentiels. La gestion du risque est utilisée dans de nombreux domaines, notamment dans l'industrie, les transports, la santé et l'environnement.

Donc c'est prendre des précautions pour réduire la probabilité et/ou la gravité des risques. Réduire la probabilité d'un événement redouté, c'est de la prévention ; réduire sa gravité, c'est de la protection.

II. 3. 1 Approche du risque

Les objectifs poursuivis dans la gestion des risques concernent généralement la maîtrise des coûts et des délais, la qualité d'un produit, le gain de rentabilité, de productivité, etc. Il s'agit d'une opération commune à toutes les activités. Comme il a été stipulé précédemment, l'objectif est de réduire le risque à un niveau jugé tolérable ou acceptable. En un mot le processus comprend les phases suivantes [13] :

- Appréciation du risque (analyse et évaluation du risque),
- Acceptation du risque,
- Maîtrise ou réduction du risque

L'enchaînement de ces différentes phases est décrit de manière schématique dans la Figure ci-dessous [13] :

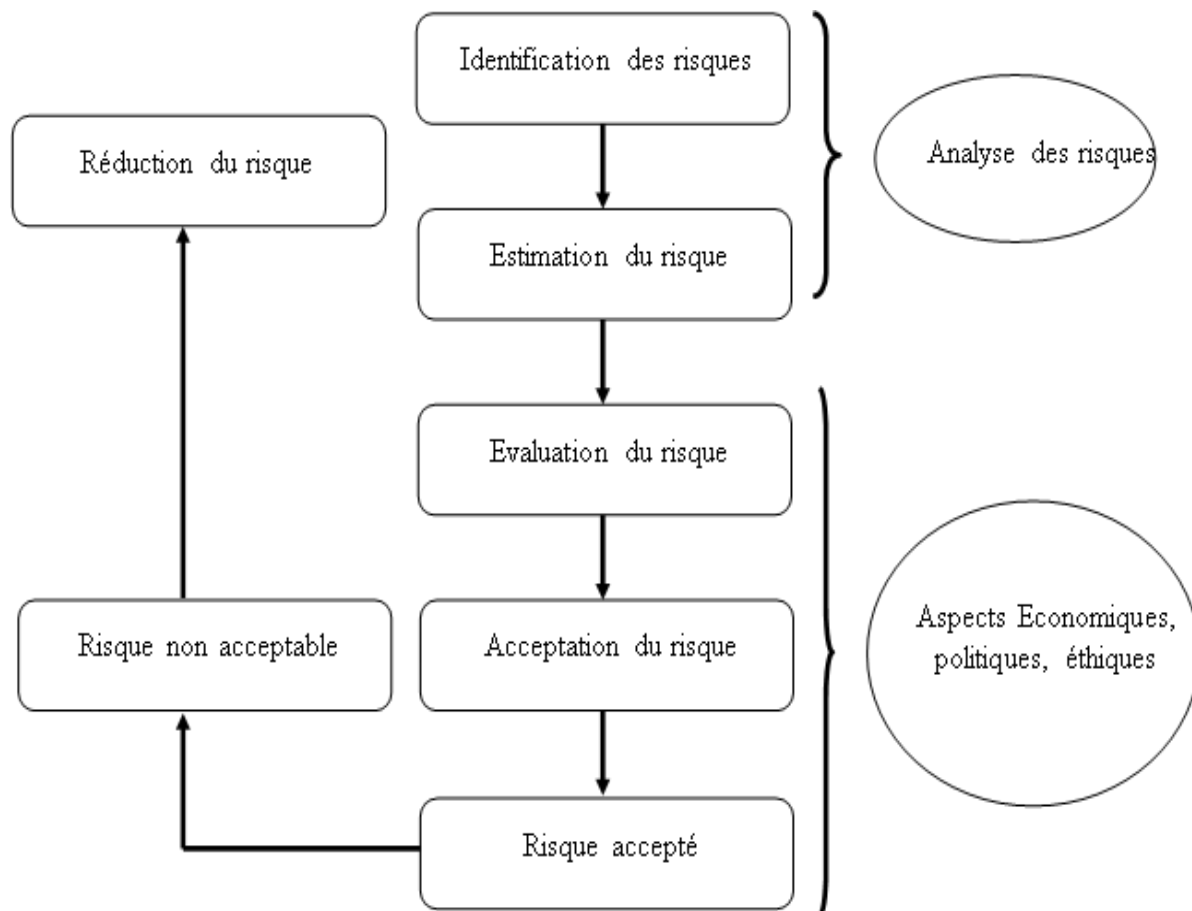


Figure II.1 : Les différentes phases de la gestion du risque.[14]

II. 3. 1. 1 Analyse du risque

L'analyse du risque est définie comme « l'utilisation des informations disponibles pour identifier les phénomènes dangereux et estimer le risque » [15]

L'analyse du risque occupe une place centrale dans le processus de gestion des risques, cette étape sert à définir les systèmes ou l'installation à étudier en recueillant toutes les informations et données nécessaires.[15]

Dans ce volet une description à trois niveaux, structurel, fonctionnel et temporel est indispensable afin de mener une analyse efficace et atteindre les objectifs voulus en matière de maîtrise des risques.[15]

Dans un premier temps les principales sources de danger et les scénarios d'accident doivent être recensés et identifiés. La complexité de certains systèmes étudiés requiert l'utilisation des outils d'analyse aidant à l'identification des dangers.[15]

Ces outils d'analyse permettent aussi d'identifier les différentes barrières de sécurité existantes dans le système étudié. Une fois le danger est identifié, le risque associé doit être évalué, l'estimation peut être qualitative semi quantitative et /ou quantitative en termes de probabilité de son occurrence et de la gravité de ses conséquences sur les personnes, les biens et l'environnement.[15]

II. 3. 1. 2 Evaluation du risque

Après avoir estimé le risque on doit le comparer aux critères d'acceptabilité établis préalablement par l'entreprise / organisation concernée.[15]

Cette évaluation permet de prendre une décision sur l'acceptabilité ou l'inacceptabilité de chaque risque (ISO ,1999), c'est-à dire déterminer s'il convient d'accepter le risque tel qu'il est, ou bien le réduire.[15]

II. 3. 1. 3 Acceptation du risque

L'acceptabilité du risque est faite à partir de ces deux paramètres.[15]

Le niveau du risque quantifié sera positionné dans une matrice d'évaluation et en fonction des critères d'acceptabilité retenus et le risque estimé qu'on juge de l'acceptabilité ou la non acceptabilité du risque (ISO1999) Si le risque est jugé acceptable le processus de gestion sera terminé et le risque jugé sera surveillé.[15]

Dans le cas contraire le processus continue en passant à l'étape de réduction.

II. 3. 1. 4 Réduction du risque

Cette étape consiste à mettre en œuvre les différentes mesures et barrières de prévention et de protection afin de réduire l'intensité du phénomène (réduction potentielle de danger, atténuation des conséquences) et à atténuer la probabilité d'occurrence par la mise en place des barrières visant à prévenir les accidents (kirstcheiger 1999).[15]

Outre les améliorations techniques et de fiabilité d'équipement la prévention passe aussi par une meilleure prise en compte des facteurs de risque liés à l'organisation et aux personnes.[15]

Le choix des actions préventives à engager est effectué en comparant les coûts de leur mise en œuvre avec les coûts des conséquences de risque, en tenant compte de leur probabilité d'apparition. Un suivi régulier de l'évolution des risques est recommandé dans la démarche.[15]

II .4 Les méthodes d'analyse du risque

Nous allons présenter dans cette section un échantillonnage de l'ensemble des méthodes d'analyse de risque.

II. 4. 1 L'analyse préliminaire du risque (APR)

L'analyse préliminaire des risques (APR) est une méthode d'identification et d'évaluation des risques au stade initial de la conception d'un système. À partir de l'ensemble des dangers auxquels le système est susceptible d'être exposé tout au long de sa mission, l'APR a pour objectif : l'identification, l'évaluation, la hiérarchisation et la maîtrise des risques qui en résultent .[16]

II. 4. 1. 1 Principe [17]

L'analyse préliminaire des risques nécessite dans un premier temps d'identifier les éléments dangereux de l'installation. Ces éléments dangereux désignent le plus souvent :

- Des substances ou préparations dangereuses, que ce soit sous forme de matières premières, de produits finis, d'utilités...
- Des équipements dangereux comme par exemple équipements sous pression, équipements de stockage, équipements de zones de réception/ expédition, réacteurs, fournitures d'utilités (chaudière...),
- Des opérations dangereuses associées au procédé.

A partir de ces éléments dangereux, APR vise à identifier, pour un élément dangereux, une ou plusieurs situations, qui, si elles ne sont pas maîtrisées, peuvent conduire à l'exposition des cibles à un plusieurs phénomènes dangereux.

Le groupe de travail doit alors déterminer les causes et les conséquences de chacune des situations de dangers identifiés puis identifier les sécurités existantes sur le système étudié.

Si ces dernières sont jugées insuffisantes vis-à-vis du niveau de risque identifié dans la grille de criticité, des propositions d'amélioration doivent alors être envisagées.

II. 4. 1. 2 Déroulement

L'utilisation d'un tableau de synthèse constitue un support pratique pour mener la réflexion et résumer les résultats de l'analyse.

Tableau II.1 : Exemple de tableau de type APR

Fonction ou système						Date	
1	2	3	4	5	6	7	8
N°	Produit ou équipement	Situation de danger	Causes	conséquences	Sécurités existantes	Proposition d'amélioration	observation

Le groupe de travail peut alors adopter une démarche systématique sous la forme suivante :

- 1- Sélectionner le système ou la fonction sur la base de la description fonctionnelle réalisée ;
- 2- Choisir un équipement ou produit pour ce système ou cette fonction ;
- 3- Considérer une première situation de dangers ;
- 4- Envisager toutes les causes et les conséquences possibles ;
- 5- Pour un enchaînement cause-situation de danger-conséquences donné, identifier alors les barrières de sécurité existantes sur l'installation ;
- 6- Si le risque ainsi estimé est jugé inacceptable, formuler des propositions d'améliorations en colonne 7 ;
- 7- Envisager alors un nouvel enchaînement cause-situation de danger-conséquences pour la même situation de danger et retourner au point 5 ;
- 8- Si tous les enchaînements ont été étudiés, envisager une nouvelle situation de danger pour le même équipement.

II. 4. 1. 3 Limites et avantages

Le principal avantage de l'analyse préliminaire des risques est de permettre un examen relativement rapide des situations dangereuses sur des installations. Par rapport aux autres méthodes présentées ci-après, elle apparaît comme relativement économique en termes de temps passé et ne nécessite pas un niveau de description du système étudié très détaillé.

En revanche, APR ne permet pas de caractériser finement l'enchaînement des événements susceptibles de conduire à un accident majeur pour des systèmes complexes. Comme son nom l'indique, il s'agit à la base d'une méthode préliminaire d'analyse qui permet d'identifier des points critiques devant faire l'objet d'études plus détaillées. Elle permet ainsi de mettre en lumière les équipements ou installations qui peuvent nécessiter une étude plus fine menée grâce à des outils tels qu'HAZOP ou l'analyse par arbre des défaillances.[18]

II. 4. 2 Analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE) et (AMDEC)

II. 4. 2. 1 Historique et domaine d'application

L'Analyse des Modes de Défaillance et de leurs Effets (AMDE) a été employée pour la première fois dans le domaine de l'industrie aéronautique durant les années 1960.

Son utilisation s'est depuis largement répandue à d'autres secteurs d'activités telles que l'industrie chimique, pétrolière ou le nucléaire.

De fait, elle est essentiellement adaptée à l'étude des défaillances de matériaux et d'équipements et peut s'appliquer aussi bien à des systèmes de technologies différentes (systèmes électriques, mécaniques, hydrauliques...) qu'à des systèmes alliant plusieurs techniques.

II. 4. 2. 2 Limites et avantages

L'AMDEC s'avère très efficace lorsqu'elle est mise en œuvre pour l'analyse de défaillances simples d'éléments conduisant à la défaillance globale du système. De par son caractère systématique et sa maille d'étude généralement fine, elle constitue un outil précieux pour l'identification de défaillances potentielles et les moyens d'en limiter les effets ou d'en prévenir l'occurrence.

Comme elle consiste à examiner chaque mode de défaillance, ses causes et ses effets pour les différents états de fonctionnement du système, l'AMDEC permet d'identifier les modes communs de défaillances pouvant affecter le système étudié. Les modes communs de défaillances correspondent à des événements qui de par leur nature ou la dépendance de certains composants, provoquent simultanément des états de panne sur plusieurs composants du système. Les pertes

d'utilités ou des agressions externes majeurs constituent généralement des modes communs de défaillance.

Dans le cas de systèmes particulièrement complexes comptant un grand nombre de composants, l'AMDEC peut être très difficile à mener et particulièrement fastidieuse compte tenu du volume important d'informations à traiter. Cette difficulté est décuplée lorsque le système considéré comporte de nombreux états de fonctionnement.

Par ailleurs, l'AMDEC considère des défaillances simples et peut être utilement complétée, selon les besoins de l'analyse, par des méthodes dédiées à l'étude de défaillances multiples comme l'analyse par arbre des défaillances par exemple.

Tableau II.2 : la méthode AMDEC

activité	Produit de sortie	Défaillances potentielles	Causes	Modes de détection	F	G	D	C	Priorité	Caractéristiques mesurables	Source	Actions préconisées

II. 4. 3 Hazard and Operability Study (HAZOP):

II. 4. 3. 1 Historique et domaine

La méthode HAZOP est un outil formalisé, systémique et semi-empirique utilisé et développé depuis quarante ans pour analyser les risques potentiels associés à l'exploitation d'une installation industrielle.

Inventée en 1965 en Grande-Bretagne par la société ICI (**Imperial chemical industries**), elle était conçue comme une technique et s'adressait particulièrement à la phase d'ingénierie de détail de nouvelles installations chimiques ou pétrochimiques. Elle innovait par rapport aux pratiques des codes de construction et des revues sécurité sur schémas employées à l'époque par les sociétés d'ingénierie, toutes basées sur l'analyse d'évènements passés. Son originalité résidait dans son approche a priori des dangers et des dysfonctionnements d'une installation par l'étude systématique des déviations des paramètres gouvernant le procédé à analyser.

De simple technique, la méthode HAZOP est devenue une pratique d'identification des dangers et des problèmes d'exploitabilité, adoptée par de nombreuses industries « à risques ». Mise en pratique à l'origine en industrie pétrolière et chimique, elle a ainsi été adoptée depuis dans des industries où les dangers sont d'une autre nature : le nucléaire, l'alimentaire et les transports.

II. 4. 3. 2 Principe

La méthode de type HAZOP est utilisée spécifiquement pour l'analyse des risques des systèmes thermo hydrauliques pour lesquels il est nécessaire de contrôler la pression, la température, débit... HAZOP suit des procédures très similaires à celles proposées par l'AMDE.

HAZOP ne considère plus les modes de défaillance, mais la dérive potentielle des principaux paramètres liés au fonctionnement de l'installation. Pour chaque partie construite du système examiné (ligne ou grille), la génération (conceptuelle) des galeries est effectuée systématiquement par conjonction.

