

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Filière : Qualité, Hygiène, Sécurité, Environnement et Gestion des Risques Industriels
(QHSE-GRI).

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en QHSE-GRI

Intitulé

**Étude des risques liés au stockage du pétrole
dans le terminal pétrolier,
Sonatrach-TRC Bejaïa.**

Présenté par

CHIBANE Mourad

Sous la direction de Pr. D. HARIK et Ma. A. KARTOUS

Présenté et soutenu publiquement le (20/06/2016)

Composition du Jury :

Président	C. BOUTEKEDJIRET	Professeur	ENP
Promoteur	A. KERTOUS	Maître assistant	ENP
Promoteur	D. HARIK	Professeur	ENP
Examineur	A. BENMOKHTAR	Maître assistant	ENP
Examineur	M. BOUBAKEUR	Maître assistant	ENP

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Filière : Qualité, Hygiène, Sécurité, Environnement et Gestion des Risques Industriels
(QHSE-GRI).

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en QHSE-GRI

Intitulé

**Étude des risques liés au stockage du pétrole
dans le terminal pétrolier,
Sonatrach-TRC Bejaïa.**

Présenté par

CHIBANE Mourad

Sous la direction de Pr. D. HARIK et Ma. A. KARTOUS

Présenté et soutenu publiquement le (20/06/2016)

Composition du Jury :

Président	C. BOUTEKEDJIRET	Professeur	ENP
Promoteur	A. KERTOUS	Maître assistant	ENP
Promoteur	D. HARIK	Professeur	ENP
Examineur	A. BENMOKHTAR	Maître assistant	ENP
Examineur	M. BOUBAKEUR	Maître assistant	ENP

DÉDICACE

À la mémoire de mon père

À la mémoire de mon grand père

Remerciements :

Ce travail a été réalisé dans le cadre de fin d'étude d'ingénieur d'état en Qualité, Hygiène, Sécurité, Environnement et Gestion des Risques Industriels (QHSE-GRI).

Ce mémoire n'aurait pas pu être réalisé sans la contribution de plusieurs personnes que je tiens à remercier.

Mes remerciements s'adressent tout d'abord à mes encadreurs académiques, **Mr. KERTOUS aboubakr**, Maître assistant à l'ENP et Mme. **HARIK Djamilia** Professeur à l'ENP, et à mon tuteur de l'entreprise de SONATRACH **Mr. FRAACHE Ali**, Chef de Service Intervention HSE, pour leur temps et leur aimable aide pour réalisation de ce modeste travail.

Mes remerciements sont également adressés au **Mme. BOUTEKEDJIRET Chahrazed**, Professeur à l'ENP de me faire l'honneur de présider le jury de soutenance.

Je tiens également à remercier **Mr. BENMOKHTAR Amin** et **Mr. BOUBAKEUR Mohamed**, Maîtres assistants à l'Ecole Nationale Polytechnique d'avoir accepté d'évaluer mon travail et de participer à mon jury en tant que examinateurs.

Je tiens aussi à remercier infiniment **Mr. ALLOT Ali** Directeur de la Division HSE et **Mr. BARKOUK Nassim**, Chef de Service Environnement pour leur précieuse aide.

Pour finir, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à ma mère et ma famille qui ont toujours cru à moi, et sans lesquels, je ne serais peut-être pas arrivé là aujourd'hui.

Mes derniers remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

ملخص :

في هذا العمل قمنا بدراسة مخاطر تخزين النفط الخام في المحطات البحرية المملوكة من قبل شركة سوناطراك TRC التي تقع في بجاية.

بعد معالجة بعض العموميات على النفط وأنواع مختلفة من التخزين، أجرينا التحليل الوظيفي للشركة باستخدام طريقة SADT، يليه تقييم المخاطر باستخدام APR، AdD، ADE، محاكاة حول الحوادث الكبرى، وكانت الحرائق هي الأكثر احتمالاً، ويتحقق باستخدام برنامج PHAST.

الجزء الأخير يتعلق بإمكانية إعادة تشغيل للنظام التلقائي لإخماد الحرائق الذي ألغي لحظر استخدام غاز الهالون، الذي يعتبر سيء لطبقة الأوزون الأرضية. غاز الإطفاء HFC 227ea، سيكون بديل مقترح للهالون والتحجيم للنظام المقترح لمعالجة القصور التي لاحظت في التدخل في حالة وقوع حادث الحريق

الكلمات الدالة : النفط، التخزين، التحليل الوظيفي SADT، APR، AdD، AdE، PHAST، حادث كبير، طفاية حريق، الهالون 1211، الحريق، HFC 227ea

Abstract

In this work we studied the risks of storing crude oil in a marine terminal owned by Sonatrach-TRC company situated in Bejaia.

After addressing some generalities on petroleum and the different types of storage, we effectuated a company functional analysis using SADT, followed by a risk assessment using APR, AdD and AdE methods. A simulation about major accidents, were fires are the most probable, is realized using PHAST software.

The last part concerns the possibility of restarting the automatic extinguishing gas system shut down following the prohibition of the halon gas use, witch is considered bad for earth ozone layer. The extinguishing agent, HFC 227ea, would be the proposed replacement of the halon and a sizing of the system is proposed to address insufficiencies noticed while intervention in case of a fire accident.

Keywords: oil, storage, functional analysis SADT, APR, ADD, AdE, PHAST, major accident, fire extinguisher, Halon 1211, HFC 227ea.

Résumé :

Le présent travail a pour objectif l'étude des risques liés au stockage du pétrole brut dans le terminal marin de l'entreprise SONATRACH-TRC de Bejaïa.

Après des généralités sur le pétrole et les différents types de stockage, une analyse fonctionnelle de l'entreprise par la méthode SADT est déployée, suivie d'une étude des risques élaborée à l'aide des méthodes APR, AdD et AdE. Une simulation des accidents majeurs dont les incendies sont les plus probables est réalisée par le logiciel PHAST.

La dernière partie a concerné la possibilité de remise en marche du système d'extinction automatique à gaz, arrêté suite à l'interdiction par la réglementation d'utilisation du gaz halon, néfaste pour la couche d'ozone. L'agent d'extinction, le HFC 227ea, est proposé en remplacement du halon et un dimensionnement du système est proposé pour remédier aux insuffisances remarquées au niveau de l'intervention en cas d'incendie.

Mots-clés : pétrole, stockage, incendie, analyse fonctionnelle SADT, APR, AdD, AdE, PHAST, accident majeur, extinction automatique, halon 1211, HFC 227ea.

Table des matières

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

ABREVIATIONS

INTRODUCTION GENERALE	11
CHAPITRE I GENERALITES SUR LE PETROLE.....	14
I.1. INTRODUCTION	15
I.2. CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES DES HYDROCARBURES	15
I.3. CARACTERISTIQUES DES HYDROCARBURES.....	16
I.4. CLASSIFICATION DES HYDROCARBURES:.....	18
I.5. CARACTERISTIQUES D'EXPLOSIVITE D'UN MELANGE GAZEUX :	19
I.6. RISQUES PRESENTES PAR LES HYDROCARBURES	20
I.6.1. Risques physiologiques.....	20
I.6.2. Risques de pollution :	20
I.6.3. Risque incendie :	21
I.7. LE PHENOMENE BOIL-OVER.....	22
I.7.1. Description.....	22
I.7.2. Définition du boil-over :	22
I.7.3. Conditions entrainant la naissance d'un boil-over.....	23
I.7.4. Evolution des différentes phases d'un boil-over	23
CHAPITRE II STOCKAGE DES HYDROCARBURES	25
II.1. INTRODUCTION	26
II.2. RESERVOIRS DE STOCKAGE DES HYDROCARBURES.....	26
II.2.1. Réservoirs atmosphériques.....	26
II.2.1.3. Réservoirs à toit fixe	29
II.2.1.3.1. Réservoir à toit fixe supporté	30
II.2.1.3.2. Réservoir à toit fixe autoportant.....	30
II.2.1.3.3. PERTES PAR RESPIRATION ET REMPLISSAGE	31
II.2.1.4. Réservoirs à toit flottant	32
II.2.1.4.3.4. JOINTS D'ETANCHEITE	41
II.2.2. Réservoirs sous faibles et fortes pressions	44
II.2.2.1. Généralités.....	44
II.2.2.2. Réservoirs cylindriques verticaux	44
CHAPITRE III ANALYSE FONCTIONNELLE DU SYSTEME	48
III.1. INTRODUCTION	49
III.2. PRESENTATION DU SITE SONATRACH RTC-BEJAIA	49
III.2.1. Présentation du terminal marin de Bejaia « TMB ».....	50
III.2.2. Description de l'environnement de TMB.....	52
III.3. PRINCIPE DE BASE DE LA METHODE SADT.....	52
III.4. LES NIVEAUX DE REPRESENTATION DE SADT :	53
III.5. APPLICATION DE LA METHODE NIVEAU A-0 :	55
CHAPITRE IV APPLICATION DE LA METHODE APR	56
IV.1. INTRODUCTION	57

IV.2. HISTORIQUE D'APR :	57
IV.3. DOMAINE D'APPLICATION.....	57
IV.4. DEROULEMENT DE L'APR :.....	57
IV.5. CRITERES D'EVALUATION	58
IV.6. SYNTHESE DE L'APR ET RECOMMANDATIONS.....	60
IV.7. APPLICATION DE LA METHODE APR	61
IV.8. DEROULEMENT ET RESULTATS :.....	61
IV.8.1. Résultats.....	71
IV.9. INTERPRETATION DES RESULTATS.....	72
CHAPITRE V APPLICATION DE LA METHODE DE L'ARBRE DES DEFAILLANCES	73
V.1. INTRODUCTION	74
V.2. HISTORIQUE DE L'ADD	74
V.3. CONCEPTS DE BASE	74
V.4. DEROULEMENT DE LA METHODE	77
V.5. ANALYSE DE L'ADD.....	78
V.5.1. Analyse qualitative.....	78
V.5.2. Analyse quantitative	79
V.6. APPLICATION DE LA METHODE	80
V.7. SYNTHESE DE L'ETUDE :.....	85
V.7.1. Analyse qualitative :.....	85
V.7.2. Analyse quantitative :	86
V.8. RECOMMANDATIONS	87
V.9. CONCLUSION	88
CHAPITRE VI APPLICATION DE LA METHODE DE L'ARBRE DES EVENEMENTS.	89
VI.1. INTRODUCTION	90
VI.2. HISTORIQUE DE L'ADE.....	90
VI.3. CONCEPT DE BASE	90
VI.4. APPLICATION DE LA METHODE :	92
VI.5. SIMULATION AVEC LE PHAST DES CONSEQUENCES DE L'INCENDIE.....	99
VI.5.1. Introduction	99
VI.5.2. Résultats et analyse	99
VI.5.3. Analyse des résultats.....	103
CHAPITRE VII REMISE EN MARCHÉ DE SYSTÈME D'EXTINCTION AUTOMATIQUE A GAZ	104
VII.1. INTRODUCTION	105
VII.2. POUR QUOI INTERDIRE LE GAZ « HALON » ?	105
VII.3. CHRONOLOGIE DE L'INTERDICTION DU HALON	106
VII.3.1. Les conventions internationales	106
VII.3.2. Réglementation algérienne.....	106
VII.4. SUBSTITUTION DU HALON	107
VII.5. ACTION DES GAZ HFC SUR LE FEU.....	108
VII.6. INFORMATION SUR LE FM-200 (HFC 227EA)	108
VII.6.1. Propriétés physiques et toxiques	109
VII.6.2. Propriétés chimiques.....	109
VII.6.3. Spécifications	109
VII.7. CALCUL DE LA QUANTITE DU GAZ.....	110
VII.7.1. Application sur les bacs de stockage.....	112
VII.8. EFFET DE LA VENTILATION	113

<i>VII.8.1. Application</i>	114
VII.9. DETERMINATION DU DIAMETRE	115
VII.10. STOCKAGE DE L'AGENT.....	116
VII.11. ÉTUDE ECONOMIQUE	118
VII.12. CONCLUSION.....	118
CONCLUSION GENERALE	119
BIBLIOGRAPHIE	122
ANNEXE A	125

Liste des figures

Figure 01 : Stockage des produits selon leurs caractéristiques.	18
Figure 02 : Représentation des LIE et LIS.	19
Figure 03 : Réservoirs atmosphériques	27
Figure 04 : Pertes de produit en réservoirs à toit fixe	32
Figure 05 : Toits flottants externes simple pont	35
Figure 06 : Toits flottants externes double pont.....	38
Figure 07 : Toits flottants internes soudés	40
Figure 08 : Toits flottants internes boulonnés	43
Figure 09 : Sphéroïde	45
Figure 10 : Sphère sur poteaux.....	47
Figure 11 : Sphère sous talus	47
Figure 14 : Représentation schématique de TMB	51
Figure 12 : Modèle de diagramme de la méthode SADT	53
Figure 13 : Hiérarchies des diagrammes des niveaux	54
Figure 15 : Tableau type, utilisé pour l'APR.	60
Figure 16 : Schématisation des étapes de l'APR.....	61
Figure 17 : Répartition des ERs en fonction de leurs classifications.	72
Figure 18 : Symboles utilisés par la représentation graphique des évènements de l'AdD	75
Figure 19 : Exemple d'un AdD	76
Figure 20 : Démarche pour l'élaboration d'un arbre des défaillances	77
Figure 21 : Déroulement de l'AdD.....	78
Figure 22 : Equations booléennes pour la simplification de l'AdD	79
Figure 23 : Représentation des coupes minimales les plus influentes et leurs pourcentages... 86	
Figure 24 : Exemple d'architecture d'un arbre d'évènements	91
Figure 25 : Démarche de réalisation de l'AdE.	92
Figure 26 : Application de l'arbre des évènements au phénomène de début d'incendie.	94
Figure 27 : Représentation des valeurs de probabilité des différents scénarios d'accidents....	97
Figure 28 : Représentation des nouvelles probabilités des scénarios sans intervention de système d'extinction à gaz.	98
Figure 29 : Résultat d'un feu de toit du bac AB12 du terminal nord avec la classe 5D.	100
Figure 30 : Résultat d'un feu de toit du bac AC9 du terminal nord avec la classe 3F.	100
Figure 31 : Résultat d'un feu de toit du bac AB12 du terminal nord avec la classe 3F.....	100
Figure 32 : Résultat d'un feu de toit du bac AC9 du terminal nord avec la classe 5D	101
Figure 33 : Résultat d'un feu de toit du bac R13 du terminal sud avec la classe 3F.....	101
Figure 34 : Résultat d'un feu de toit du bac R13 du terminal sud avec la classe 5D	101
Figure 35 : Résultat d'un feu de bac AB12 de terminal nord avec une classe 5D.....	102
Figure 36 : Résultat d'un feu de bac AC9 de terminal nord avec une classe 5D.	102
Figure 37 : Résultat d'un feu de bac R13 de terminal sud avec une classe 5D.....	103
Figure 38 : Schématisation d'un début de feu.	112
Figure 39 : Exemple d'une bouteille de fm 200 d'une capacité de 15 Kg.....	116
Figure 40 : Représentation schématique du système d'extinction automatique à gaz	117

Liste des tableaux

Tableau 01 : Tableau des Caractéristiques Physiques.....	17
Tableau 02 : Information sur les bacs de stockage.....	50
Tableau 03 : Echelle de probabilité.....	59
Tableau 04 : Echelle de GRAVITE.....	59
Tableau 05 : Grille de hiérarchisation des risques	60
Tableau 06 : Hiérarchisation des risques pour un bac de stockage.....	71
Tableau 07 : Hiérarchisation des risques pour l'installation.	71
Tableau 08 : Liste des portes logiques de l'AdD	81
Tableau 09 : Liste des évènements élémentaires de L'AdD.	84
Tableau 10 : Les coupes minimales les plus influentes sur l'EI	85
Tableau 11: Liste des évènements qui forment les coupes minimales les plus influentes.....	87
Tableau 12 : Représentation des scénarios et description.	95
Tableau 13 : probabilités d'apparition des scénarios d'accident.....	96
Tableau 14 : représentation des nouvelles probabilités.....	97
Tableau 15 : Les classes atmosphériques utilisés dans la simulation.	99
Tableau 16 : Gaz inertes proposés dénominations chimiques et formules.	107
Tableau 17 : Gaz inhibiteurs proposés, dénominations chimiques et formules.	107
Tableau 18 : Les différentes classes de feu.	108
Tableau 19 : Propriétés physiques et toxiques de HFC 227e.....	109
Tableau 20 : Les spécifications de HFC 227ea comme agent d'extinction.	110
Tableau 21: Détermination de la quantité de gaz nécessaire pour l'extinction par HFC 227ea.	111
Tableau 22 : Diamètre de tuyauterie en fonction du débit de décharge.	115
Tableau 23: Taux de remplissage des réservoirs en fonction de leurs pressions.	116

Abréviations

AdD	Arbre des Défaillances
AdE	Arbre des Evènements
ALC	Approximative Létale Concentration
API	Pression effective 1 bar
APR	Analyse Préliminaire des Risques
C	Criticité
CST	Centistokes
daN	décaNewton
DRGB	Direction Régionale de Bejaia
E	Evènement
EI	Evènement Indésirable
EI	Evènement Indésirable
ER	Evènement Redouté
F	Fréquence
G	Gravité
INRS	Institut national de Recherche et de Sécurité
LC	Létale Concentration
LES	Limite Supérieure d'Explosivité
LIE	Limite Inférieure d'Explosivité
LOAEL	Lowest Observed Adverse Effect Level
NF	Norme Française
NFPA	National Fire Protection Association (association nationale de protection contre le feu)
NOAEL	No Observed Adverse Effect Level
P	Probabilité
SACO	Substances Appauvrissant la Couche d'Ozone
SADT	Structured Analysis and Design Technique
TMB	Terminal Marin de Bejaia
TRC	Transport par Canalisation

Introduction Générale

Depuis le XX^e siècle, le pétrole est une ressource hautement stratégique pour les pays industrialisés, cette source d'énergie leur a permis de se développer et elle est devenue indispensable au fonctionnement de leurs économies. L'Algérie étant un producteur de pétrole assure leurs approvisionnements via l'entreprise nationale SONATRACH-TRC.

Le terminal marin de Bejaia représente un point stratégique pour l'exportation du pétrole, en vue de satisfaire les demandes en pétrole brut. Il comporte 16 bacs de stockage dont 12 d'une capacité de 35000 m³ et 4 d'une capacité de 50 000 m³.

Vue la nature inflammable du pétrole, le stockage de ce dernier en grandes quantités présente un risque d'incendie dont les effets et les impacts peuvent être très graves sur les travailleurs, la population riveraine, les biens et l'environnement.

L'importance du dommage causé par les incendies de bac de stockage de pétrole au cours de l'histoire fait que les industriels et les scientifiques s'intéressent à ce phénomène afin de le contrôler ou de limiter les dégâts s'il survient et ce par des mesures préventives ou protectrices.