Des mots-clés comme "pas", "plus que", "moins que", "trop".

Paramètres liés au système d'étude. Les paramètres fréquemment rencontrés sont la température, la pression, le débit, la concentration, mais aussi le temps ou l'opération à effectuer.

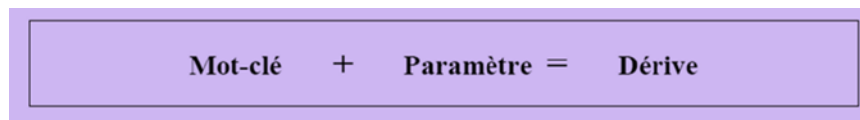


Figure II.2 : dérivation HAZOP

II. 4. 3. 3 Déroulement [18]

Il convient pour mener l'analyse de suivre les étapes suivantes :

- 1- Dans un premier temps, choisir une ligne ou de la maille. Elle englobe généralement un équipement et ses connexions, l'ensemble réalisant une fonction dans le procédé identifiée au cours de la description fonctionnelle ;
- 2- Choisir un paramètre de fonctionnement ;
- 3- Retenir un mot-clé et étudier dérive associée ;
- 4- Vérifier que la dérive est crédible. Si oui, passer au point 5, sinon revenir au point 3 ;
- 5- Identifier les causes et les conséquences potentielles de cette dérive ;
- 6- Examiner les moyens visant à détecter cette dérive ainsi que ceux prévus pour en prévenir l'occurrence ou en limiter les effets ;
- 7- Proposer, le cas échéant, des recommandations et améliorations ;
- 8- Retenir un nouveau mot-clé pour le même paramètre et reprendre l'analyse au point 3 ;
- 9- Lorsque tous les mots clés ont été considérés, retenir un nouveau paramètre et reprendre l'analyse au point 2 ;

10- Lorsque toutes les phases de fonctionnement ont été envisagées, retenir une nouvelle ligne et reprendre l'analyse au point 1.

Tableau II.3: tableau HAZOP.[18]

Titre de l'étude HAZOP			Tableau N° :		Révision N° :	
Zone : Nœud :			Date :			
P&ID :		Révision :		Equipement :		
Paramètre :			Design :			
Déviations		Causes	conséquences	Barrières	Cotation	Recommandations
Paramètres	Mots clés					

II. 4. 3. 4 Limite et avantages

HAZOP est une technique compréhensive, identifie les causes, considère les conséquences, inclus les gardes de sécurité, considère les procédures opératoires, couvre les erreurs humaines, les résultats sont enregistrés, c'est une technique créative, complète-elle identifie tous les dangers relatifs au process, elle est rigoureuse et enfin structurée. En revanche, HAZOP permet difficilement d'analyser les événements résultant de la combinaison simultanée de plusieurs défaillances. Par ailleurs, il est parfois difficile d'affecter un mot clé à une portion bien délimitée du système à étudier. La technique demande beaucoup de temps, étudie énormément de défaillance de faibles conséquences, se focalise sur une unique déviation, n'est pas quantitative, peu de membres de l'équipe dominant le sujet.[18]

II. 4. 4 Arbre de défaillance (AdD) [17]

L'analyse par arbre des défaillances fut historiquement la première méthode mise au point en vue de procéder à un examen systématique des risques. Elle été élaboré au début des années 1960 par la compagnie américaine Bell Téléphone et fut expérimentée pour l'évaluation des systèmes de tir de missiles.

Elle est également utilisée pour analyser a posteriori les causes d'accidents qui se sont produits. Dans ces cas, l'événement redouté final est généralement connu car observé. On parle alors d'analyse par arbre des causes, l'objectif principal étant de déterminer les causes réelles qui ont à l'accident.

II. 4. 4. 1 Principe [17]

L'analyse par arbre de défaillance est une méthode de type déductif. L'analyse des défaillances est une approche de haut en bas, commençant avec un événement indésirable (l'accident) appelé TOP EVENT et déterminant ensuite toutes les voies qui peuvent conduire à son avènement. En effet, il s'agit à partir d'un événement redouté défini a priori, de déterminer les enchaînements ou combinaisons d'événement pouvant finalement conduire à cet événement. Cette analyse permet de remonter de cause en cause jusqu'aux évènements de base susceptible d'être à l'origine de l'événement redouté. L'arbre de défaillance est utilisé pour produire la combinaison minimale des événements de base indépendants qui, s'ils arrivent ou existent en même temps, causeront l'avènement du TOP EVENT qui est indésirable. Les liens entre les différents événements identifiés sont réalisés grâce à des portes logiques (de type « ET » et « OU » par exemple). L'analyse par arbre des défaillances d'un événement redouté peut se décomposer en trois étapes successives :

- Définition de l'événement redouté étudié ;
- Elaboration de l'arbre ;
- Exploitation de l'arbre.

De manière classique, les événements considérés peuvent concerner le rejet à l'atmosphère des produits toxiques ou inflammables, le risque d'incendie, d'explosion...

II. 4. 4. 2 Élaboration de l'arbre

La construction de l'arbre des défaillances vise à déterminer les enchaînements d'évènements pouvant conduire à l'événement final retenu. Cette analyse se termine lorsque toutes les causes potentielles correspondent à des évènements élémentaires.[19]

Le développement d'un arbre de défaillances dans la figure qui suit :

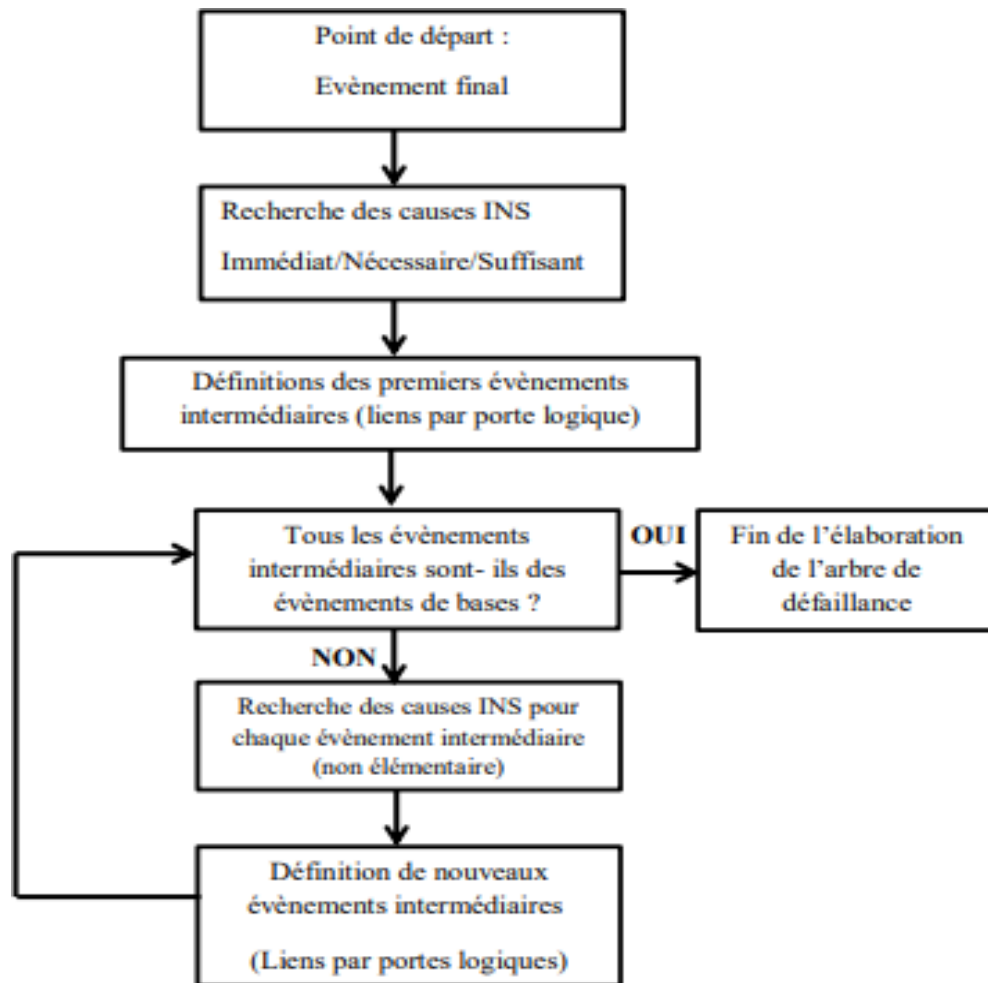


Figure II.3 : Démarche pour l'élaboration d'un arbre de défaillance

La recherche systématique des causes immédiates, nécessaires et suffisantes est donc à la base de la construction de l'arbre. Il s'agit probablement de l'étape la plus délicate et il est souvent utile de procéder à cette construction au sein d'un groupe de travail pluridisciplinaire. De plus la mise en œuvre préalable d'autres méthodes d'analyse des risques de type inductif facilite grandement la recherche des défaillances pour l'élaboration de l'arbre, en particulier en cas de système complexe.[18]

Afin de sélectionner les événements intermédiaires il est indispensable de procéder pas à pas en prenant garde à bien identifier les causes directes et immédiates de l'évènement considéré et se poser la question de savoir si ces causes sont bien nécessaires et suffisantes faute de quoi l'arbre obtenu pourra être partiellement incomplet voire erroné.[18]

II. 4. 4. 3 Limite et avantages [20]

Le principal avantage de cette méthode est de pouvoir visualiser l'ensemble des combinaisons d'événements élémentaires conduisant à une défaillance, c'est-à-dire qu'elle permet d'avoir une vision globale et logique du fonctionnement et des dysfonctionnements d'un système.

La connaissance des coupes minimales permet d'identifier, en phase de conception, les composants d'un système à améliorer pour qu'un événement ne se produise pas ; fiabiliser ces systèmes revient donc à essayer de supprimer les coupes minimales.

Les principales limites de cette méthode sont les suivantes :

- Les événements intermédiaires doivent être indépendants les uns des autres pour que le calcul des probabilités d'occurrence soit correct,
- L'arbre des défaillances ne rend pas compte de l'aspect temporel des scénarios d'événements conduisant à la défaillance,
- Cette méthode est binaire, un événement peut soit se produire, soit ne pas se produire.

II. 4. 5 Arbre des évènements (AdE)

L'analyse par arbre d'événements a été développée au début des années 1970 pour l'évaluation du risque lié aux centrales nucléaires à eau légère.

Elle apporte une aide précieuse pour traiter des systèmes comportant de nombreux dispositifs de sécurité et de leurs interactions. A l'instar de l'analyse par arbre des défaillances dont elle s'inspire, elle permet d'estimer les probabilités d'occurrence de séquences accidentelles.[21]

II. 4. 5. 1 Domaines d'utilisation

Cette méthode est utilisée dans le domaine du nucléaire, son utilisation s'est étendue à d'autres secteurs d'activité.

Sa complexité proche de celle de l'analyse par arbre des défaillances, cette méthode s'applique préférentiellement sur des sous-systèmes bien déterminés. Elle apporte une aide précieuse pour traiter des systèmes comportant de nombreux dispositifs de sécurité et de leurs interactions. A l'instar de l'analyse par arbre des défaillances dont elle s'inspire, elle permet d'estimer les probabilités d'occurrence de séquences accidentelles.

Cette méthode est particulièrement utilisée dans le domaine de l'analyse après accidents en vue d'expliquer les conséquences observées résultant d'une défaillance du système.

Évènement initiateur	Mission du système 1	Mission du système 2	Séquences
----------------------	----------------------	----------------------	-----------

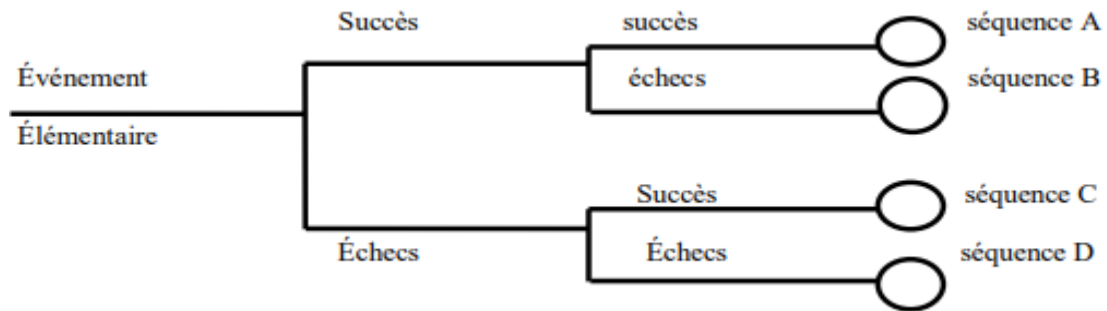


Figure II.4 : principe d'un arbre d'évènement

II. 4. 5. 2 Limites et avantages

L'analyse de l'arbre des événements est une méthode qui commence par un événement initial et examine la séquence d'événements qui peuvent ou non conduire à un accident potentiel. Il est donc particulièrement utile pour étudier l'architecture des moyens de sécurité existants ou envisageables (prévention, protection, intervention) sur un site. Par conséquent, il peut être utilisé pour l'analyse post-mortem. Cette approche peut rapidement devenir difficile à mettre en œuvre.

Par conséquent, les événements initiateurs qui feront l'objet de cette analyse doivent être soigneusement définis.

II. 4. 6 Nœud Papillon

II. 4. 6. 1 Historique et domaine d'application

Le « Nœud Papillon » est une approche de type arborescente largement utilisée dans les pays européens comme les Pays-Bas qui possèdent une approche probabiliste de la gestion des risques.

Le Nœud Papillon est utilisé dans différents secteurs industriels par des entreprises comme SHELL qui a été à l'origine du développement de ce type d'outils.