Avec l'évolution des exigences réglementaires algériennes, la société SONATRACH-TRC a l'obligation de mettre au point une étude de danger pour se conformer aux exigences et déterminer le niveau du risque sur l'agglomération qui entoure les unités de stockages. Cette étude de danger permettra de connaître le niveau réel de risque et doit donner des résultats fiables.

En cas d'incendie, le moyen d'intervention le plus sollicité est l'extinction automatique à gaz utilisant le halon comme agent d'extinction. Avec l'évolution de la conscience mondiale pour la protection de la couche d'ozone et dans le but de protéger l'environnement, l'utilisation du halon a été interdite par le protocole de Montréal et par la suite, par la réglementation algérienne l'Algérie adhérant à ce protocole. Ce système d'extinction automatique a alors été mis hors service, ce qui expose l'installation à des risques d'incendie très graves, voire catastrophiques.

Dans le but de maîtriser les incendies des bacs tout en restant en conformité avec la réglementation, l'entreprise se trouve dans l'obligation de substituer le halon par un autre gaz, qui pourrait à la fois protéger l'installation et respecter l'environnement.

L'objectif de ce mémoire est d'illustrer les scénarios d'accidents qui peuvent entraîner un début d'incendie non maîtrisé dans un bac de stockage de pétrole brut et de montrer l'importance de la remise en service de l'extinction automatique pour leur maîtrise.

Dans un premier temps, nous aborderons une approche théorique de généralités sur le pétrole et les différents moyens de stockage des hydrocarbures. Nous entamerons une étude pratique qui portera sur l'analyse fonctionnelle du système par la méthode SADT, suivie d'une analyse des risques sur les bacs de stockage du pétrole, en utilisant la méthode APR. Par la suite, nous utiliserons la méthode AdD pour déterminer les événements élémentaires qui peuvent provoquer un accident majeur et l'utilisation de la méthode AdE nous définira les conséquences de ce-dernier. Enfin, la simulation des conséquences sera réalisée à l'aide du logiciel « PHAST ».

Dans la dernière partie, nous étudierons le système d'extinction automatique à gaz et nous proposerons le dimensionnement nécessaire pour le remplacement du halon par un autre gaz.

Nous terminerons ce travail par une conclusion générale dans laquelle nous présenterons l'essentiel des résultats obtenus et nous évoquerons les possibilités de leur application par l'entreprise et les perspectives.

Chapitre I

Généralités sur le pétrole

I.1. Introduction

Le pétrole est une huile minérale résultant d'un mélange d'hydrocarbures et de divers composés organiques. C'est une énergie fossile.

Sa formation est le fruit de la transformation lente de matière organique, souvent végétale, qui se dépose sur le fond des océans et qui, sous l'effet de la pression des autres couches qui s'accumulent et d'une augmentation de température (résultant elle aussi de l'augmentation de pression) se transforme peu à peu en kérogène, puis en pétrole.

Le pétrole se faufile ensuite entre les roches au milieu desquelles il a été formé et remonte vers la surface de la terre. Mais en chemin, il est piégé par des roches non perméables. Ce sont ces sites que les compagnies pétrolières traquent afin d'effectuer des forages pour exploiter le pétrole.

I.2. Caractéristiques physico-chimiques des hydrocarbures

Le mélange d'hydrocarbures issu de ce long processus comprend des chaînes linéaires plus ou moins longues, ainsi que des chaînes cycliques naphténiques ou aromatiques. Il est possible de distinguer les différents types de pétrole selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre et autres impuretés (vanadium, mercure et sels) et leur teneur en différentes classes d'hydrocarbures. Le pétrole est alors paraffinique, naphténique ou aromatique.

Il existe des centaines de bruts de par le monde. Certains servent comme étalon pour établir le prix moyen du pétrole en provenance d'une région donnée.

Selon sa provenance, le brut peut contenir du gaz dissous, de l'eau salée, du soufre et des produits sulfurés (thiols (mercaptans) surtout).

Les deux principaux critères pour classer les centaines de bruts différents qui existent sont la gravité (densité) et la teneur en soufre, depuis le plus léger et le moins sulfureux (qui a la plus haute valeur commerciale) qui est du condensat, jusqu'au plus lourd et au plus sulfureux qui contient 90 % de bitume environ.

Le pétrole algérien est un pétrole léger à moindre teneur en soufre. Il est de ce fait apprécié des raffineurs, c'est l'un des plus chers au monde.

Le condensat, liquide de gaz naturel, est considéré comme un pétrole léger. C'est pourquoi les chiffres de production pétrolière de l'Algérie incluent le condensat pour des institutions internationales.

Les réserves de liquide (pétrole plus condensat) récupérables atteignent 16 milliards de barils. Au rythme de production de 1,7 million de barils/jour, la durée de vie des réserves est de 30 ans.

L'Algérie est le quatrième producteur de pétrole en Afrique, après le Nigeria, la Libye et l'Angola. Contrairement à ce dernier pays, l'Algérie a décidé de ne pas intensifier sa production pétrolière, pour préserver les réserves de brut le plus longtemps possible, au profit des générations futures.

Une grande incertitude pèse sur le développement du champ de Hassi-Messaoud. Ces responsables disent qu'il peut produire 500 000 à 600 000 barils/jour pendant au moins 40 ans, contre un rythme actuel de 400 000 barils/jour.

Sonatrach fera cependant face à un grand défi technologique qui consiste à améliorer le taux de récupération et à connaître avec plus de précision le réservoir.

Les États-Unis sont le plus gros acheteur de brut algérien à travers l'acquisition de gros tankers, l'Algérie cible aussi le marché asiatique : Chine, Corée du Sud... appelé à connaître une forte expansion.

I.3. Caractéristiques des hydrocarbures

- ❖ **Liquide inflammable :** hydrocarbure ou autres liquides émettant des vapeurs, susceptibles de s'allumer momentanément en présence d'une flamme et ce, dans des conditions normales de température et de pression. Cette température minimum est appelée point éclair [1].
- ❖ **Point éclair:** température minimale à partir de laquelle un hydrocarbure liquide émet suffisamment de vapeurs susceptibles de provoquer un flash en présence d'une source de chaleur [1].

Le point éclair du brut en condensât se trouve généralement entre 12°C et 100°C mais il peut, parfois, dépasser ces limites.

- ❖ **Point d'inflammation:** température à laquelle un liquide inflammable émet des vapeurs en quantité suffisante pour que la combustion, une fois amorcée, puisse continuer d'elle-même, au moins cinq secondes [1].
- ❖ **Point d'auto-inflammation :** température à laquelle le produit chauffé émet des vapeurs. A cette température, le combustible s'enflamme spontanément en contact avec l'air et continue de brûler [1].

- ❖ **Point d'ébullition:** température à partir de laquelle, sous la pression atmosphérique, un liquide se vaporise dans sa masse [1].
- ❖ **Tension de vapeurs :** pression, déterminée constante pour chaque température, exercée par les vapeurs d'un liquide dans une enceinte fermée. Cette pression augmente rapidement avec la température. Lorsque celle-ci devient stable, l'évaporation du liquide cesse dès que la tension de vapeur est atteinte [1].

Tableau 1 : Tableau des Caractéristiques Physiques.

Produit	Densité		Point éclair °C	Point ébullition °C	Tension vapeur à 38 °C (kg/cm ²)	Point Auto-inflammation °C	Limite inflammation %		Observations
	Liquides à 15 °C	Vapeur					inférieure	supérieure	
METHANE	0,466 à - 164°	0,554		- 164		537	5,3	14	Représente 97 % du gaz de Lacq
PROPANE	0,585 à - 42°	1,522	- 102	- 42	13,3	466	2,2	10	
BUTANE	0,600 à 0°	2,006	- 60	0	3,6	405	1,9	8,5	
PENTANE	0,631	2,491	- 40	36	1,1	309	1,5	7,8	
HEXANE	0,664	2,975	- 22	69	0,35	234	1,2	7,5	
HEPTANE	0,700	3,453	- 4	98	0,12	223	1,2	6,7	
ESSENCE C	0,690	3,400	- 24	71	0,23	235	1,2	7	
ESSENCE / SUPER	0,730 à 0,750	3,000 (environ)	- 38	70	≤ 0,800 ≤ 0,650	456	1,0	7,6	Du 15-10 au 30-4 Hiver Du 01-05 au 14-10 Été
WHITE-SPIRIT	0,780		30 < PE < 55	140	0,04	230	1,0	6,0	
PÉTROLE	0,790		42	160		250	0,7	5,0	
PÉTROLE B.T.A. (1)	0,780		66	180					
GASOIL / F.O.D.	0,830		65 < PE			270	6,0	13,5	
F.O.L.	0,890		70 < PE			260 à 400			
FUELS LOURDS	0,950					260 à 400			
HUILES	0,840 à 0,950		140 < PE			150 à 320			

I.4. Classification des hydrocarbures:

Les hydrocarbures sont classés en fonction de leur point éclair. Selon leur catégorie d'appartenance, ils seront entreposés dans différents types de réservoirs [2]; Ainsi :

- ❖ Les hydrocarbures liquéfiés sont stockés dans des bacs spéciaux ou dans des sphères.
- ❖ Les hydrocarbures liquides de point éclair inférieur à 55°C, sont stockés dans des réservoirs à toit flottant.
- ❖ Les hydrocarbures liquides dont le point éclair est compris entre 55 et 100°C, sont stockés dans des réservoirs à toit fixe.
- ❖ Les hydrocarbures liquides dont le point éclair est supérieur à 100°C, sont stockés dans des réservoirs à toit fixe, munis d'un réchauffage pour les liquides.


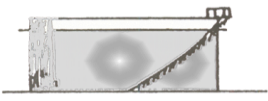
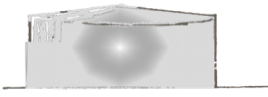
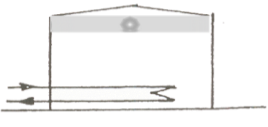
Catégorie	Sous-catégorie	Caractéristiques	Produits	Réservoirs
A	A1	HYDROCARBURES LIQUEFIÉS. TV à 15°C > 1 bar T < 0°C. P ≠ P. Atm.	Ethylène Propylène Propane Butane	Bacs Spéciaux Réfrigérés
	A2	TV à 15°C > 1 bar T > 0°C. P > p. atm.	Propane Butane	
B		HYDROC. LIQUIDES. P ^t Eclair < 55°C.	Essences Reformat Kero- Naphta Carburateur Cut- Back Pétrole Brut	
C		HYDROC. LIQUIDES 55°C ≤ P ^t Eclair < 100°C.	Gazoles Fuel domestique Fuel léger.	
	C1	Stockés au dessus de leur point d'éclair		
	C2	Stockés au dessous de leur pt. d'éclair		
D		HYDROC. LIQUIDES P ^t Eclair > 100°C.	Fuels lourds Bitumes	
	D1	Stockés au dessus de leur P ^t d'éclair		
	D2	Stockés au dessous de leur pt d'éclair		

Figure 1 : Stockage des produits selon leurs caractéristiques.

I.5. Caractéristiques d'explosivité d'un mélange gazeux :

On définit :

- **La Limite Inférieure d'Explosivité (LIE)** correspondant à la concentration minimale de gaz ou de vapeur inflammable dans l'air au-dessous de laquelle il n'y a pas d'explosion possible [3].
- **La limite Supérieure d'Explosivité (LES)** correspondant à la concentration maximale de gaz ou de vapeur inflammable dans l'air au-delà de laquelle il n'y a pas de risque d'explosion [3].

L.I.E. – L.S.E

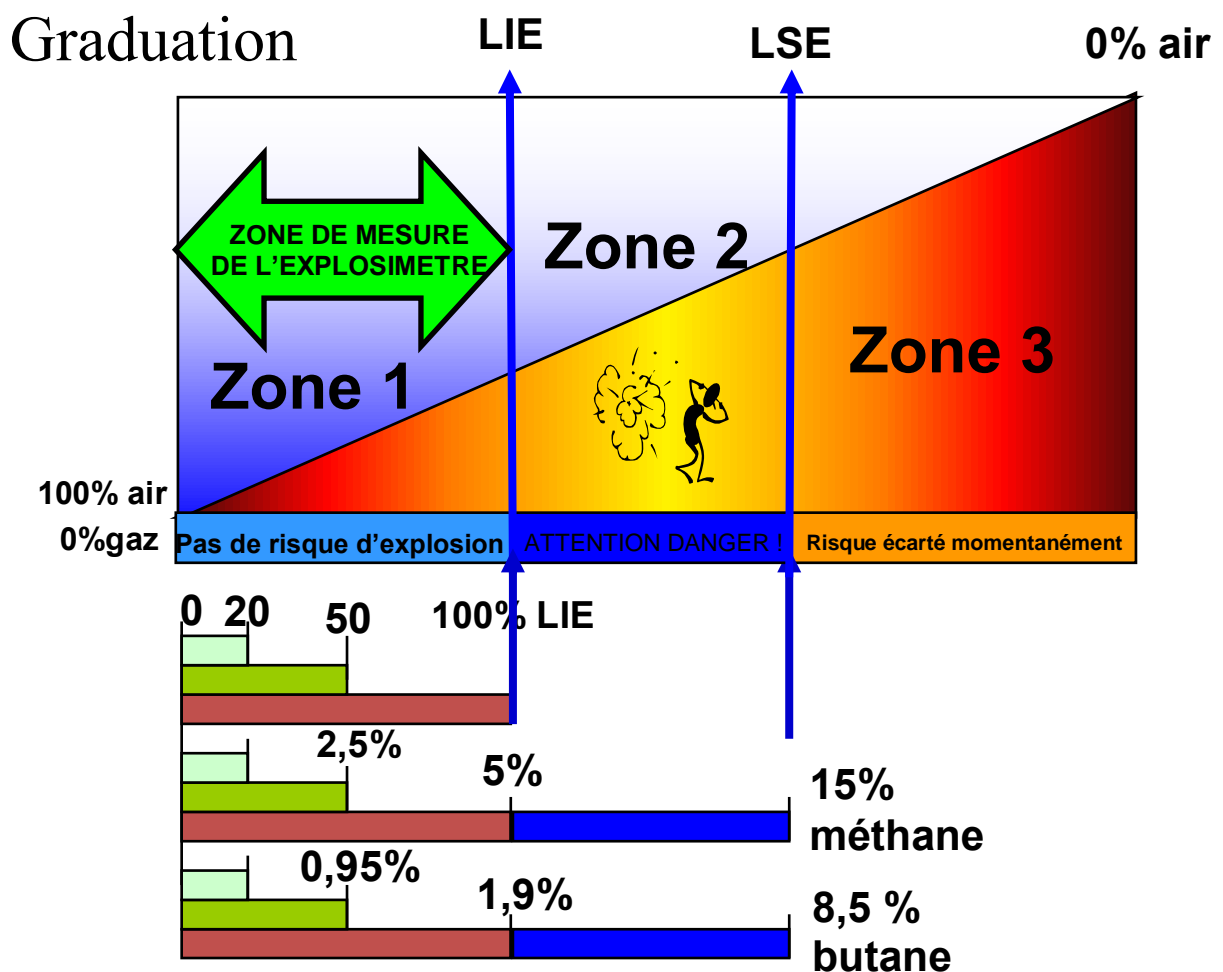


Figure 2 : Représentation des LIE et LIS [1].

I.6. Risques présentés par les hydrocarbures

I.6.1. Risques physiologiques

Certains produits pétroliers peuvent provoquer des troubles physiologiques par contact ou inhalation.

Les vapeurs d'hydrocarbures, à l'exception des vapeurs aromatiques, ne sont pas toxiques. Néanmoins, leur concentration dans l'air peut provoquer l'asphyxie ou l'anesthésie et ce, par manque d'oxygène [3].

En outre, certains troubles tel que l'intoxication benzolique ou les effets du saturnisme peuvent être constatés

Toxicité

Certains produits pétroliers peuvent provoquer des désordres physiologiques par contact ou inhalation :

- ❖ **Benzolisme** – intoxication par hydrocarbures aromatiques tel le benzène.
- ❖ **Saturnisme** – intoxication par le plomb.
- ❖ **Cancers** – contacts répétés sur la peau pendant une longue période.

En termes de toxicité, les fiches de données de sécurité apportent les renseignements souhaités.

- ❖ **Asphyxie** : provoquée par une concentration en vapeurs d'hydrocarbures telle que la proportion d'oxygène dans l'air est trop faible pour entretenir la vie. Le risque de malaise se manifeste vers une valeur de 17 % d'oxygène dans l'air.

Il y a nécessité de contrôler la teneur en oxygène avant toute action dans une zone à risque. De plus, le port d'un appareil respiratoire à circuit ouvert serait nécessaire afin de ne pas se faire piéger dans une nappe.

I.6.2. Risques de pollution :

Pollution du sol :

Elle dépend de la nature du sol et de son utilisation. Ainsi, une pollution accidentelle pourra rendre un terrain impropre à la culture, au pâturage, jusqu'à disparition du polluant, par évaporation, infiltration ou nettoyage.

Pollution de l'air :

Elle est due à la vaporisation légère des hydrocarbures laissés ou rejetés à l'air libre. Cette vaporisation est d'autant plus forte, que la température ambiante est élevée. Elle présente deux dangers :

- ❖ Un danger physiologique.
- ❖ Un danger d'incendie ou d'explosion.

L'activité de ces dangers dépend du milieu, de l'ampleur de la pollution et de la nature du polluant.

Pollution de l'eau :

Elle peut apparaître de trois manières :

- ❖ Évènement direct dans un cours d'eau.
- ❖ Ruissellement des eaux en contact avec les polluants
- ❖ Infiltration directe des hydrocarbures ou d'une eau polluée.

Les deux premières causes touchent surtout les eaux de surface. L'infiltration vise plus les nappes phréatiques.

Généralement miscibles, les hydrocarbures ont un effet nuisible sur la faune, la flore et rendent les eaux impropres à la consommation.

I.6.3. Risque incendie :

Définition : L'incendie est une combustion incontrôlée dans le temps et dans l'espace. Il engendre de grandes quantités de chaleur, des fumées et des gaz polluants, voire toxique. L'énergie émise favorise son développement [3].

L'hydrocarbure en soit, ne brûle pas. Seules les vapeurs émises peuvent, dans des proportions déterminées avec l'air, former un mélange combustible voir explosible.

Explosion : C'est une combustion de vapeurs inflammables, violente et très rapide, libérant en un temps très court une quantité d'énergie élevée; elle peut être à l'origine d'un incendie [3]. Elle se produit en présence d'un mélange explosif accompagnée d'une source d'énergie suffisante pour amorcer la réaction de combustion.

Le mélange est considéré comme explosif lorsque la concentration dans l'air de la substance combustible est comprise entre la LIE et la LES.