II. 4. 6. 2 Principe

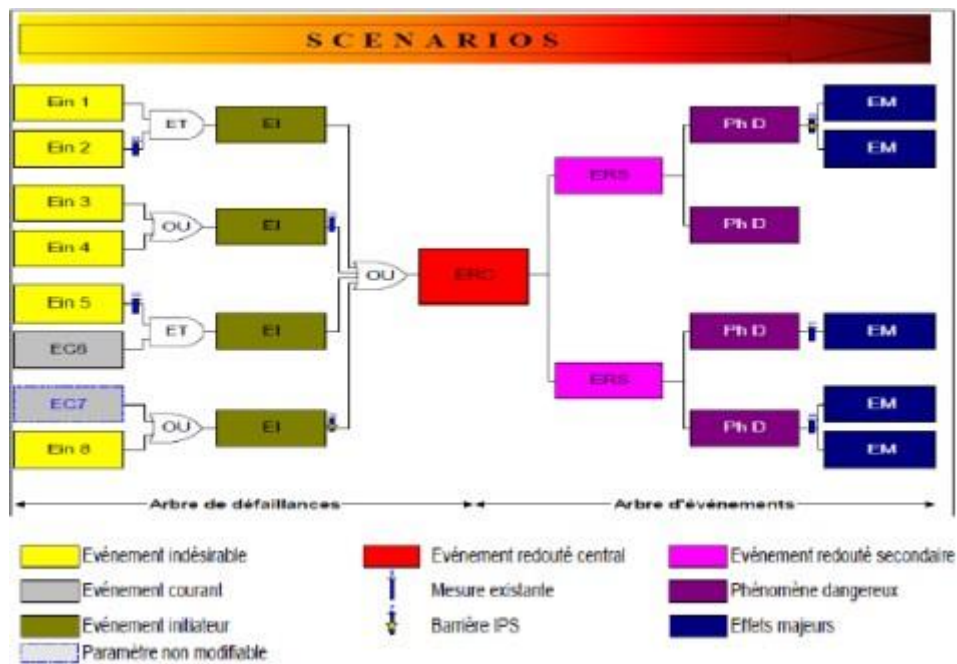


Figure II.5 : Construction graphique d'un nœud papillon

Le point central du nœud papillon, appelle ici évènement redouté central, désigne généralement une perte de confinement ou une perte d'un regretté physique (décomposition) la partie gauche du nœud papillon s'apparente alors à arbre des défaillances (arbre des causes)

S'attachant à identifier les causes de cette perte de confinement. La partie droite de nœud papillon s'attache quant à elle a déterminé les conséquences de cet évènement redouté centrales tout comme le ferait un d'évènement sur ce schéma, les barrières de sécurité sont représentées sous la forme de barres verticales pour symboliser le fait qu'elles s'opposent au développement d'un scénario d'accident.

De fait dans cette représentation chaque chemin conduisons d'une défaillance d'origine (évènement indésirable ou courant) jusqu'à l'apparition de dommage au niveau des cibles (effets majeurs) désignent une sécurité d'accident particulier pour un même évènement redouté central

Cet outil permet d'apporter une démonstration renforcée de la bonne maîtrise des risques en présentation clairement l'action de barrières de sécurité sur le déroulement d'un accident.

II. 4. 6. 3 Limites et avantages [18]

Le nœud papillon une visualisation concrète des scénarios d'accident qui pourrait survenir en parant des causes initiales de l'accident jusqu'aux conséquences au niveau des cibles identifiées.

De ce fait, cet outil clairement en valeur l'action des barrières de sécurité s'opposant à ces scénarios d'accidents et permet d'apporter une démonstration renforcée de la maîtrise des risques.

En revanche, c'est un outil dont la mise en place peut être particulièrement coûteuse en temps. Par conséquent, son utilisation doit être décidée par rapport aux cas où un tel niveau de détail peut être efficacement démontré.

II .5 Les barrières de sécurité

II. 5. 1 Définition d'une Barrière de sécurité

Le terme barrière de sécurité définit la fonction ou l'objet capable d'éliminer ou de diminuer l'évolution d'un scénario d'accident non souhaitable. Les barrières de sécurité sont des moyens physiques et/ou non-physiques planifiées pour prévenir, contrôler ou réduire les événements indésirables ou les accidents. Ces barrières peuvent être des moyens techniques ou des actions humaines, nécessaires et suffisantes pour assurer une bonne réduction du risque.[22]

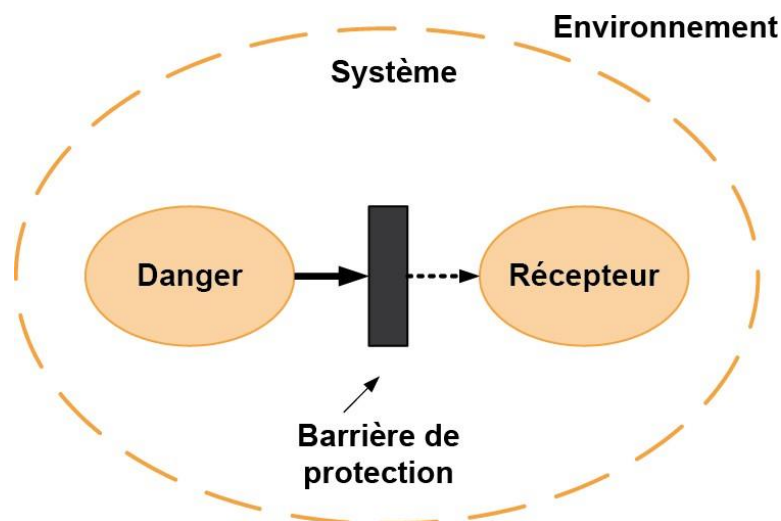


Figure II.6 : Modèle : danger, barrière de protection, récepteur

II. 5. 2 Classification des barrières de sécurité

Les barrières de sécurité peuvent être classifiées en fonction de plusieurs dimensions, par exemple en tant que barrières techniques, ou humains/organisationnelles. [22] Une manière recommandée de classer les barrières selon l'INERIS est montrée sur la figure 2

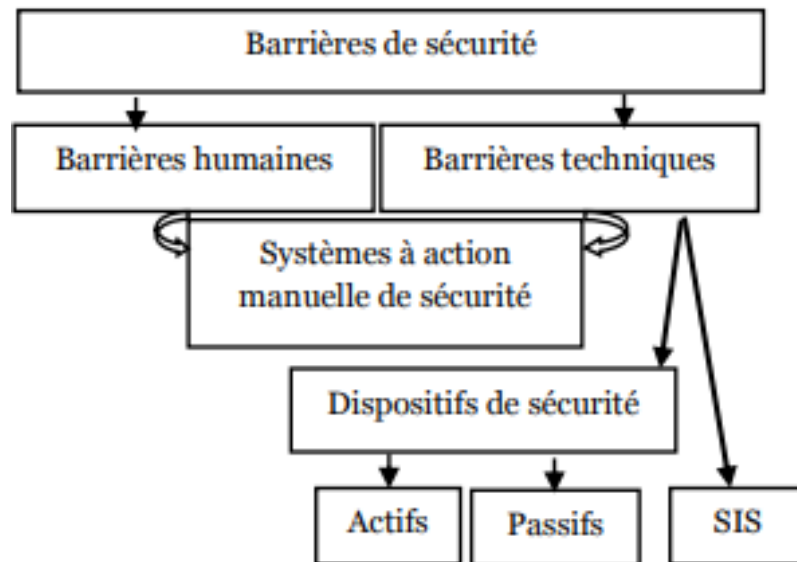


Figure II.7 : Classification des systèmes de sécurité selon l'INERIS

II. 5. 3 Types de barrières de sécurité

II. 5. 3. 1 Barrières techniques de sécurité (BTS)

Les barrières techniques de sécurité sont représentées par l'ensemble d'éléments techniques nécessaires et suffisants pour assurer une fonction de sécurité. Ces barrières constituées d'un dispositif de sécurité ou d'un système instrumenté de sécurité qui s'oppose à l'enchaînement d'évènements susceptibles d'aboutir à un accident. Parmi ces barrières, en distingué:[22]

II. 5. 3. 1. 1 Les dispositifs de sécurité

Il s'agit d'éléments uniques dont le but est d'assurer une fonction de sécurité sans nécessiter d'apport d'énergie extérieur au système auquel ils appartiennent. Ces appareils peuvent être divisés en deux catégories :[22]

- **Dispositif passif** : Dispositif qui n'implique aucun système mécanique pour réaliser sa fonction (réservoir, disque de rupture, etc.).[17]
- **Dispositif actif** : dispositif non passif (soupape de sécurité, soupape de décharge, etc.).[17]

II. 5. 3. 1. 2 Les Systèmes Instrumentés de Sécurité (S.I.S.)

Il désigne un ensemble de capteurs, d'unités de traitement et d'éléments terminaux destinés à mettre en œuvre des fonctions ou sous-fonctions de sécurité (chaînes de mesure de pression à laquelle est asservie des vannes ou des contacteurs de puissance, etc.). Un SIS à besoin d'une source d'alimentation externe pour alimenter ses composants et remplir ses fonctions.[17]

II. 5. 3. 2 Les barrières organisationnelles de sécurité

Se compose d'activités humaines (opérations) qui n'impliquent pas de barrières techniques de sécurité pour prévenir les accidents.[17]

II. 5. 3. 3 Système à action manuelle de sécurité (SAMS)

Il existe des barrières de sécurité qui combinent des barrières de sécurité techniques et organisationnelles. Ces barrières sont connues sous le nom de systèmes d'action manuelle de sécurité (SAMS).

Ces mesures visent à s'assurer que les employés sont conscients des dangers et formés pour agir de manière sûre et appropriée (bouton d'arrêt d'urgence enfoncé, alarme de faible débit suivie d'une fermeture manuelle du dispositif de sécurité...).[18]

II .6 Conclusion

En conclusion, les méthodologies d'analyse de risque présentées dans ce chapitre offrent des outils et des approches utiles pour évaluer et gérer les risques dans divers contextes. Chacune de ces méthodologies a ses avantages et ses limites, il n'existe pas de bonne ou de mauvaise méthode d'analyse des risques c'est pour ça le choix de la méthode la plus appropriée dépendra du contexte, des objectifs et des contraintes spécifiques de chaque situation.

Chapitre III :

Description de l'installation splitter I

III. 1 Introduction

En raison de la demande croissante de produits de l'industrie pétrochimique, le naphta doit contenir une forte proportion de composants qui se transforment facilement en aromatiques par des réactions chimiques, appelées précurseurs. Le TOPPING est une unité de la raffinerie de Skikda où un distillat moyen appelé naphta moyen lourd est extrait du bas de la colonne 10C-63. Un mauvais fractionnement par le Splitter est la principale cause de cette mauvaise qualité de coupe.

III. 2 Description générale de l'installation Splitter I

La colonne Splitter-I a 36 plateaux et l'alimentation entre par le 23e plateau. Le re bouillage est assuré par de l'huile chaude dans un rebouilleur à thermosiphon. Le produit de tête quitte la bouteille de reflux après avoir été condensé dans le condenseur. La partie liquide condensée est renvoyée dans la colonne et le reste est pompé vers le stockage en tant que produit distillat liquide naphta A. Le produit de fond du séparateur-I (c'est-à-dire le naphta B+C) est pompé vers le séparateur II et Coupe C6 splitter. La colonne de coupe C6 Splitter est utilisée pour séparer les composants C6 (principalement les paraffines C6) du naphta B + C.

Une partie du produit de fond du Splitter-I est envoyée à la nouvelle colonne Splitter-II pour reformer la séparation du naphta B du naphta C.

Le schéma simplifié de l'installation Splitter I la figure III.1

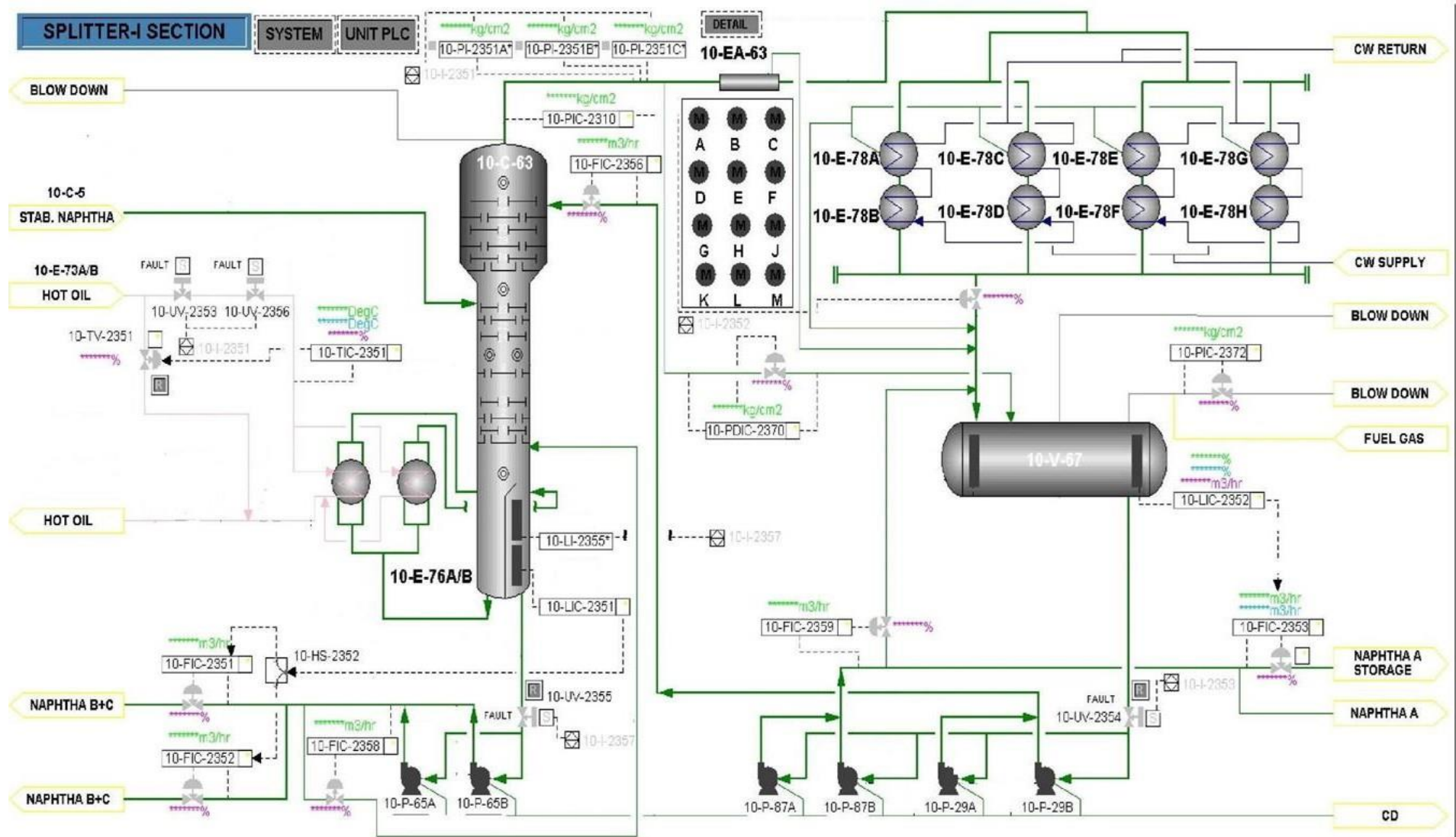


Figure III.1 : Le schéma simplifié de l'installation Splitter I [8]

III. 3 Section du Fractionnement de Naphta [23]

Le fractionnement a été conçu considérant que cette section est alimentée par le naphtha stabilisé, de CDU :

Les Intervalles de Distillation

- | | | |
|-------------------------|---|-------------|
| ➤ 5 % (Fond) | } | Splitter I |
| ➤ 95 % Naphtha A (Tête) | | |
| ➤ 5 % Naphtha C (Fond) | } | Splitter II |
| ➤ 95 % Naphtha B (Tête) | | |

III. 4 Splitter-I (10-C-63) [23]

Le NAPHTHA stabilisé de fond de la colonne de stabilisateur est alimenté à la colonne de Splitteur (10-C-63) en cascade de contrôle de débit/niveau. La colonne se compose de 36 plateaux, fonctionne dans une temp et press 57 °C et 1.0 kg/cm² g. L'essence chargé entre dans la colonne sur 23e plateau avec le débit contrôlé en cascade avec le contrôleur de niveau qui maintient le niveau constant sur le fond de colonne 10-C-5 et 10-C-62.