I.7. Le Phénomène boil-over

I.7.1. Description

L'explosion par vaporisation, dite boil-over, est un phénomène qui peut se rencontrer dans la lutte contre les incendies d'hydrocarbures. La boule de feu formée est la partie visible de ce phénomène.

Les accidents associés au phénomène boil-over témoignent parfaitement de la gravité et de la sévérité de ce phénomène

I.7.2. Définition du boil-over :

Le phénomène boil-over ne concerne que les feux des hydrocarbures.

Le terme boil-over est constitué de deux mots (boil) et (over). Le mot boil veut dire ébullition et over signifie au-dessus de l'ébullition.

Dans la littérature spécialisée dans le domaine de l'incendie, on trouve plusieurs définitions de ce phénomène :

- Le groupe multinational TOTAL définit le boil-over comme un phénomène de grande ampleur impliquant le feu de réservoir d'hydrocarbures et /ou de cuvette de rétention et entraînant la vaporisation d'un fond d'eau (eau libre ou émulsion dans la masse).
- Le Boil-Over est un phénomène qui peut se produire spontanément durant le feu d'un réservoir à toit ouvert contenant certains types d'huiles ou d'hydrocarbures. Cela peut se produire quand le toit du réservoir est détruit par une explosion généralement causée par allumage. La combustion se produit d'une manière progressive jusqu'à production soudaine d'une émulsion éjectant le reste du liquide présent dans le réservoir (causé par l'eau qui génère une rapide expansion moussante). Cette définition est donnée par NFPA.
- Le Boil-Over est un phénomène qui arrive lors d'un feu d'hydrocarbures sur la surface d'un réservoir à toit fixe après une longue durée de combustion (20 min), cela entraîne l'échauffement progressif du liquide vers le fond, ce qui provoque spontanément la vaporisation d'un fond d'eau générant une formidable poussée sur les parois du milieu éjectant la quantité restante dans le bac à haute température.

Ces trois définitions permettent de connaître les conditions nécessaires à la naissance d'un boil-over.

I.7.3. Conditions entraînant la naissance d'un boil-over

I.7.3.1. Présence d'eau à vaporiser

Cette eau est présente sous forme d'eau libre au fond du réservoir de stockage des hydrocarbures généralement à toit fixe. Sa présence est due [3]:

- ❖ À la teneur en eau de l'hydrocarbure.
- ❖ À la respiration du réservoir et condensation de l'humidité de l'air (inversion de gradient de température entre le jour et la nuit).
- ❖ Aux pluies ou introduction due aux activités de l'homme (refroidissement, eau de décantation de la mousse).

I.7.3.2. Création de l'onde de chaleur :

L'hydrocarbure est un mélange de plusieurs fractions aux caractéristiques variables (viscosité, densité, température d'ébullition ...). Le feu d'un bac commence par une combustion des fractions en haut de réservoir (les fractions les plus légères), donc, pour étudier le cas Boil-Over en prendra conventionnellement la moyenne de chaque donnée.

Avec un produit susceptible de provoquer un boil-over (par exemple le brut lourd), on constate qu'il se crée sous la surface de liquide, une zone chaude qui s'accroît avec le temps, jusqu'à atteindre le fond du bac. Ce phénomène est appelé (onde de chaleur). La zone chaude ne contient que les fractions Lourdes.

On constate que le boil-over se produit lorsque la zone chaude atteint le fond de bac et que la vitesse de l'onde est supérieure à la vitesse de combustion.

I.7.3.3. Présence d'hydrocarbures en feu, suffisamment visqueux :

Le phénomène de boil-over peut se produire lorsque la viscosité cinématique du liquide est supérieure à 0,73 CST. Si ce n'est pas le cas, l'interface hydrocarbures-vapeurs d'eau, générée par l'onde de chaleur ne sera pas suffisamment étanche. Dans ce cas la vapeur s'échappera et formera ce qu'on appelle un **Slop-Over**.

L'étanchéité réalisée par une viscosité supérieure à 0,73 CST permet, ainsi, la création de l'effet piston.

I.7.4. Evolution des différentes phases d'un boil-over

La réalisation du phénomène se fait en plusieurs phases présentées ci-après.

Première phase : Feu d'un bac et /ou de cuvette de rétention.

Deuxième phase : Perte de confinement par destruction de toit d'un bac à toit fixe.

Troisième phase : Les moyens de protections et défenses incendies placés en partie haute de la robe du bac seront détruites.

Quatrième phase : Expulsion de tout ou partie de l'hydrocarbure contenu générant les deux effets associés suivant :

- Après expulsion, une colonne riche d'hydrocarbure s'élève dans l'air, c'est la **Boule de feu.**
- **Epannage :** l'effet piston transforme l'énergie d'expansion en énergie cinématique. La masse d'hydrocarbure est chassée hors du bac sous forme de vague.

Chapitre II

Stockage des hydrocarbures

II.1. Introduction

Le stockage massif des liquides, pour les différents produits rencontrés dans l'industrie du pétrole, de la pétrochimie et de la chimie, s'effectue principalement dans des réservoirs métalliques, de construction soudée, installés à l'air libre et reposant sur le sol (réservoirs aériens).

Ces réservoirs ont des capacités très variables. Elles n'excèdent pas quelques centaines de mètres cubes pour de nombreux produits chimiques, tandis que, dans le domaine pétrolier, les réservoirs de pétrole brut par exemple dépassent de beaucoup ces limites. C'est ainsi que, sur le parc de certains terminaux de chargement du Moyen-Orient, il existe des réservoirs de 240 000 m³ et qu'il n'est pas rare, sur les terminaux de réception européens, de compter des réservoirs de 100 000 à 150 000 m³. Dans le terminal de Bejaia il existe des réservoirs d'une capacité de 50 000 et 35 000 m³. Les produits stockés sont nombreux et différents. Pour chacun d'eux existe une capacité de stockage fonctionnellement et économiquement adaptée aux caractéristiques du stock envisagé [4].

II.2. Réservoirs de stockage des hydrocarbures

II.2.1. Réservoirs atmosphériques

II.2.1.1. Généralités

Ce sont des réservoirs cylindriques verticaux à fond plat que l'on peut différencier par le type de couverture.

Les cuves ouvertes ne comportent pas de toit et leur emploi est limité aux quelques liquides que l'on peut, sans danger pour leur qualité ou pour l'environnement, exposer à l'air libre.

Les réservoirs à toit fixe sont pourvus d'un toit et permettent donc une meilleure conservation des liquides volatils, dangereux ou polluants.

Les réservoirs à toit flottant comprennent une structure flottante, directement posée sur le liquide, que l'on installe soit dans une cuve ouverte, soit dans un réservoir à toit fixe. Ces réservoirs, en raison de leur remarquable capacité à réduire les évaporations, sont réservés au stockage des produits les plus volatils.

La capacité maximale de ces réservoirs atmosphériques peut être très importante. Elle est seulement limitée par la hauteur et le diamètre qu'il est possible de réaliser. Le choix de la hauteur est lié à la nature du terrain car les réservoirs reposent à même le sol. En tenant compte de la résistance moyenne des sols habituellement rencontrés, elle est le plus souvent comprise entre 14 et 22 m. Bien entendu, le diamètre maximal sera limité par la surface du terrain

disponible, mais également par l'épaisseur maximale autorisée par les codes de construction pour la partie basse de la robe. Cette épaisseur est généralement fixée à 45 mm par la plupart des codes existants. Pour les réservoirs à toit fixe, le choix du type de toit peut également constituer une limitation du diamètre [4].

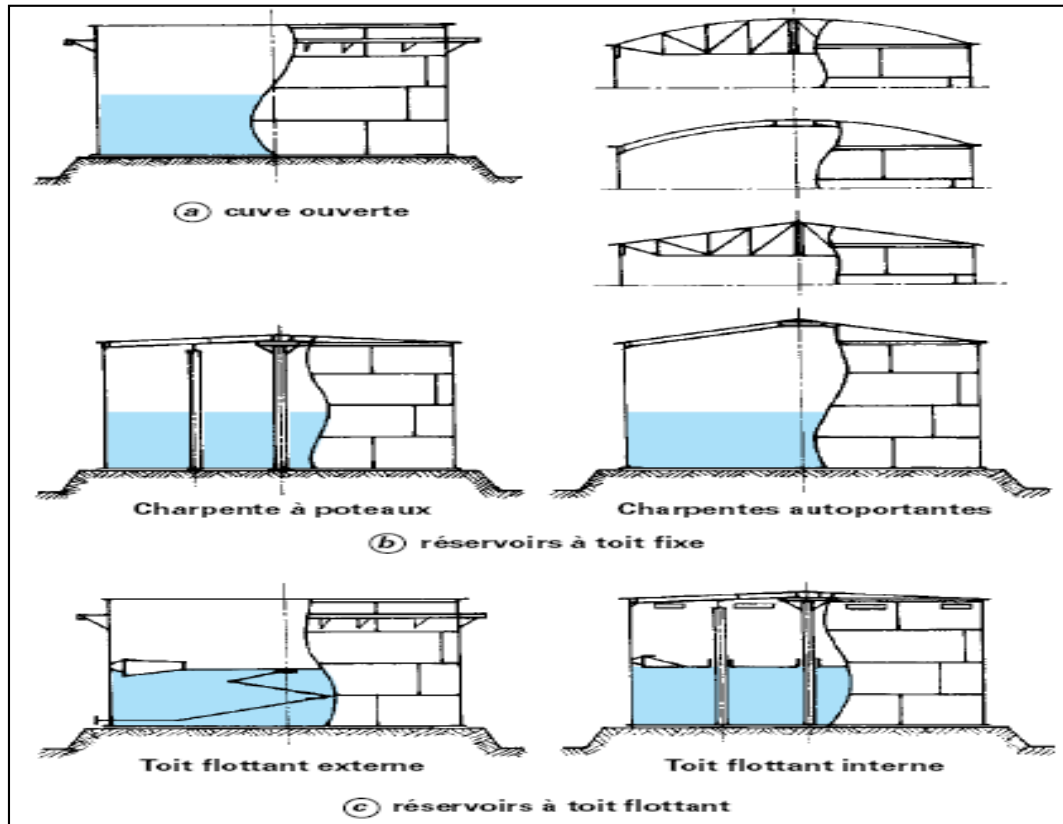


Figure 3 : Réservoirs atmosphériques [4]

II.2.1.2. Cuve ouverte

Ce type de réservoir est principalement destiné au stockage d'eau incendie ou d'eau industrielle. Il ne convient pas pour le stockage d'eau potable, de produits pétroliers volatils ou de produits émettant des vapeurs polluantes. Son utilisation est assez limitée, car les évaporations sur ce type de stockage sans toit sont très importantes. Il faut de surcroît tenir compte de la pollution importante du produit stocké (par l'atmosphère, les insectes et les oiseaux), en particulier pour les stockages de longue durée comme, par exemple, les réserves d'eau d'incendie.