La vapeur en tête de la colonne, à la température indiquée par 10-TI-2308, est condensée dans le refroidisseur à du Condenseur du Produit de Splitter-I 10-EA-63A~F et au côté calandre du Condenseur de Réglage de la Tête de Splitter-I (10-E-78 A~H). La vapeur en tête est condensée par ces échangeurs à la température de 40°C. La température en amont et en aval de 10-E-78 A~H est mesurée par 10-TI-2352 et 10-TI-2311

La pression de Splitter-I est contrôlée par le niveau de liquide de condenseur par le contrôle de pression 10-PIC-2310 via la vanne de contrôle 10-PV-2310 à la sortie de condensat de 10-E-78 A~H.

La tête de colonne a été fourni avec la vanne de sécurité 10-PSV-2351 A~E à la pression de démarrage de 3.5kg/cm² g.

Le liquide condensé en tête est collecté dans le Ballon de Reflux de Splitter-I (10-V-67). Le liquide accumulé dans le ballon de reflux est aspiré par la Pompe de Reflux de Splitter-I (10-P-29 A/B) et envoyé comme reflux à la tête de colonne (sur 36e plateau) avec le débit contrôlé par 10-FIC-2356. Une vanne à décharge de la pression en excès(10-PV-2372), sous contrôle de 10-PIC-2372 ont été fourni pour dégager l'excès de la coupe légère au Blow down. Le ballon de reflux a été fourni avec la vanne de sécurité 10-PSV-2354 pour dégager la surpression.

Le NAPHTA A de liquide distillé (Condensat en tête) est envoyé au stockage par la Pompe du Produit en Tête de Splitter-I (10-P-87 A/B) sous le contrôle de débit 10-FIC-2353 et le contrôle de niveau 10-LIC-2352 en cascade.

Dans le schéma antérieur, (Avant Réhabilitation), une partie de Naphta A est pris au DéisOuvrirtaniseur (10- C-7), mais dans le schéma actuel, le DéisOuvrirtaniseur (10-C-7) n'est pas utilisé. Toutefois, à la demande du client, la connexion pour cette partie est gardée.

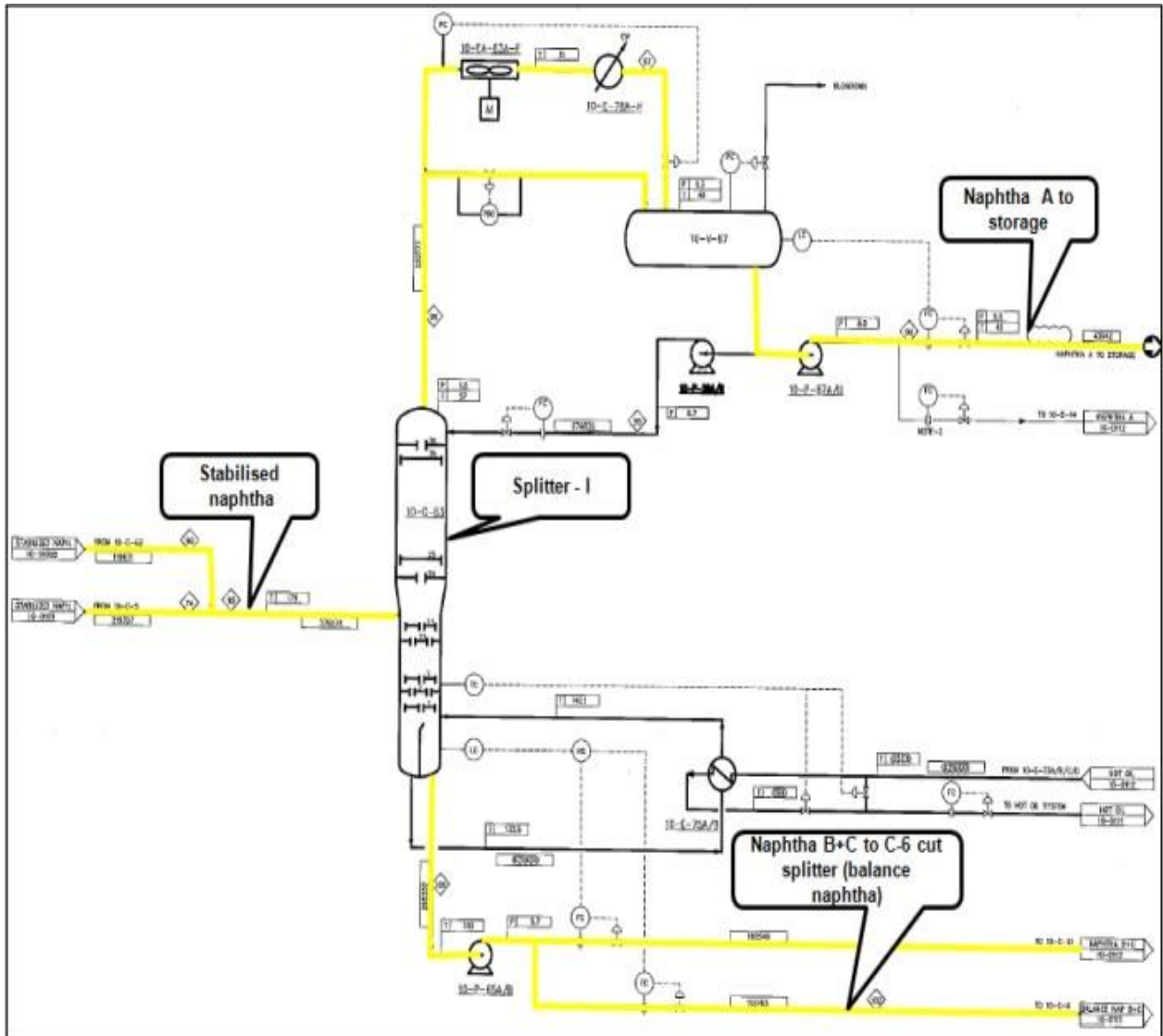


Figure III.2 : Section de Splitter-I [23]

Le produit de fond de colonne est chauffé dans l'échangeur de côté calandre du Rebouilleur de Splitter-I (10-E-75A/B) par l'Huile chaude. La température de la sortie de Rebouilleur est contrôlée par la régulation de débit de l'huile chaude par le rebouilleur via le contrôleur de température 10-TIC-2351 qui agit par la détection de la température de 3e plateau de colonne.

L'Essence provenant de la calandre de l'échangeur 10-E-75 A/B revient à la colonne sous le 1e plateau. Le fond de splitter (NAPHTHA B+C), aspiré par les pompes de fond de Splitter-I 10-P65A/B à la température indiquée par 10-TI-2306, est partiellement envoyé au Splitter-II (10-C-61) et le reste au Splitter de Coupe C6 (10-C-6). Le débit aux Splitter II & Splitter de Coupe C6 est contrôlé par le contrôle de cascade de 10-LIC-2355 (contrôle de niveau de fond de Splitter-I)

avec 10-FIC-2351 & 10-FIC-2352 via la vanne de contrôle de débit 10-FV-2351 et 10-FV-2352 situé dans les lignes d'alimentation pertinentes aux colonnes.

III. 4. 1 Système de sécurité de l'installation Splitter I

La sécurité est l'aspect le plus important de toute installation et prime sur le coût total de l'installation. Le Splitter I est conçu de manière à ce que le système de sécurité assure la sécurité de l'installateur et de l'équipage, juste au cas où. Différents systèmes de sauvegarde sont fournis pour répondre aux exigences de sécurité.

Le tableau ci-dessous liste les différents systèmes de sécurité :

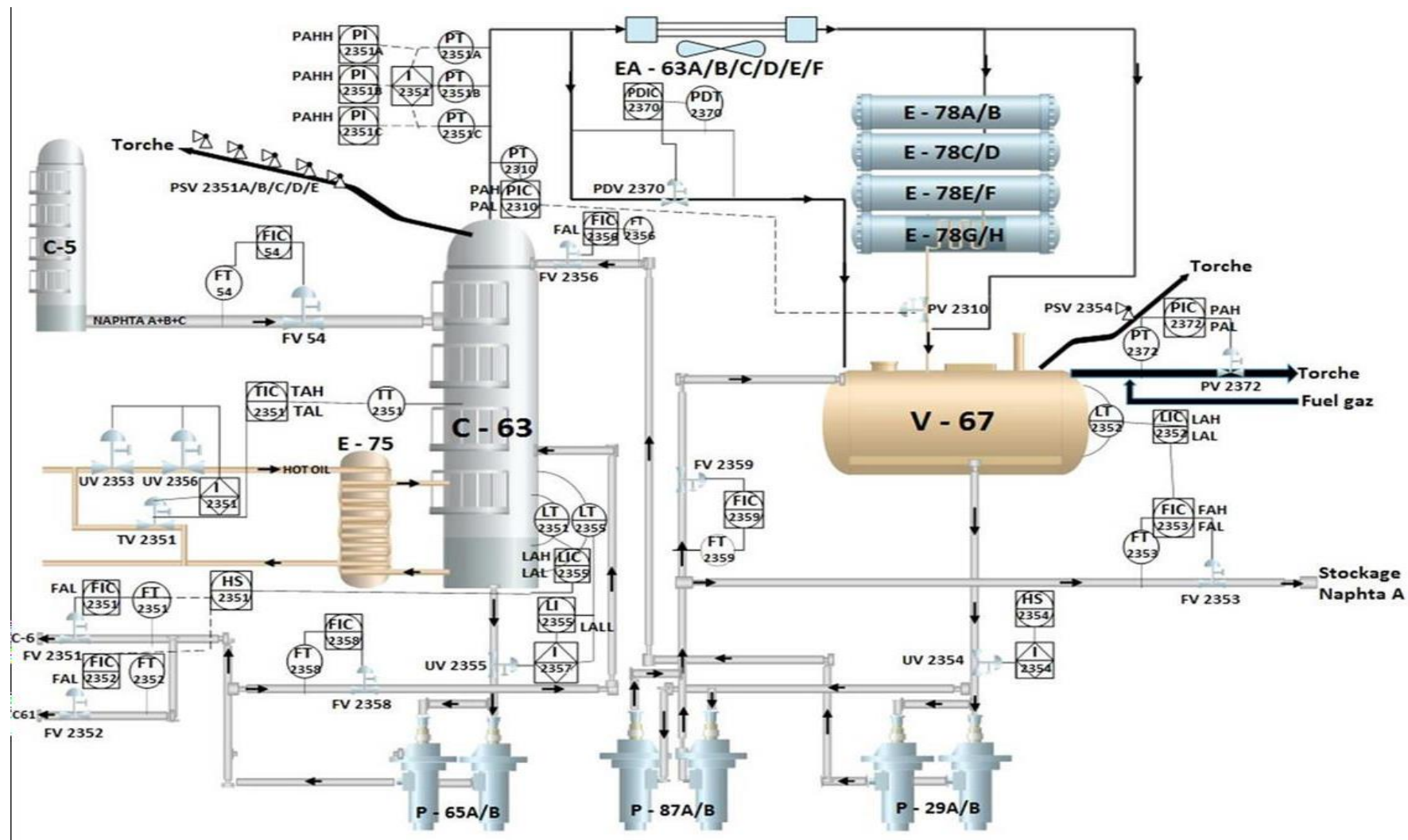
Tableau III.1 : Les différents systèmes de sécurité protègent l'installation Splitter I

Systèmes de sécurité	N. de Repère	Emplacement	Description
Dispositifs de Sécurité / Détente de Pression	10-PSV-2351A~E	Colonne 10-C-63 Tête	Pression de démarrage 3.5 kg/cm2g
	10-PSV-2354	Ballon 10-V-67	Contre la surpression Résultant des Perturbations possibles de l'installation
	10-PDIC-2370	Colonne 10-C-63 Tête	Réglage de différence de Pression entre la colonne Et le ballon
	10-PIC-2310		Pression de démarrage 3.5 kg/cm2g Contrôle de pression de La colonne
Blocs	10-I-2351	Ligne débit de Hot Où entrant	Activé par : Alarmes de pression PAHH-2351 A/B/C 2003 logique de vote Action sur : Fermer 10-UV-2353 Fermer 10-UV-2356 Ouvrir 10-TV-2351

	10-I-2354	Ligne de débit Naphta A sortant du Ballon V67	Activé par : HS 2354 Action sur : Fermer 10-UV-2354
	10-I-2357	Ligne de débit Naphta B C sortant Du colonne 63	Activé par : Alarme de niveau LALL-2355 Action sur : Fermer 10-UV-2355
Alarmes	10-TAH-2351	10-TIC-2351	Température 142.3 C
	10-TAL-2351		Température 132.3 C
	10-PAHH-2351	10-I-2351	Pression 3.35 kg/cm2g
	10-PAH-2310	10-PIC-2310	Pression 1.1 kg/cm2g
	10-PAL-2310		Pression 0.9 kg/cm2g
	10-PAH-2372	10-PIC-2372	Pression 0.35 kg/cm2g
	10-PAL-2372		Pression 0.25 kg/cm2g
	10-LALL-2355	10-LI-2355	Niveau 300 mm
	10-LAH-2355	10-LIC-2355	Niveau 1110 mm
	10-LAL-2355		Niveau 390 mm
	10-LAH-2352	10-LIC-2352	Niveau 1840 mm
	10-LAL-2352		Niveau 750 mm
	10-FAH-2353	10-FIC-2353	Débit 79 m3/hr
	10-FAL-2353		Débit 54 m3/hr
	10-FAL-2351	10-FIC-2351	Débit 217 m3/hr
	10-FAL-2352	10-FIC-2352	Débit 134 m3/hr
10-FAL-2356	10-FIC-2356	Débit 340 m3/hr	

III. 4. 2 Présentation de la colonne 10-C-63

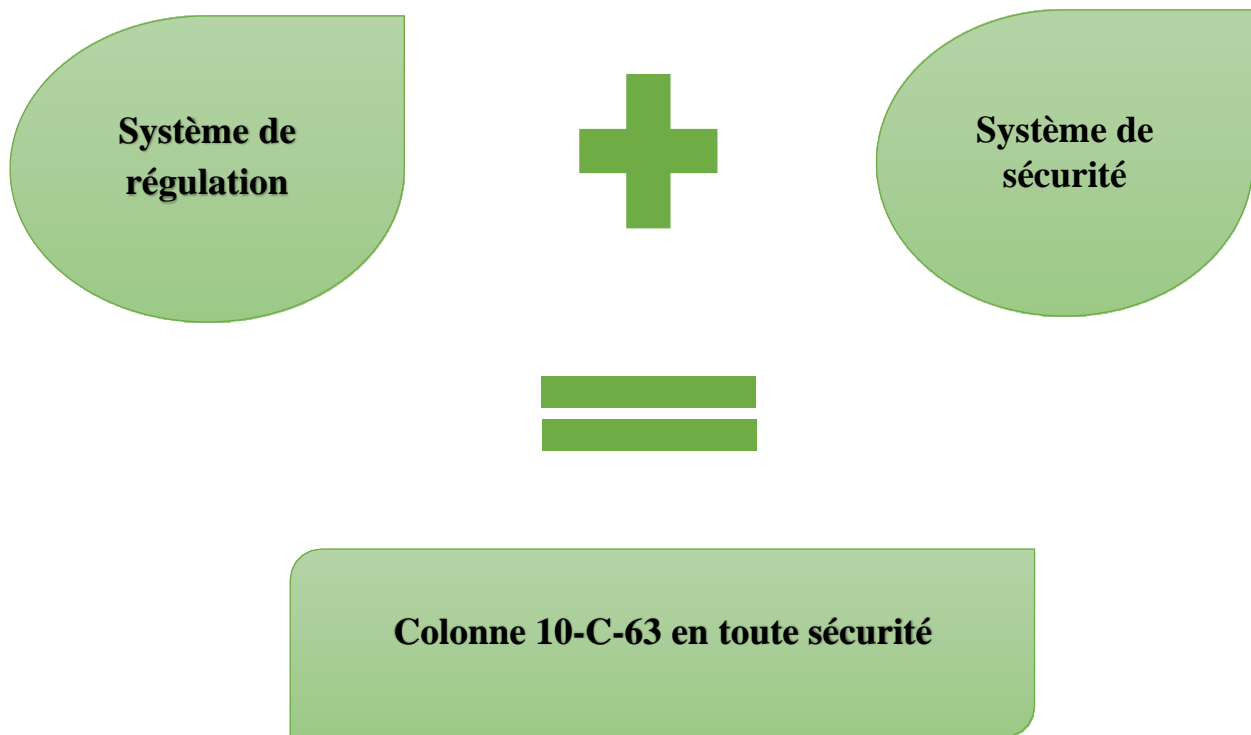
La colonne 10-C-63 se compose de 36 plateaux et fonctionne à une température de 57°C et une pression de 1,0 kg/cm2g. Il fonctionne avec un flux constant d'essence. L'essence chargée arrive sur le 24e plateau.[23]



Figures III.3 : Le schéma simplifié de la colonne C63 crée par logiciel Edraw [24]

III. 5 Décomposition fonctionnelle de la colonne 10-C-63

Afin d'assurer le fonctionnement normal de processus de la colonne 10-C-63 en toute sécurité, elle est équipée de plusieurs systèmes de régulation et de sécurité.



Figures III.4 : Les composants fonctionnels de la colonne C63

III. 5. 1 Systèmes de régulation de la colonne 10-C-63[23]

Dans la colonne 10-C-63, tous les paramètres pour au moins un transmetteur, un contrôleur et une vanne ou un actionneur pour chaque système de régulation et de contrôle.

- Transmetteur (P/T/F/LT)
- Contrôleur (P/T/L/FIC)
- Vanne (P/T/FV)

Dans des conditions de fonctionnement normales de la colonne 10-C-63, divers systèmes de contrôle sont illustrés dans la figure ci-dessous :

BPCS : Système de régulation de température 2351			BPCS : Système de régulation de niveau 2355		
TT 2351 Mesure de température vers DCS	TIC 2310 Contrôle de TV 2351	TV 2351 Isolation ou évacuation d'excès de débit de hot oil	LT 2351 Mesure de niveau vers DCS	LIC 2355/FIC 2351/FIC 2352 Contrôle de FV 2351 et 2352	FV 2351 et 2352 Isolation ou évacuation d'excès de débit sortant naphta BC
BPCS : Système de régulation de débit 54			BPCS : Système de régulation de débit 2351 et 2352		
FT 54 Mesure de débit vers DCS	FIC 54 Control de PV 54	FV 54 Isolation ou évacuation d'excès de débit entrant naphta ABC	FT 2351 et 2352 Mesure de débit vers DCS	FIC 2351 et 2352 Contrôle de FV 2351 et 2352	FV 2351 et 2352 Isolation ou évacuation d'excès de débit sortant naphta BC
BPCS : Système de régulation de débit 2356			BPCS : Système de régulation de débit 2358		
FT 2356 Mesure de débit vers DCS	FIC 2356 Control de FV 2356	FV 2356 Isolation ou évacuation d'excès de pression	PT 2310 Mesure de pression vers DCS	PIC 2310 Control de PV 2310	PV 2310 Isolation ou évacuation d'excès de débit entrant de reflux

BPCS : Système de régulation de pression 2310			BCPS : Système de régulation de différence pression 2370		
PT 2310 Mesure de pression vers DCS	PIC 2310 Control de PV 2310	PV 2310 Isolation ou évacuation d'excès de pression	PDT 2370 Mesure de pression vers DCS	PDIC 2370 Control de PV 2370	PDV 2370 Isolation ou évacuation d'excès de pression
Soupapes de sécurité de la colonne 10-C-63					
PSV 2351A/B/C/D/E Dégagement de l'excès de pression					

Figures III.5 : Les systèmes de régulation et contrôle de la colonne C63

III. 5. 2 Systèmes de sécurité de la colonne 10-C-63

S'il y a une perturbation ou une anomalie dans le processus ou le système de la colonne, les blocs seront activés automatiquement pour protéger l'équipement/l'unité. La figure suivante montre les différents systèmes de sécurité :[23]

Tableau III.2 : les systèmes de sécurité de la colonne 10-C-63

N. interlock	Activé par	Action sur	Indicateur	Transmetteur
10-I-2351	L'alarme PAHH-2351 A/B/C (fait l'alerte en cas de haute pression)	Fermer 10-UV-2353 Fermer 10-UV-2356 (vanne TOR entièrement fermée ou isolement de l'arrivée de débit entrant de HOT OIL) Ouvrir 10-TV-2351 (Ouvrir complètement ou évacuer l'arrivée de débit entrant de HOT OIL)	PI 2351 A/B/C (permet de vérifier la pression)	PT 2351 A/B/C (Permet de transmettre la mesure de pression vers DCS)
10-I-2357	L'alarme LALL 2355 (Fait l'alerte en cas de haut niveau dans la colonne)	Fermer 10-UV-2355 (Vanne TOR entièrement fermée ou isolement de l'arrivée de débit sortant NAPHTA B+C) Arrêter 10-P-65 A/B	LI 2355 (Permet de vérifier le niveau dans la colonne)	LT 2355 (transmettre la mesure de niveau vers DCS)

DCS : l'interlock lui-même affiche la pression lorsque la consigne lui arrive par l'indicateur.

III. 5. 3 Les différentes alarmes de la colonne

Le fonctionnement de l'unité sera toujours sûr si des mesures suffisantes sont prises avant que l'opération ne devienne incontrôlable. Pour se conformer à diverses exigences, des alarmes sont fournies dans l'unité. En suivant l'alarme, des mesures suffisantes peuvent être prises et le fonctionnement de l'équipement sera toujours sous contrôle. Une liste des différentes alarmes et leurs points de consigne dans l'unité est fournie ci-dessous :[23]

Tableau III.3 : différentes alarmes de la colonne 10-C-63

Alarmes		Descriptions	Cas d'alerte
Alarmes sur les systèmes de régulation de pression	10-PIC-2310	10-PAH-2310	Haute pression
		10-PAL-2310	Basse pression
Alarmes sur les systèmes de régulation de température	10-TIC-2351	10-TAH-2351	Haute température
		10-TAL-2351	Basse température
Alarmes sur les systèmes de régulation de débit	10-FIC-2356	10-FAL-2356	Bas débit
	10-FIC-2351	10-FAL-2351	Bas débit
	10-FIC-2352	10-FAL-2352	Bas débit
	10-FIC-54	10-FAL-54	Bas débit
		10-FAH-54	Haut débit
Alarmes sur les systèmes de régulation de niveau	10-LIC-2355	10-FAL-2355	Bas niveau
		10-FAH-2355	Haut niveau
Hand switch (HS) Lié avec 10-LIC-2355	10-HS-2351	Alarme manuelle	

III. 6 Conclusion

En conclusion, ce chapitre nous a fourni une vue d'ensemble détaillée de la colonne 10-C-63 de distillation et nous a permis de comprendre ses principales caractéristiques et son fonctionnement.

Ainsi il nous a appris que la colonne 10-C-63 est équipée de nombreux accessoires, tels que des pompes, des vannes..., pour assurer un fonctionnement efficace et sûr. La colonne est également équipée d'un système de contrôle pour surveiller et réguler la température et la pression dans la colonne.

Chapitre IV :

Application des méthodes HAZOP et

AdD sur le système

IV. 1 Introduction

La méthode HAZOP (HAZard and OPerability study) est une technique d'analyse de risques largement utilisée dans les industries chimiques, pétrochimiques et de raffinage. Elle vise à identifier les dangers potentiels et les problèmes d'opérabilité associés à des procédés industriels tels que des colonnes de distillation.

Dans ce chapitre, nous allons appliquer la méthode HAZOP à la colonne de distillation C63 afin d'identifier les scénarios de défaillance potentiels et les mesures de prévention et de mitigation associées. Nous allons examiner chaque nœud de la colonne et évaluer les conséquences potentielles de chaque défaillance possible.

Nous avons choisi quatre paramètres pour appliquer cette méthode :

- La pression
- Le débit
- La température
- Le niveau

Enfinement on va faire un arbre de défaillance à la base de la méthode HAZOP.

IV. 2 Description du SPLITTER I brièvement

Cette installation se compose de différents sous-systèmes comme il est montré dans la figure ci-dessous :

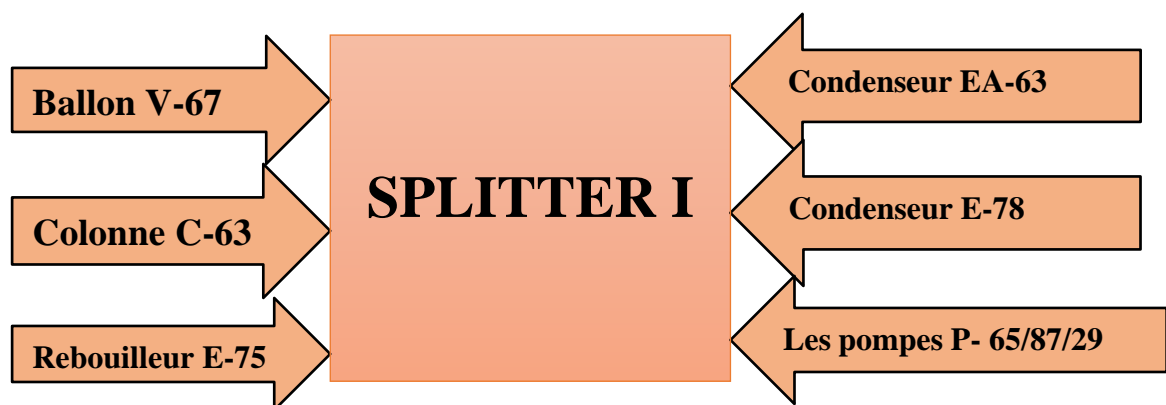


Figure IV.1 : les sous-systèmes de splitter I

IV. 3 Définition de la colonne de séparation NAPHTA

La colonne de séparation naphta peut être conçue pour produire différents types de naphta, tels que le naphta A, le naphta B et le naphta C. qui sont des essences spéciales obtenues par distillation fractionnée du pétrole brut. Ce sont des mélanges d'hydrocarbures légers qui ont des points d'ébullition compris entre 40 et 210 °C¹.

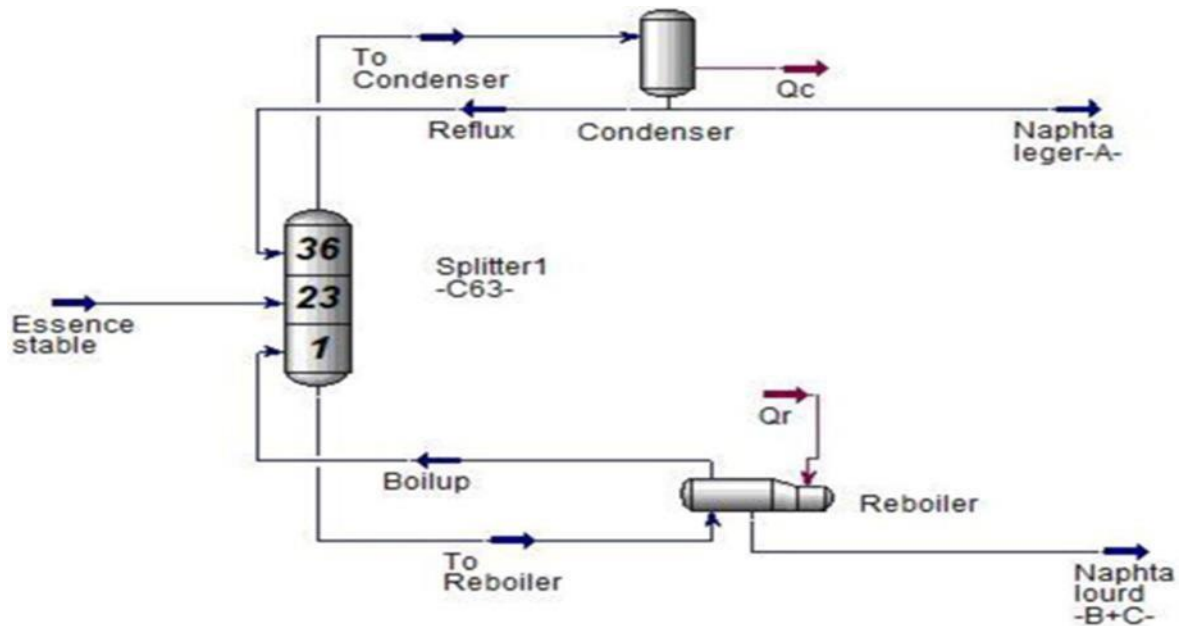


Figure IV.2 : fonctionnement de splitter I

Les naphthas A, B et C se distinguent par leur composition et leur utilisation :

- Naphta A, est la fraction la plus légère du naphta, avec une plage d'ébullition comprise entre environ 30°C et 90°C. Il est souvent utilisé comme diluant pour les produits pétroliers plus lourds ou comme matière première pour la production de solvants, de carburants légers et d'autres produits chimiques. Il contient principalement des hydrocarbures paraffiniques (normaux et iso) et des hydrocarbures alicycliques (cyclaniques).
- Le naphta B est une essence de pétrole qui sert de matière première pour la pétrochimie. Sa plage d'ébullition comprise entre environ 90°C et 150°C. Il contient principalement des hydrocarbures paraffiniques (normaux et iso) et des hydrocarbures aromatiques (benzéniques). Il permet notamment de produire de l'éthylène et du propylène, qui sont utilisés pour fabriquer des matières plastiques ainsi que les résines, les peintures, les produits pharmaceutiques et d'autres produits chimiques.

- Le naphta C : est la fraction la plus lourde du naphta, avec une plage d'ébullition comprise entre environ 150°C et 200°C. Il est souvent utilisé comme matière première pour la production de carburants pour avions, de solvants industriels et de lubrifiants. Il contient principalement des hydrocarbures paraffiniques (normaux et iso) et des hydrocarbures naphténiques (cyclo paraffiniques).