Ces cuves ouvertes sont constituées essentiellement d'un **fond**, d'une **robe** et d'une **poutre raidisseuse** au sommet de la robe [5].

II.2.1.2.1. Fond

Il a une fonction principale d'étanchéité et assure le transfert de la charge verticale, produite par le liquide stocké, sur la fondation. La partie centrale du fond n'est donc pas soumise à des contraintes mécaniques de tension. Par contre, la bordure périphérique, placée sous la robe et soudée à celle-ci, est fortement sollicitée par la pression hydrostatique horizontale qui agit au bas de la robe. Le fond peut être plat ou légèrement conique avec une pente au moins égale à 0,2 % orientée vers le haut ou vers le bas. Cette pente facilite l'élimination des dépôts en fond du bac, qui s'effectue par l'intermédiaire d'une tuyauterie traversant la robe et débouchant dans une cuvette installée au point bas du fond. Lorsqu'un tassement des fondations est attendu, la pente du fond est orientée vers le haut pour compenser les mouvements du terrain. Le fond est réalisé à partir de tôles rectangulaires de 6 à 6,5 mm d'épaisseur minimale, soudées par recouvrement sur leur face supérieure.

En fonction des critères fixés par les codes de construction, une tôle annulaire de **bordure** peut être nécessaire sous la robe. Elle est constituée de segments de tôles rayonnants, soudés bout à bout, en général plus épais que le reste du fond.

II.2.1.2.2. Robe

Elle doit résister aux contraintes développées par la pression hydraulique du liquide stocké. Elle est constituée de rangées de tôles rectangulaires superposées, appelées **viroles**, qui sont soudées bout à bout. Les joints verticaux de ces tôles sont généralement décalés, à chaque changement de virole, du tiers de leur longueur. L'épaisseur minimale de chaque virole est calculée à partir de formules simples définies par les codes de construction.

Sa valeur dépend des dimensions de la cuve, de la masse volumique du produit stocké, des caractéristiques mécaniques des aciers employés, des coefficients de sécurité imposés par le code, de la température d'étude et de la surépaisseur de corrosion retenue.

L'épaisseur maximale autorisée par la plupart des codes de construction est limitée à 45 mm. Par ailleurs, pour des raisons de construction, ces codes précisent également une épaisseur minimale de robe comprise entre 5 et 10 mm suivant le diamètre du réservoir.

La liaison de la robe sur le fond ou sa bordure s'effectue par une double soudure d'angle. Cet assemblage est très sollicité par la pression hydrostatique et les mouvements de rotation de la robe qui en découlent. Il doit donc être considéré comme un détail important de la construction.

II.2.1.2.3. Poutre raidisseuse et raidissage de robe

En l'absence de toit, la partie haute de la robe doit être renforcée par une poutre raidisseuse, pour conserver sa rotondité sous l'action du vent. Cette poutre est placée en principe à un mètre du sommet. Quand elle est assez large, elle est utilisée comme passerelle de circulation autour du réservoir. Elle est souvent constituée de segments de tôles pliés formant sur sa partie extérieure, un polygone régulier.

Un raidissage intermédiaire de dimension beaucoup plus modeste, peut être aussi nécessaire sur la robe, entre la poutre supérieure et le fond, pour assurer une résistance correcte au cloquage local de la paroi cylindrique soumise à la pression dynamique du vent. On limite ce raidissage, ou on le supprime, en augmentant légèrement l'épaisseur des viroles les plus minces. Lorsqu'il subsiste, il est réalisé par un ou plusieurs anneaux en profilés cintrés ou par de petites poutres en tôle pliée comme la poutre au vent supérieure.

II.2.1.3. Réservoirs à toit fixe :

Utilisés pour le stockage des produits peu volatils et à faible tension de vapeur. Ce stockage est réalisé dans des réservoirs dont la partie supérieure est obturée par un toit fixe. Il est ainsi possible d'assurer plus facilement leur conservation et d'empêcher leur contamination par les agents extérieurs. De manière générale, il s'agit de produits dont la tension de vapeur absolue à température ambiante est inférieure à 0,1 bar ou dont le point d'éclair est supérieur à 55 °C. Les produits les plus lourds sont à l'état pâteux à température ambiante. Ils nécessitent l'installation d'un système de réchauffage permanent, placé sur le fond des réservoirs, pour les maintenir suffisamment liquides et permettre ainsi leur transfert. Dans ce cas, un calorifuge est prévu sur la robe et, suivant la température de réchauffage, sur le toit du réservoir [6].

- ✓ Le fond et la robe de ces réservoirs sont du même type que sur les cuves ouvertes. Cependant, la présence du toit fixe assure une rigidité suffisante au sommet de la robe qui permet d'éviter l'installation d'une poutre raidisseuse.
- ✓ Les toits sont de forme conique ou sphérique. Ils sont étudiés pour supporter une surcharge externe d'au moins 120 daN/m² correspondant aux effets combinés d'une charge temporaire (neige et dépression interne). La tôlerie de ces toits est réalisée à partir de tôles rectangulaires de 5 mm d'épaisseur, soudées entre elles par recouvrement sur leur face supérieure. La tôlerie est indépendante de la charpente et il n'y a pas de liaison par soudure entre ces deux éléments du toit.

On range les toits fixes en deux catégories : les **toits supportés** et les **toits autoportants** avec ou sans charpente.

II.2.1.3.1. Réservoir à toit fixe supporté

Les toits fixes supportés ont un profil conique assez plat avec une pente recommandée de 1/16 ou 1/12, notamment lorsque le toit est calorifugé.

Ces toits sont constitués d'une charpente supportée par un ou plusieurs poteaux, en tubes ou en profilés, qui s'appuient sur le fond de l'ouvrage. Les tôles du toit reposent sur des chevrons rayonnants qui prennent appui au centre du réservoir sur le poteau central, en périphérie sur la robe, et pour les réservoirs de diamètre supérieur à 25 m, sur des poteaux intermédiaires. Ces derniers sont disposés sur des cercles concentriques et sont reliés en tête par des pannes droites sur lesquelles viennent se poser les chevrons. L'espacement entre ces chevrons n'excède pas, selon les codes, 1,7 m, sauf sur la robe où il peut être porté à 2 m.

Les charpentes à poteaux sont reconnues comme des structures économiques car leur conception permet un montage simple sur le site.

Ce type de charpente peut être employé sur les plus grands réservoirs. Il n'est, en effet, pas limité en diamètre car il est toujours possible, pour l'agrandir, d'ajouter une rangée supplémentaire de poteaux, de pannes et de chevrons.

II.2.1.3.2. Réservoir à toit fixe autoportant

Les toits fixes autoportants sont soit coniques avec une pente de 1/5 ou 1/6, soit sphériques avec un rayon de courbure compris entre 0,8 et 1,5 fois le diamètre du réservoir. La charpente de ces toits est constituée d'éléments porteurs rayonnants, réalisés par de simples chevrons ou par des fermes métalliques. Ces éléments sont fixés en leur centre sur un anneau formant clef de voûte et prennent appui en périphérie sur le sommet de la robe, sans l'intermédiaire de poteau. L'écartement des chevrons ou des fermes le long de la robe est compris entre 2 et 2,5 m. On limite, en général, l'utilisation des charpentes à chevrons à des réservoirs de 25 m de diamètre pour les toits coniques et de 60 m pour les toits sphériques, tandis que les charpentes à fermes sont employées jusqu'à 60 m de diamètre quel que soit le profil du toit.

Les charpentes à chevrons sont de conception plus simple et plus économique. Les réservoirs de diamètre inférieur à 20 m sont souvent construits avec des toits autoportants sans charpente. Dans ce cas, l'épaisseur des tôles de toit doit être calculée à partir des formules

précisées par les codes de construction. On limite, en général, cette épaisseur à 9,5 mm de manière à conserver un assemblage par recouvrement des tôles. La pente des toits coniques peut être supérieure à 1/5, mais l'angle formé par les génératrices du toit et un plan horizontal ne doit pas dépasser 37°.

Les toits fixes autoportants sont quelquefois préférés aux toits supportés par poteaux, en particulier sur des sols où des tassements importants sont attendus [6].