Dans une colonne de séparation naphta, sont des unités de raffinage du pétrole qui permettent de séparer ces différentes coupes du pétrole brut par distillation. Elles fonctionnent avec un taux de reflux très élevé sous une pression. Ces différents types de naphta sont séparés en fonction de leur point d'ébullition en utilisant une technique de distillation fractionnée, comme décrit précédemment.

IV. 4 Application de la méthode HAZOP

Pour bien maîtriser la colonne C63 on a choisi les quatre paramètres suivants pour appliquer cette méthode :

- Température
- Pression
- Niveau
- Débit

Système : U10 – Naphta Splitter-I			Sous-système : Colonne de séparation NAPHTA (10-C-63)					
Nœud N° : 01			Paramètre : Température					
Feuille d'analyse N° : 01								
N°	Dérive		Déviation	Causes	Conséquences	Moyen de Détection	Sécurité existante	Recommandations
	Paramètre	Mot-clé						
1	Température	Plus de (+)	Plus de température dans C-63	<ul style="list-style-type: none"> - Plus de débit de hot oil entrant. - Moins/Pas de débit de reflux. - Défaillance des pompes 29A/B. 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation de la température dans la colonne 63 - Évaporation excessive du produit 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme TAH sur TIC 2351 - Alarme FAL sur FIC 2356 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme TAH sur TIC 2351 de BPCS de température 2351 - Alarme FAL sur FIC 2356 du BPCS du débit 2356 	<ul style="list-style-type: none"> - Fixer des indicateurs de température - Améliorer l'isolation - Faire attention à l'entrée et sortie de la chaleur
2		Moins de (-)	Moins de température dans C-63	<ul style="list-style-type: none"> - Moins/Pas de débit de hot oil entrant. - Echangeur du rebouilleur E-75 défaillant. 	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution de température dans la colonne 63 - Augmentation de niveau dans la colonne C63 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme TAL sur TIC 2351 - Alarme LAH sur LIC 2355 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme TAL sur TIC 2351 de BPCS de la température 2351 - Alarme LAH sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BPCS de débit 2351 et 2352 	<ul style="list-style-type: none"> - Installer des indicateurs de température

Tableau IV.1 : la méthode HAZOP (feuille d'analyse 01)

Système : U10 – Naphta Splitter-I			Sous-système : Colonne de séparation NAPHTA (10-C-63)					
Nœud N° : 02			Paramètre : Pression					
Feuille d'analyse N° : 02								
N°	Dérive		Déviation	Causes	Conséquences	Moyen de Détection	Sécurité existante	Recommandations
	Paramètre	Mot-clé						
3	Pression	Plus de (+)	Plus de pression dans C63	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation de température - Augmentation de niveau - Les BPCS de pression 2370 défaillant : <ul style="list-style-type: none"> • PDIC 2370 défaillant • PDT 2370 défaillant • PDV 2370 défaillant 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation de la pression dans C63 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme PAH sur PIC 2310 	<ul style="list-style-type: none"> - PSV 2351 A/B/C/D/E - Alarme PAH sur PIC 2310 de BPCS de pression 2310 - Interlock 2351 	<ul style="list-style-type: none"> - Installer les alarmes de haute pression - Installer des soupapes de sécurité
4		Moins de (-)	Moins de pression dans C63	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution de température dans la colonne 	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution de pression dans la colonne - Produit non conforme du naphta 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme PAL sur PIC 2310 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme PAL sur PIC 2310 de BPCS de pression 2310 	<ul style="list-style-type: none"> - Installer des indicateurs de pression

Tableau IV.2 : la méthode HAZOP (feuille d'analyse 02)

Système : U10 – Naphta Splitter-I			Sous-système : Colonne de séparation NAPHTA (10-C-63)					
Nœud N° : 03			Paramètre : Niveau					
Feuille d'analyse N° : 03								
N°	Dérive		Déviation	Causes	Conséquences	Moyen de Détection	Sécurité existante	Recommandations
	Paramètre	Mot-clé						
5		Plus de (+)	Plus de niveau dans C63	<ul style="list-style-type: none"> - Plus de débit du NAPHTA A/B/C entrant - Moins/Pas de débit du NAPHTA B/C sortant - Diminution de température 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation du niveau dans C63 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme LAH sur LIC 2355 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme LAH sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BPCS de débit 2351 et 2352 	<ul style="list-style-type: none"> - Programme de vérification des boucles d'instrumentation - Etalonnage des transmetteurs
6	Niveau	Moins de (-)	Moins de niveau dans C63	<ul style="list-style-type: none"> - Moins de débit de NAPHTA A/B/C entrant - Plus de débit de NAPHTA B/C sortant - Augmentation de température 	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution du niveau dans la C63 - Cavitation de la pompe 65A/B - Explosion au niveau de la pompe 65A/B 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme LAL sur LIC 2355 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme LAL sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BPCS de débit 2351 et 2352 - Interlock 2357 activé par alarme LALL 2355 lié avec LI 2355 	<ul style="list-style-type: none"> - Programme de vérification des boucles d'instrumentation - Etalonnage des transmetteurs

7		Pas de	Pas de niveau dans C63	<ul style="list-style-type: none"> - Pas de débit du NAPHTA A/B/C entrant - Plus de débit du NAPHTA B/C sortant - Augmentation de température 	<ul style="list-style-type: none"> - Cavitation de la pompe 65A/B - Explosion au niveau de la pompe 65A/B 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme LAL sur LIC 2355 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme LAL sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BPCS de débit 2351 et 2352 - Interlock 2357 activé par alarme LALL 2355 lié avec LI 2355 	
---	--	--------	------------------------	--	---	---	--	--

Tableau IV.3 : la méthode HAZOP (feuille d'analyse 03)

Système : U10 – Naphta Splitter-I			Sous-système : Colonne de séparation NAPHTA (10-C-63)					
Nœud N° : 04			Paramètre : Débit					
Feuille d'analyse N° : 04								
N°	Dérive		Déviation	Causes	Conséquences	Moyen de Détection	Sécurité existante	Recommandations
	Paramètre	Mot-clé						
8	Débit	Plus de (+)	Plus de débit du NAPHTA A/B/C entrant dans C63	<p>BPCS du débit 54 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • FT 54 défaillant • FIC 54 fausse indication • FV 54 ouverte plus que nécessaire 	- Augmentation du niveau dans C63	- Alarme LAH sur LIC 2355	- Alarme LAH sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BCPS de débit 2351 et 2352	- Vérifier les procédures et les calendriers de la maintenance
			Plus du débit du hot oil entrant	<p>BPCS de température 2351 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Défaillance de transmetteur TT 2351 • Fausse indication de TIC 2351 • Vanne TV 2351 fermée 	- Augmentation de température C63	- Alarme TAH sur TIC 2351	- Interlock 2351 - Alarme TAH sur TIC 2351 de BPCS de température 2351	- Planter les soupapes de contrôle - Programme de vérification des boucles

			<p>Plus de débit du NAPHTA B/C sortant Vers C6 C61</p>	<p>BPCS de débit 2351 et 2352 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • FT 2351 et 2352 défaillants • Fausse indication FIC 2351 et 2352 • FV 2351 et 2352 bloquées ouvertes 	<p>- Augmentation du niveau dans C6 et C61</p>	-		<p>d'instrumentation</p> <p>- Etalonnage des transmetteurs</p>
			<p>Plus de débit entrant pour le maintien de niveau</p>	<p>BPCS de débit 2358 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • FT 2358 défaillant • FIC 2358 donne fausse indication • FV 2358 bloquée ouverte 	<p>- Augmentation de niveau dans la colonne C63</p>	<p>- Alarme LAH sur LIC 2355</p>	<p>- Alarme LAH sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BCPS de débit 2351 et 2352</p>	
			<p>Plus du débit de reflux</p>	<p>BPCS de débit 2356 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Défaillance de transmetteur FT 2356 • Fausse indication de FIC 2356 • Vanne FV 2356 bloquée ouvertes • Pompes 29A/B défaillantes 	<p>- Diminution du température C63</p>	<p>- Alarme TAL sur TIC 2351</p>	<p>- Alarme TAL sur TIC 2351 de BPCS de température 2351</p>	

			Plus de débit du NAPHTA B/C aspiré par les pompes 65A/B	Défaillance des pompes 65 A/B	- Endommagement de la pompe 65A/B	-		
9	Moins de (-)	Moins de débit de NAPHTA A/B/C entrant dans C63	BPCS de débit 54 défaillant : <ul style="list-style-type: none"> • FV 54 fermée plus que nécessaire • Fausse indication FIC 54 • FT 54 défaillant 	- Moins de niveau dans la colonne C63	- Alarme FAL sur FIC 54 - Alarme LAL sur LIC 2355	- Alarme FAL sur FIC 54 de BCPS de débit 54 - Alarme LAL sur LIC 2355 de BCPS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BCPS de débit 2351 et 2352 - Interlock 2357 activé par LALL sur LI 2355	- Programme d'inspection - Programme de vérification des boucles D'instrumentation - Etalonnage des transmetteurs	
		Moins de débit du hot oil entrant	BPCS de température 2351 défaillant : <ul style="list-style-type: none"> • Défaillance de transmetteur TT 2351 • Fausse indication de TIC 2351 • Vanne TV 2351 ouverte 	- Diminution de la température dans C63 - Augmentation du niveau dans C63	- Alarme Tal sur TIC 2351 - Alarme LAH sur LIC 2355	- TAL sur TIC 2351 de BPCS de température 2351 - Alarme LAH sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BPCS de débit 2351 et 2352	- Programme de maintenance préventive	

			<p>Moins de débit de NAPHTA B/C sortant Vers C6 C61</p>	<p>BPCS de débit 2351 et 2352 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • FT 2351 et 2352 défaillants • Fausse indication FIC 2351 et 2352 • FV 2351 et 2352 fermée Pompes 65A/B défaillantes 	<ul style="list-style-type: none"> - Production insuffisante au niveau C6 et C61 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme FAL sur FIC 2351 et 2352 	<ul style="list-style-type: none"> - FAL sur FIC 2351 et 2352 de BPCS de débit 2351 et 2352 	<ul style="list-style-type: none"> - Vérification de système de recyclage des pompes
			<p>Moins de débit de NAPHTA B/C entrant pour le maintien de niveau</p>	<p>BPCS de débit 2358 défaillant : FT 2358</p> <ul style="list-style-type: none"> • FIC 2358 donne fausse indication • FV 2358 fermée • Pompes 65A/B défaillantes 	<ul style="list-style-type: none"> - Niveau non maîtrisé - Diminution du niveau dans C63 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme LAL sur LIC 2355 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme LAL sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BPCS de débit 2351 et 2352 - Interlock 2357 activé par LALL sur LI 2355 	
			<p>Moins de débit du reflux</p>	<p>BPCS de débit 2356 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Défaillance de transmetteur FT 2356 • Fausse indication de FIC 2356 • Vanne FV 2356 fermée • Pompes 29A/B défaillantes 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation de la température dans C63 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme TAH sur TIC 2351 - Alarme FAL sur FIC 2356 	<ul style="list-style-type: none"> - TAH sur TIC 2351 de BPCS de température 2351 - Interlock 2351 - FAL sur FIC 2356 de BPCS de débit 2356 	

			Moins de débit de NAPHTA B/C aspiré par la pompe 65A/B	Défaillance des pompes 65 A/B	- Livraison insuffisante du produit vers C6/C61			
10		Pas de	Pas de débit de NAPHTA A/B/C entrant	BPCS de débit 54 défaillant : <ul style="list-style-type: none"> • FV 54 bloquée fermée • Fausse indication FIC 54 • FT 54 défaillant 	- Pas du niveau dans C63	- Alarme FAL sur FIC 54	- FAL sur FIC 54 de BCPS de débit 54 - Interlock 2357 activé par LALL sur LI 2355	- Vérification et contrôle des appareils liés au débit - Vérification de la procédure d'arrêt d'urgence
			Pas de débit du hot oil entrant	BPCS de température 2351 défaillant : <ul style="list-style-type: none"> • Défaillance de transmetteur TT 2351 • Fausse indication de TIC 2351 • Vanne TV 2351 bloquée ouverte 	- Diminution de la température dans C63 - Augmentation du niveau dans C63	- Alarme TAL sur TIC 2351 - Alarme LAH sur LIC 2355	- TAL sur TIC 2351 de BPCS de température 2351 - Alarme LAH sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BPCS de débit 2351 et 2352	

			<p>Pas de débit de NAPHTA B/C sortant</p>	<p>BPCS de débit 2351 et 2352 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • FT 2351 et 2352 défaillants • Fausse indication FIC 2351 et 2352 • FV 2351 et 2352 bloquée fermée • Pompes 65A/B défaillantes 	<p>- Production insuffisante au niveau C6/C61</p>	<p>- Alarme FAL sur FIC 2351 et 2352</p>	<p>- FAL sur FIC 2351 et 2352 de BPCS de débit 2351 et 2352</p>	<p>- Vérification de la procédure de démarrage</p>
			<p>Pas de débit de NAPHTA B/C entrant pour le maintien de niveau</p>	<p>BPCS de débit 2358 défaillant : FT 2358</p> <ul style="list-style-type: none"> • FIC 2358 donne fausse indication • FV 2358 bloquée fermée • Pompes 65A/B défaillantes 	<p>- Niveau non maîtrisé</p> <p>- Diminution de niveau au dans la colonne C63</p>	<p>- Alarme LAL sur LIC 2355</p>	<p>- Alarme LAL sur LIC 2355 de BPCS de niveau 2355 lié avec HS 2351 et BPCS de débit 2351 et 2352</p>	
			<p>Pas de débit du reflux</p>	<p>BPCS de débit 2356 défaillant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Défaillance de transmetteur FT 2356 • Fausse indication de FIC 2356 • Vanne FV 2356 bloquée fermée • Pompe 29A/B défaillante 	<p>- Augmentation de la température dans C63</p>	<p>- Alarme TAH sur TIC 2351</p>	<p>- TAH sur TIC 2351 de BPCS de température 2351</p> <p>- Interlock 2351</p>	

			Pas de débit de NAPHTA B/C aspiré par la pompe 65A/B	Défaillance de la pompe 65 A/B	- Livraison insuffisante du produit vers C6/C61			
--	--	--	--	--------------------------------	---	--	--	--

Tableau IV.4 : La méthode HAZOP (feuille d'analyse 04)

IV. 5 Résultats de l'application de la méthode HAZOP

Cette analyse permet d'identifier les différentes déviations, leurs causes et leurs conséquences sur la colonne de séparation du NAPHTA A B C.

Cette méthode donnée les ensembles d'informations sur les défaillances de ce système.