II.2.1.3.3. Pertes par respiration et remplissage

Malgré la protection que constitue le toit, les réservoirs à toit fixe ne sont pas les capacités les mieux adaptées pour la conservation des produits stockés. C'est d'ailleurs pour cette raison que ce type de réservoir n'est plus accepté par les autorités responsables de la protection de l'environnement pour le stockage des liquides volatils à tension de vapeur non négligeable. Les réservoirs à toit fixe sont, en effet, à l'origine de pertes importantes de produits provenant de deux phénomènes distincts que sont la respiration de la capacité et les mouvements de produits.

Un réservoir à toit fixe n'est jamais complètement rempli de liquide et il existe toujours au-dessus du produit stocké un espace gazeux, composé d'un mélange d'air et de vapeur émise par le liquide. Cet espace de vapeur est au moins égal au volume du toit, car le niveau maximal de liquide autorisé dans le réservoir est limité au sommet de la robe.

Au cours de la journée, lorsque le soleil chauffe le réservoir, le liquide s'évapore et la pression dans le réservoir s'élève. Les réservoirs à toit fixe ne sont conçus que pour de faibles surpressions de l'ordre de 5 à 25 mbar. Ces valeurs ne permettent pas de contenir, sur une journée, l'expansion provoquée par cet échauffement et le mélange air-vapeur doit être évacué dans l'atmosphère au travers des événements de toit [4].

Tout au contraire, le soir et durant la nuit quand la température baisse, les vapeurs se condensent et de l'air extérieur doit être admis dans le réservoir, par les événements de toit, pour éviter que la structure ne soit soumise aux effets d'une dépression interne. Cet air se mélange ensuite, jusqu'à saturation, avec la vapeur émise par le liquide et, au cours de l'expiration du jour suivant, une nouvelle quantité de produit sera expulsée dans l'atmosphère.

Le même phénomène de respiration est produit par les variations de la pression atmosphérique. Chaque fois que cette respiration se manifeste, les pertes augmentent et le volume du liquide conservé se réduit. Ces pertes sont appelées pertes par respiration (figure 2a).

Lorsque l'on soutire du liquide, de l'air est également aspiré dans l'espace vapeur, et un nouvel équilibre du mélange air-vapeur se crée en provoquant une évaporation du liquide qui conduit à une réduction du volume stocké. Par ailleurs, quand on remplit le réservoir, le mélange riche en air-vapeur est expulsé à l'extérieur par les événements et perdu dans l'atmosphère. Les pertes associées à ces mouvements de produit sont appelées pertes par remplissage (figure 4 b).

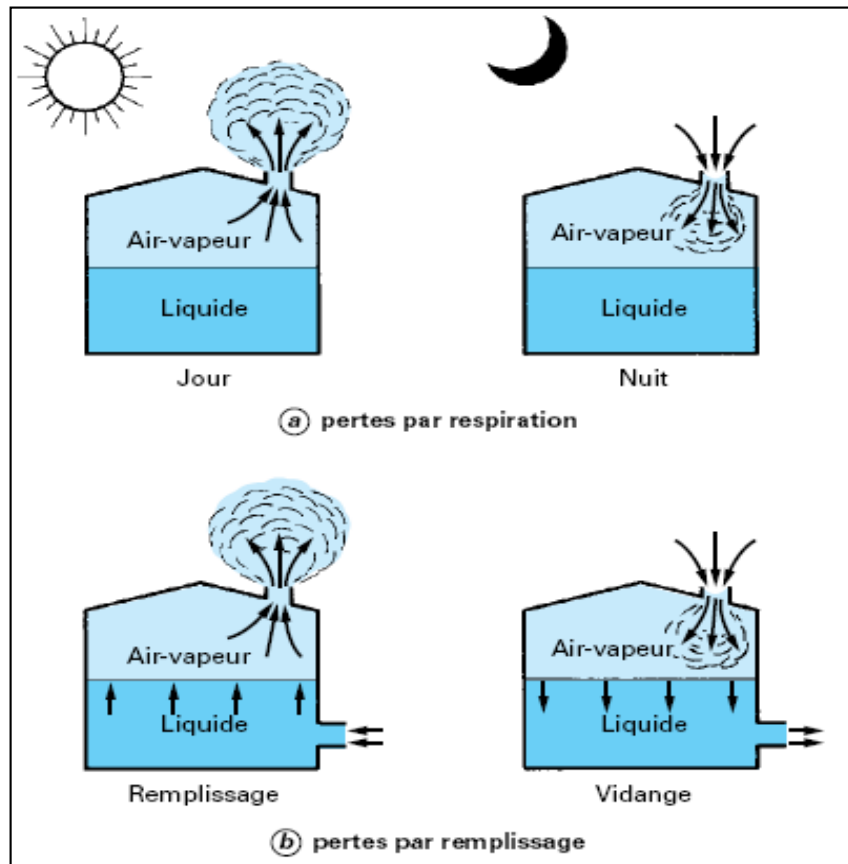


Figure 4 : Pertes de produit en réservoirs à toit fixe [4]

II.2.1.4. Réservoirs à toit flottant

II.2.1.4.1. Généralités

L'espace vapeur qui existe au-dessus du liquide des réservoirs à toit fixe est la source des pertes par respiration et remplissage. Ces pertes peuvent être pratiquement supprimées par l'utilisation d'un type de réservoir qui élimine cet espace vapeur. Il consiste à installer une structure qui flotte directement sur la surface du liquide stocké et que l'on appelle **toit flottant**. Le coût supplémentaire entraîné par la construction de ce toit flottant est largement compensé par l'économie réalisée sur le stock. A cette raison économique, il faut aujourd'hui associer la

nécessité d'une limitation de la pollution atmosphérique imposée par les réglementations locales.

Les réservoirs à toit flottant sont principalement utilisés pour le stockage de liquides volatils dont la tension de vapeur absolue à température ambiante est comprise entre 0,1 et 0,75 bar ou dont le point éclair est inférieur ou égal à 55 °C.

C'est le cas, par exemple, des pétroles bruts, des naphthas (white-spirit, pétroles lampants, etc.) et des diverses essences et carburants

L'absence d'espace vapeur permet à ces réservoirs de fonctionner et d'être étudiés sous pression atmosphérique.

Le toit flottant est un disque mobile qui flotte sur le liquide en suivant les mouvements de descente et de montée du produit. Pour permettre ces déplacements, un espace annulaire libre existe entre le toit et la robe de la cuve. Il est obturé par un système d'étanchéité déformable qui permet au toit de coulisser sans contrainte à l'intérieur de la robe [4].

IL existe deux types de réservoirs à toit flottant :

- ✓ Les réservoirs à toit flottant externe, dont le toit est installé à l'air libre dans des cuves ouvertes ;
- ✓ Les réservoirs à toit flottant internes, dont le toit est placé à l'intérieur de réservoirs à toit fixe.

II.2.1.4.2. Réservoirs à toit flottant externe

II.2.1.4.2.1. Généralités

Le réservoir proprement dit n'est autre qu'une simple cuve ouverte et les détails de conception de la robe et du fond sont identiques à ceux exposés au paragraphe 1.2.

Le toit flottant a été inventé au début des années 1920 et, depuis, de nombreux modèles ont été développés avec plus ou moins de succès. Seuls subsistent aujourd'hui ceux qui ont fait la preuve de leur efficacité. Ils sont tous du type à contact, c'est-à-dire que leur face inférieure est entièrement mouillée par le liquide sur lequel ils flottent. Aucun espace vapeur n'existe, ce qui permet d'éliminer les problèmes de corrosion interne, de limiter les risques d'incendie et de pratiquement supprimer les pertes par évaporation.

Les deux types principaux de toit flottant à contact actuellement utilisés dans l'industrie, sont de type simple-pont et le double-pont.

Ces toits sont exposés aux intempéries et doivent donc être conçus pour résister aux effets du vent, de la pluie et de la neige. Ils sont dimensionnés pour rester en flottaison sur un liquide de masse volumique au moins égale à 700 kg/m^3 en supportant une charge d'eaux pluviales correspondant à une chute de 250 mm sur une période de 24 h et en supposant que le système de drainage principal est inopérant. Lorsque le toit est au repos sur le fond du réservoir en appui sur ses pieds supports, il doit pouvoir soutenir une surcharge de 120 daN/m^2 sans accumulation d'eau.

II.2.1.4.2.2. Toits flottants simple-pont

Ils sont constitués (figure 5) par une membrane circulaire centrale, appelée pont, qui repose directement sur le liquide stocké et qui est bordée sur sa périphérie par un caisson annulaire continu divisé, par des cloisons radiales, en compartiments étanches au liquide.

Le but de ces compartiments est d'assurer la flottabilité de la structure, en service normal, en cas d'accumulation d'eau de pluie sur le pont, ou lors d'une éventuelle crevaison de ce pont. Pour cette dernière condition, on considère que le pont central et deux compartiments quelconques du caisson annulaire sont percés simultanément.

La surface du caisson annulaire représente environ 20 à 25 % de la surface du toit sauf pour les petits réservoirs où elle peut atteindre 35 %.

La partie inférieure de ce caisson peut être horizontale, mais elle est le plus souvent réalisée avec une pente, orientée vers le haut et le centre du réservoir (figures 5a et 5b). Cela permet de diriger et de piéger sous le pont central les vapeurs émises par le produit, sous l'effet de la chaleur ambiante. La flexibilité du pont central permet ainsi à ces vapeurs de former un dôme gazeux qui agit ensuite comme un isolant au-dessus du liquide jusqu'à ce que la température extérieure baisse et que, par condensation, ces vapeurs retournent à l'état liquide. La partie supérieure du caisson a une pente inverse qui draine les eaux de pluie, ou celles provenant de la fonte des neiges, vers le pont central à partir duquel elles sont ensuite évacuées à l'extérieur du réservoir. Le drainage se fait par le centre du pont au moyen d'une canalisation flexible ou articulée, placée sous le toit flottant, qui chemine dans le produit jusqu'à une tubulure située au bas de la robe.