Les résultats de l'application de la méthode HAZOP à la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K ont permis d'identifier plusieurs scénarios de défaillance potentiels et les risques associés. Voici quelques-uns des principaux résultats obtenus :

1. Défaillance des systèmes de sécurité : L'examen des différents systèmes de sécurité de la colonne a révélé des scénarios de défaillance potentiels, tels que les alarmes, les vannes (bloquée ouverte/fermé) Ces défaillances pourraient entraîner des retards dans la détection des anomalies ou une incapacité à réagir rapidement en cas de problème, augmentant ainsi les risques pour les travailleurs et l'environnement.
2. Défaillance des BPCS de débit
3. Défaillance des pompes
4. Surcharge thermique : L'analyse HAZOP a permis d'identifier des scénarios où la colonne pourrait être soumise à une surcharge thermique, par exemple en raison d'une augmentation de la température du fluide ou d'un dysfonctionnement du système de refroidissement

Ces résultats ont permis de prendre conscience des risques potentiels associés à la colonne de séparation naphta 10-C-63. Ils fournissent une base solide pour formuler des recommandations spécifiques visant à réduire ces risques, telles que l'amélioration de la maintenance préventive, l'installation de systèmes de détection avancés, la formation du personnel sur les procédures de sécurité et la mise en place de mesures d'urgence appropriées.

Il est important de souligner que ces résultats sont spécifiques à la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K.

IV. 6 Application de la méthode AdD

Depuis une dizaine d'années, des logiciels informatiques sont commercialisés afin de rendre plus aisée l'application de l'arbre des défaillances.

Parmi ses outils nous avons choisi le logiciel GRIF pour construire l'arbre de défaillance.

IV. 6. 1 L'arbre de défaillance utilisé

D'après l'élaboration de la méthode d'analyse (HAZOP) et à l'aide d'un logiciel informatique (GRIF) on aboutit aux arbres de défaillances suivant :

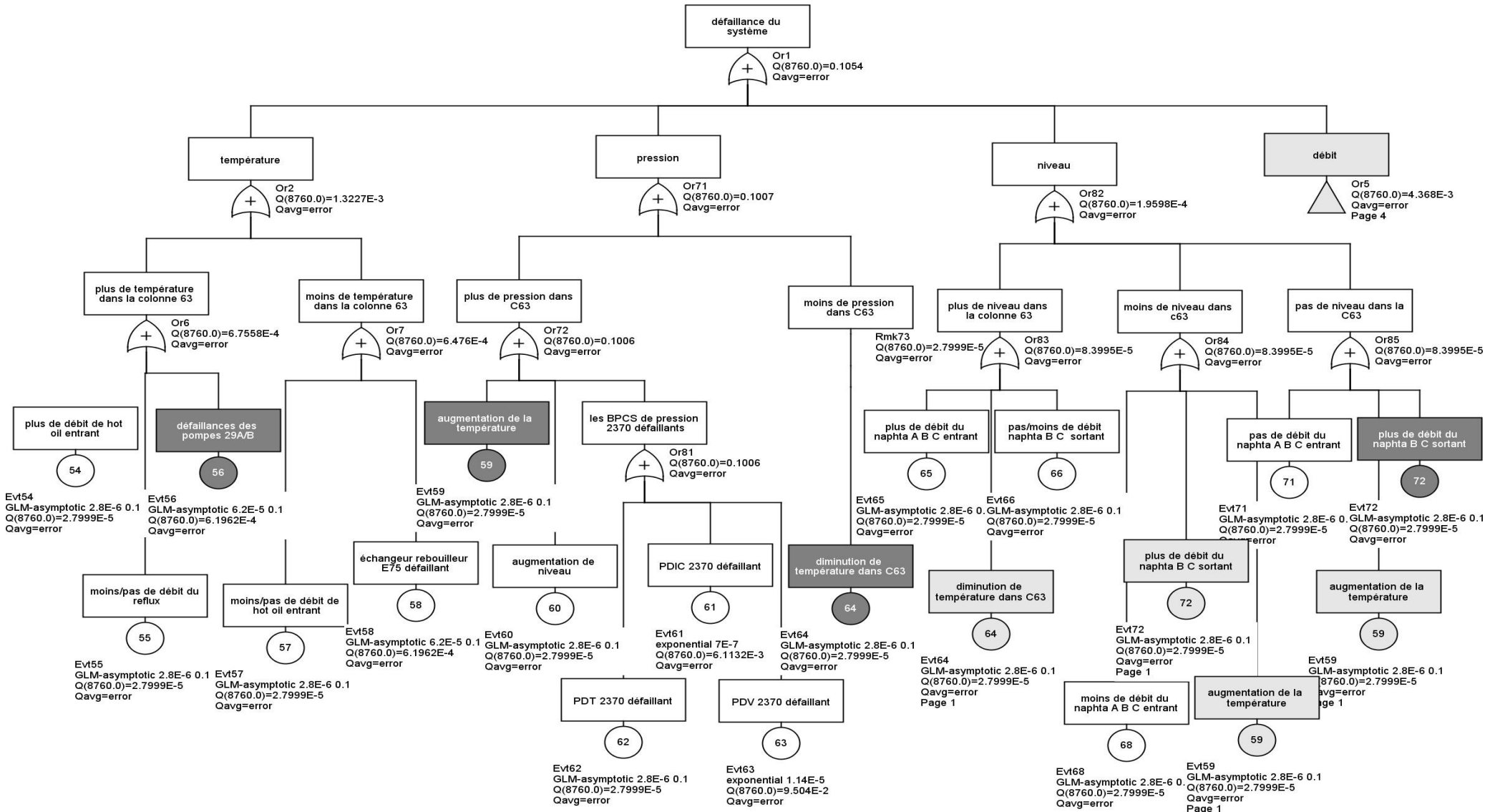


Figure IV.3 : AdD des quatre paramètres à la base de HAZOP

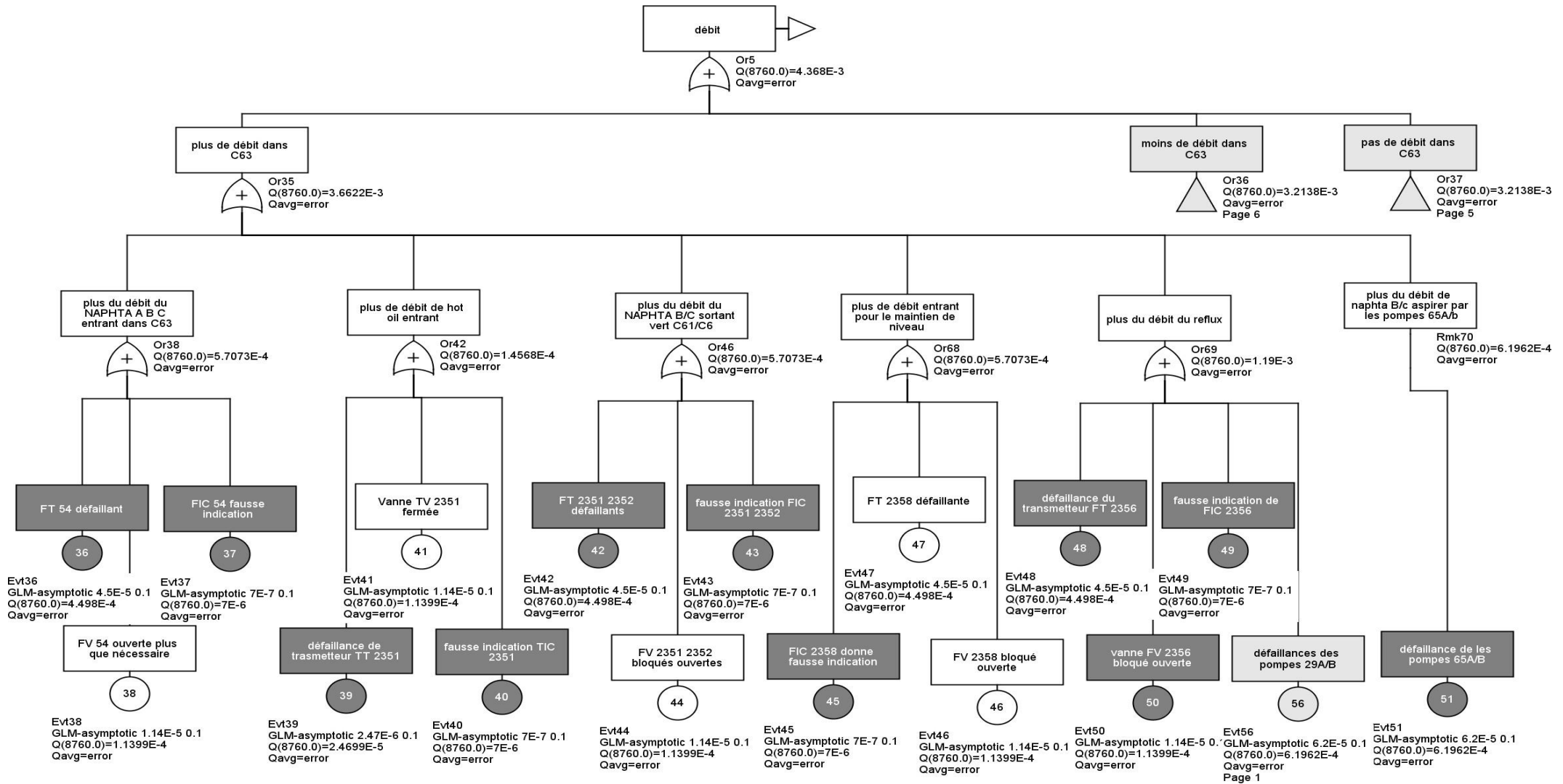


Figure IV.4 : AdD (suite) du débit

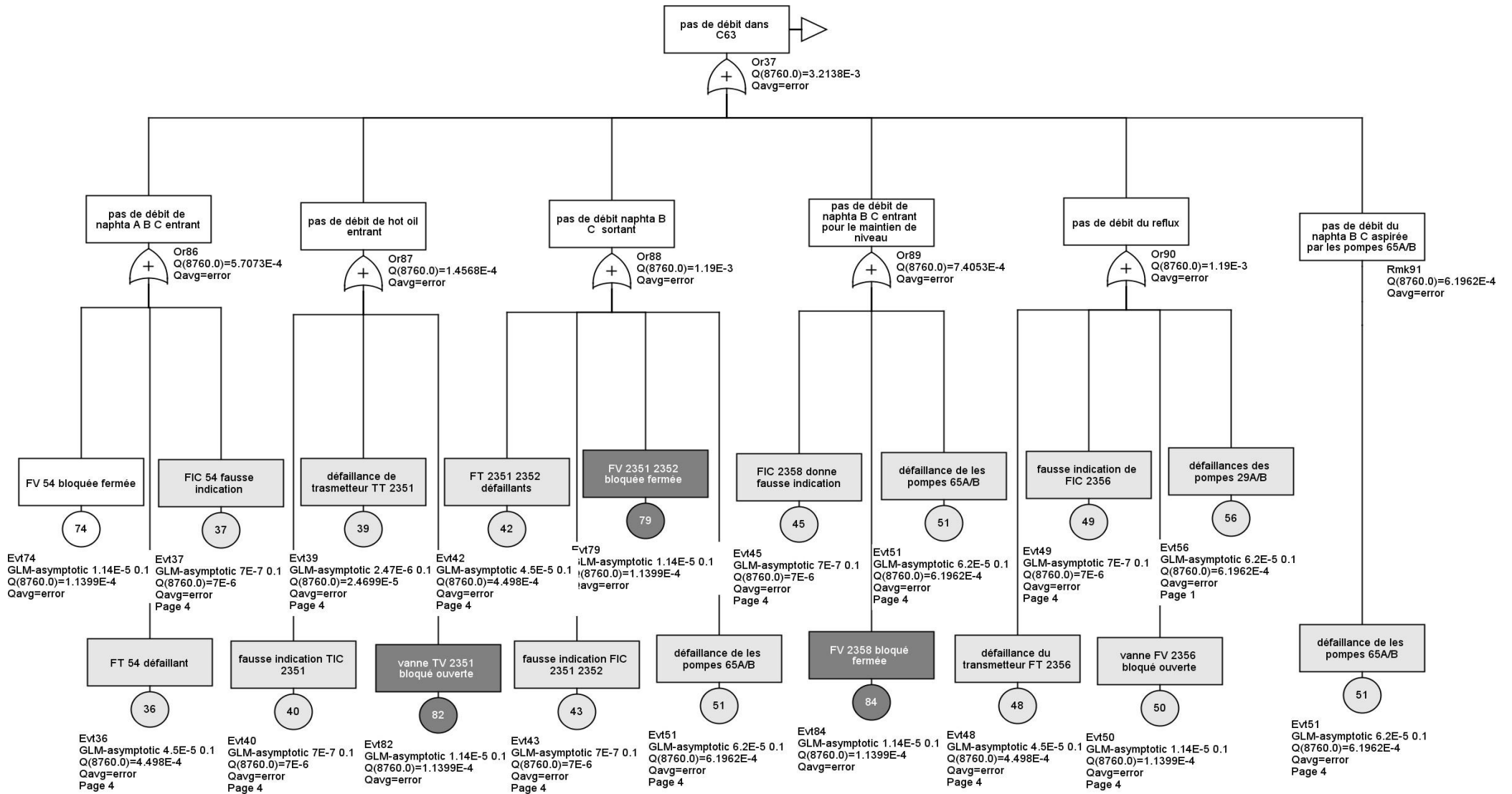


Figure IV.5 : AdD (suite) moins de débit dans c63

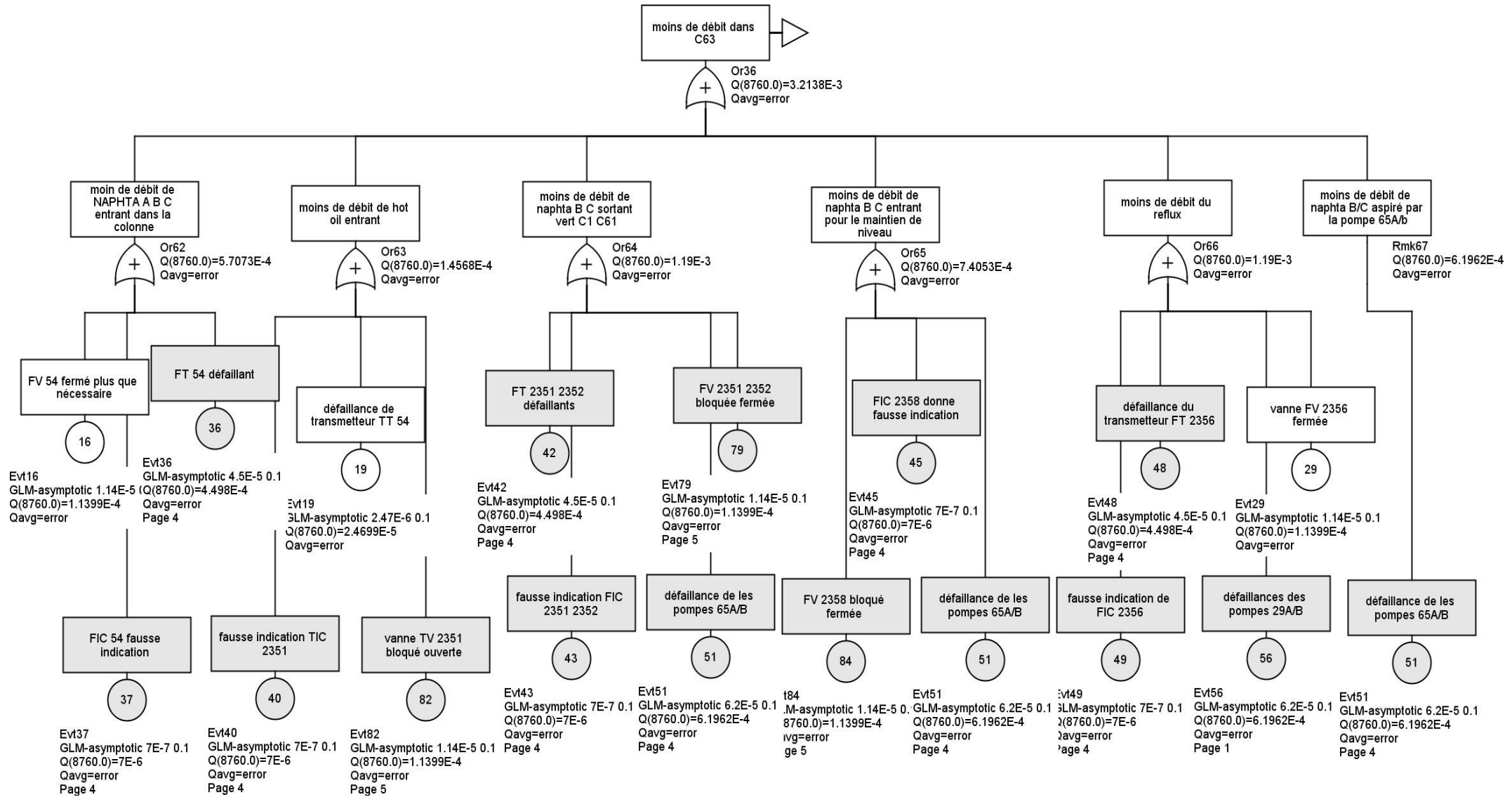


Figure IV.6 : AdD (suite) pas de débit dans C63

Tableau IV.5 : Données et paramètres des équipements de la colonne C63

Paramètre	λ (h ⁻¹)	μ (h ⁻¹)	T ₁ (h)
Équipement			
Transmetteur de Pression PT	2.8×10^{-6}	0.1	8760
Transmetteur de Température TT	2.47×10^{-6}	0.1	8760
Transmetteur de Niveau LT	2.1×10^{-6}	0.1	8760
Transmetteur de Débit FT	4.5×10^{-5}	0.1	8760
Indicateurs (PI/TI/LI/FI)	2.8×10^{-6}	0.1	8760
Contrôleurs PIC/TIC/FIC/LIC	7×10^{-7}	0.1	8760
Vannes de Régulation PV/TV/FT/PDV	1.14×10^{-5}	0.1	8760
Pompes	6.2×10^{-5}	0.1	8760
Rebouilleurs	6.2×10^{-5}	0.1	8760

La loi utilisée dans le logiciel GRIF pour le calcul d'événement initiateur est la loi d'indisponibilité GLM.

L'unité du temps d'événement calculée par logiciel GRIF est par heure Tant que l'unité du temps par défaut est par an.

IV. 7 Interprétations et recommandations

La méthode d'analyse (HAZOP) et la méthode d'analyse (AdD) sont deux méthodes couramment utilisées pour analyser et évaluer les risques associés à la colonne de séparation du naphta A/B/C. Voici une interprétation et des recommandations générales pour ces méthodes :

Les résultats obtenus dans la méthode AdD montrent la probabilités de défaillances du système en cas de (haut/bas) des paramètres utilisés (pression/température/débit/niveau)

L'analyse du risque réalisée dans cette étude identifie les principaux risques dans cette colonne. Cette identification nous a permis de définir les barrières de prévention et de protection pour le bon fonctionnement de la colonne C63 en toute sécurité pour la population voisine, les équipements, et l'environnement.

Pour cela nous recommandons les actions suivantes :

- Vérification de la procédure de démarrage
- Vérification et contrôle des appareils liés au débit
- Vérification de la procédure d'arrêt d'urgence
- Vérification de système de recyclage des pompes
- Programme d'inspection
- Programme de vérification des boucles D'instrumentation
- Etalonnage des transmetteurs
- Programme de maintenance préventive
- Vérifier les procédures et les calendriers de la maintenance
- Planter les soupapes de contrôle et Installer des soupapes de sécurité
- Fixer des indicateurs de température
- Améliorer l'isolation
- Faire attention à l'entrée et sortie de la chaleur
- Installer des indicateurs de température et pression
- Installer les alarmes de haute pression

IV. 8 Conclusion

La mise en pratique des méthodes HAZOP et AdD a permis d'obtenir des résultats précieux pour évaluer les risques associés à la colonne 10-C-63. L'analyse HAZOP a permis d'identifier les modes de défaillance potentiels et d'évaluer les conséquences associées à ces défaillances. De plus, l'analyse AdD a permis d'identifier les dangers, d'évaluer les probabilités d'occurrence des événements indésirables.

En conclusion, l'application de la méthode HAZOP et de l'analyse ADD à notre système a permis une évaluation approfondie des risques et des dangers, en fournissant des informations essentielles pour la prise de décision en matière de gestion des risques.

Il est important de souligner que la gestion continue des risques est nécessaire pour maintenir un niveau de sécurité optimal et pour faire face aux évolutions potentielles du système.

Conclusion générale

Conclusion générale

En conclusion, ce mémoire a porté sur l'analyse des risques liés à la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K en utilisant la méthode d'analyse HAZOP et l'arbre de défaillance basé sur HAZOP (AdD-HAZOP). L'objectif principal était d'évaluer les risques potentiels associés à la colonne et de proposer des mesures de prévention pour améliorer la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement.

Au cours de cette étude, nous avons présenté une vue d'ensemble de la raffinerie de Skikda RA1K et souligné l'importance de la gestion des risques dans l'industrie pétrolière et gazière. Nous avons identifié les principaux risques potentiels liés à la colonne de séparation naphta 10-C-63.

La méthode d'analyse HAZOP a été utilisée pour identifier les déviations potentielles par rapport aux conditions normales de fonctionnement de la colonne et évaluer les risques associés. Cette méthode nous a permis de comprendre les différents scénarios de défaillance et leurs conséquences. Les scénarios de défaillance identifiés ont été utilisés pour construire un arbre de défaillance basé sur HAZOP, qui nous a fourni une vision globale des causes et des conséquences des défaillances potentielles.

L'application des méthodes HAZOP et AdD sur la colonne de séparation naphta 10-C-63 a fourni des informations précieuses sur les risques potentiels et les mesures de prévention nécessaires. Les résultats ont permis d'identifier les scénarios à haut risque et de formuler des recommandations pour améliorer la sécurité de la colonne, telles que l'installation de systèmes de détection, l'amélioration de la maintenance préventive et la mise en place de procédures d'urgence efficaces.

En conclusion, ce mémoire fournit une analyse approfondie des risques liés à la colonne de séparation naphta 10-C-63 dans la raffinerie de Skikda RA1K. La méthode d'analyse HAZOP et l'arbre de défaillance basé sur HAZOP ont été des outils efficaces pour évaluer les risques et proposer des mesures de prévention. Il est essentiel de mettre en œuvre les recommandations formulées dans ce mémoire pour améliorer la sécurité et la durabilité des opérations de la raffinerie. La gestion proactive des risques demeure un aspect essentiel de la responsabilité de l'industrie pétrolière et gazière, et cet effort continu de gestion des risques contribuera à assurer un environnement de travail sûr et à protéger l'environnement.

Bibliographie

Références bibliographie :

- [1] Site internet : [Raffinage du pétrole — Wikipédia \(wikipedia.org\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Raffinage_du_p%C3%A9trole) consulté le 21/02/2023.
- [2] محمد المزين, et al. "Calcul et optimisation des paramètres de marche de la colonne C1 d'une section l'unité gaz-plant (raffinerie de Skikda-RA1/K)." (2022).
- [3] Et-tahir, Mr AMMARI, and Mr MERABET Ahmed. "لورنتبلا پرنجازجا دهعملا."
- [4] LEBLOUB, Redouane. "La conformité d'un mélange final résultant de l'utilisation d'un nouveau Blender essence à la Raffinerie de Skikda." (2020).
- [5] Manuelle opératoire de la zone topping de la raffinerie Sonatrach Skikda
- [6] BOUZERDAB Sarra, KHALDI Hanene. "Vérification de la performance du dessalage électrostatique de l'unité «Topping»-Raffinerie de Skikda." (2019).
- [7] Document PFD : Etude de dangers de la raffinerie de Skikda Chapitre B1: Distillation atmosphérique (Topping 10 et 11), Sonatrach/Activité Aval/Division raffinage EDD et AE, Nouger Nicolas et Verhaeghe Mylène, 2009, 182 pages.
- [8] Document PFD : DCS Graphics Static Layout Printouts (SRR #1), Skikda Refinery Rehabilitation & Adaptation Project, B.S. Kim, 2010, 168 pages.
- [9] Villemeur, Alain. "Sureté de fonctionnement des systèmes industriels: fiabilité-facteurs humains, informatisation." (1988).
- [10] DU PEUPLE, A. U. N. O. M. "JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE."
- [11] BENDIF, Allaoua. "L'IMPACT PSYCHOTRAUMATIQUE DE L'ACCIDENT INDUSTRIEL DU COMPLEXE PÉTROCHIMIQUE GL1K."
- [12] Document PDF : Référentiel Identification des Dangers et Evaluation des Risques HSE de SONATRACH.
- [13] Health & Safety Executive ALARP « at a glance »: www.hse.gov.uk
- [14] INERIS. "Outils d'analyse des Risques générés par une Installation Industrielle." (2006).
- [15] Mémoire présenté pour l'obtention du magister « apport des techniques floues et possibilités à l'analyse semi quantitatives des risques industriels »

[16] site internet : [Analyse préliminaire des risques — Wikipédia \(wikipedia.org\)](#) consulté le 15/04/2023.

[17] Mémoire de fin de formation de professionnalisation en Sécurité industrielle « Identification des éléments importants pour la sécurité EIPS, cas de la colonne de séparation C3/C4 unité 30 de traitement de GPL de la RA1/K »

[18] INERIS DRA -35 formalisation du savoir et des outils dans le domaine des risques majeurs) Ω - méthodes d'analyse de risques générés par une installation industrielle.

[19] site internet : <https://www.previnfo.net/sections.php?op=viewarticle&artid=40> consulté le 02/05/2023

[20] site internet :

http://ressources.unit.eu/cours/cyberbriques/etage_3_aurelie/co/Module_Etage_3_synthese_39.html consulté le 02/05/2023.

[21] Mémoire de fin formation IAP : « Identification des éléments importants pour la sécurité (EIPS), cas de la sphère 44T409 de la zone 26, au niveau de la RA1/Z. »

[22] site internet : http://staff.univ-batna2.dz/sites/default/files/ouazraoui_nouara/files/cours_barrieres_de_securite-m2_h2st-2020-2021.pdf

[23] document PDF : Manuel De L'opération Et L'entretien Pour CDU-10, Skikda Refinery Rehabilitation & Adaptation Project, J.M. Song, 2012, 272 pages

[24] Logiciel : Edraw Max, Langue française, Taille 164Mo, Version 2017.

Annexes

ANNEXE I : Configuration de la raffinerie

Configuration de la Raffinerie

Légende des couleurs

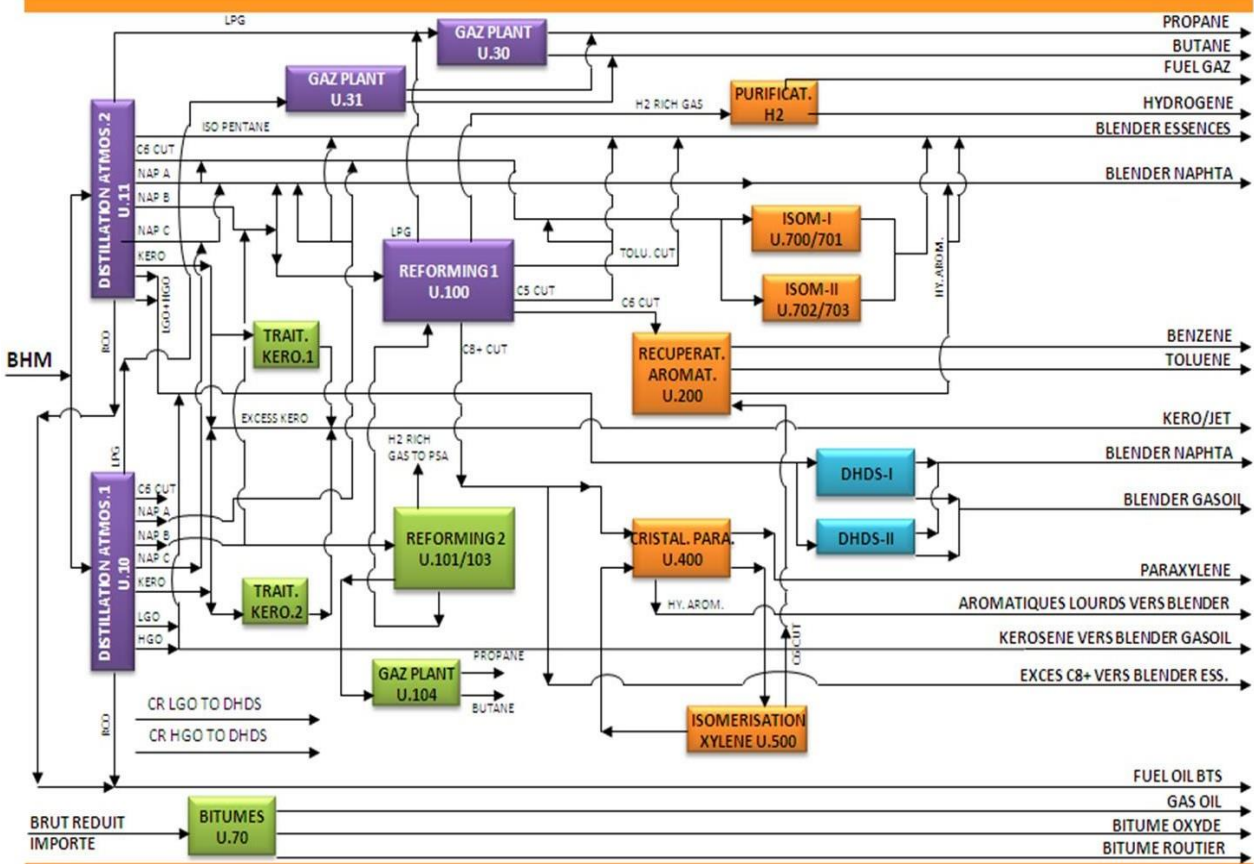




Figure 1 : La colonne 10-C-63 (séparation NAPHTA)



Figure 2 : Le ballon accumulateur 10-V-67



Figure 3 : Les pompes 10-MP-29A/B



Figure 4 : Système de régulation et contrôle

ANNEXE IV : Schéma 3D de l'unité 10