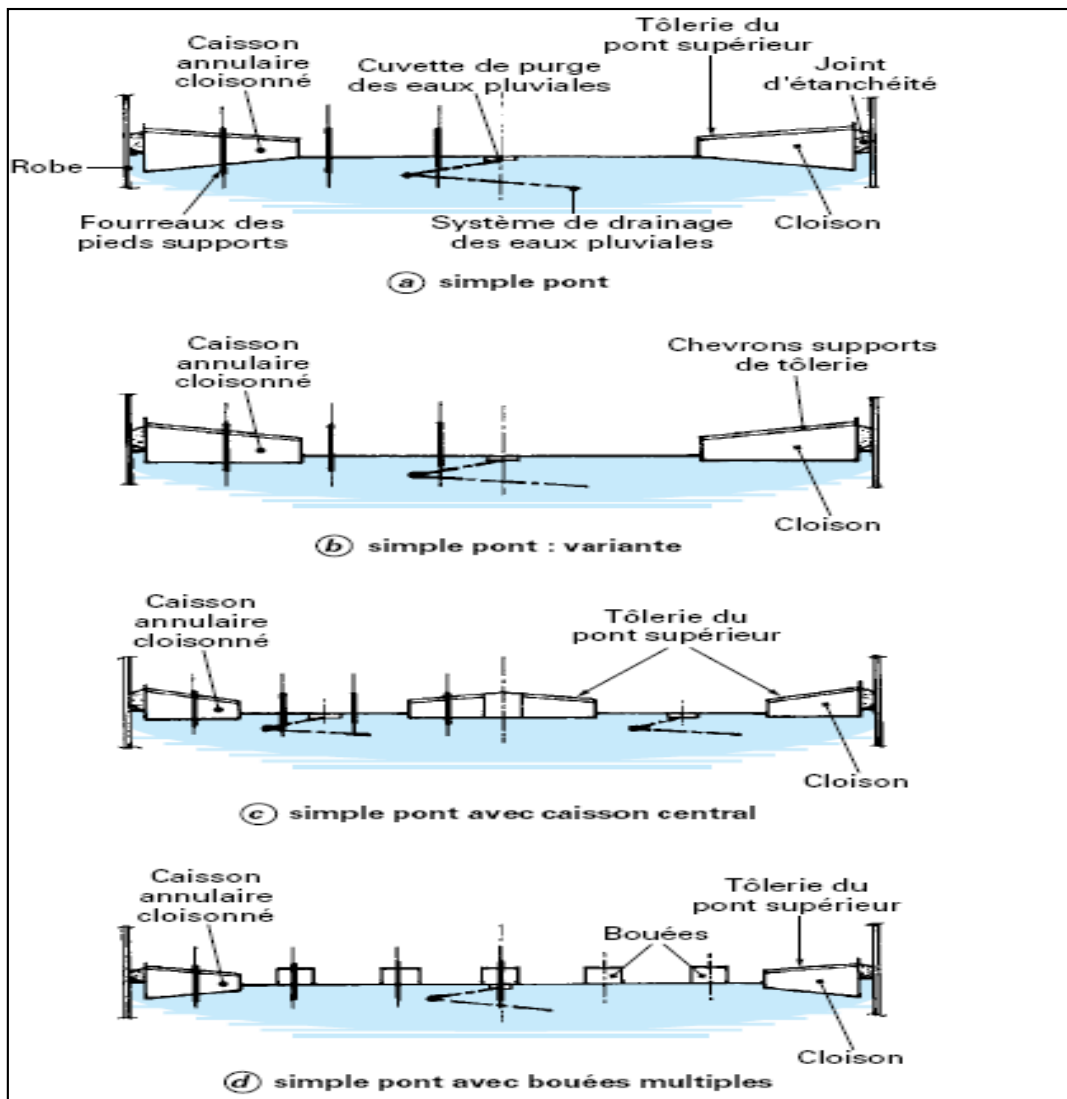


Figure 5 : Toits flottants externes simple pont [4]

Le pont central est réalisé à l'aide de tôles rectangulaires, ayant une épaisseur minimale de 5 mm, assemblées par recouvrement et soudées sur leur face supérieure. Les ponts supérieur et inférieur du caisson annulaire sont également constitués de tôles de 5 mm d'épaisseur, mais, en revanche, les couronnes sont souvent plus épaisses.

Le toit flottant comporte une série de pieds supports tubulaires disposés régulièrement sur le caisson annulaire et sur le pont central.

Ils servent à poser le toit flottant sur le fond du réservoir. Ces pieds sont réglables en altitude par l'intermédiaire de fourreaux soudés au toit. Ils permettent de placer le toit soit en position basse de service, soit en position haute de nettoyage. Les fourreaux des pieds supports doivent

avoir une longueur suffisante sous le toit pour éviter la fuite vers l'atmosphère des vapeurs piégées sous le pont central.

Les toits flottants à simple-pont sont utilisés pour des réservoirs de 15 à environ 100 m de diamètre. Ils sont plus légers et plus économiques que les toits flottants à double pont, mais ils sont plus sensibles aux effets du vent. Leur emploi n'est pas conseillé dans les régions de vent violent ou permanent, en particulier pour des réservoirs excédant 50 m de diamètre.

Ils sont appréciés pour leur capacité à retenir de grandes quantités d'eau en raison de la déformation importante que peut prendre le pont central. Cette propriété est intéressante en cas de mauvais fonctionnement du système de drainage, car elle permet d'éviter la pollution du produit.

Des variantes de toit flottant simple-pont ont été développées ; il s'agit principalement :

- ✓ Du toit flottant simple-pont avec caisson central sur lequel un caisson de flottabilité cylindrique a été ajouté au centre du pont (figure 5c) ;
- ✓ Du toit flottant simple-pont avec bouées multiples qui comporte un ensemble de petits caissons fermés, cylindriques ou cubiques, disposés au-dessus du pont et sur toute sa surface suivant une maille régulière (figure 5d) ;

L'objectif recherché dans ces concepts est pour l'essentiel, la réalisation d'une structure plus économique. Elle est obtenue par une réduction de la largeur du caisson annulaire, et donc du poids du toit flottant. Cela est rendu possible par la diminution des efforts exercés par le pont, sur le caisson annulaire.

En revanche, ces toits introduisent un inconvénient majeur pour le drainage des eaux, qu'il est difficile de rendre efficace. C'est la source de sévères problèmes de corrosion sur le pont.

II.2.1.4.2.3. Toits flottants double pont

Ils sont constitués (figure 6) de deux voiles circulaires en tôle (le pont inférieur en contact avec le liquide et le pont supérieur avec l'air ambiant) qui couvrent tous deux la surface complète du réservoir. Ces ponts sont séparés par une série de couronnes concentriques verticales formant des caissons de flottaison étanches au liquide. Le caisson annulaire extérieur est, de plus, divisé en compartiments par des cloisons radiales, également étanches au liquide. La flottabilité du toit doit être assurée avec deux compartiments ou caissons quelconques percés ou en cas d'accumulation d'eau sur le toit. La charge d'eau à considérer correspond à une chute d'eau de

250 mm sur 24 h ou à une valeur plus faible si le toit est équipé de trop-pleins de secours, ce qui est, en général, le cas [4].

Le **pont inférieur** est le plus souvent plat, mais peut être construit avec une légère conicité vers le haut. Quel que soit sa configuration, le toit double pont possède une capacité de déformation suffisante pour piéger les évaporations au centre du toit. Les effets de la température extérieure sont d'ailleurs bien moindres sur ce type de toit, car le matelas d'air qui existe entre les deux ponts constitue une excellente isolation thermique au-dessus du liquide.

Le **pont supérieur** repose sur des chevrons en profilés, installés radialement entre les couronnes concentriques qui séparent les deux ponts. Il comporte une pente qui favorise le drainage des eaux vers le centre du toit (figure 6a). Pour les toits de diamètre supérieur à 60 m, le pont supérieur est souvent réalisé avec un profil conique à deux pentes opposées pour limiter la hauteur de la couronne extérieure sur laquelle est fixé le joint d'étanchéité (figure 6b). Dans ce cas, le point bas de collecte des eaux se situe sur un cercle intermédiaire où l'on installe trois systèmes de drainage, du même type que ceux qui équipent les toits simple-pont.

Les toits flottants double-pont sont habituellement équipés de drains de secours qui permettent, en agissant comme des trop-pleins (évacuation de l'eau dans le produit), de limiter la charge d'eau sur le toit. L'utilisation de ces trop-pleins de secours, réalisés par de simples tubes ouverts traversant les deux ponts, n'est pas envisageable sur les toits flottants simple pont. En effet, sur ce type de toit, la grande déformation sous charge du pont central ne permet pas l'installation de ces accessoires car ils favoriseraient l'inondation du pont par les remontées du produit stocké.

L'équipement des toits double-pont comprend également un ensemble de pieds supports tubulaires, réglables sur deux positions, répartis sur toute la surface de la structure. La construction de ces toits est réalisée à partir de tôles, de 5 mm d'épaisseur minimale, assemblées par recouvrement et soudées par-dessus.

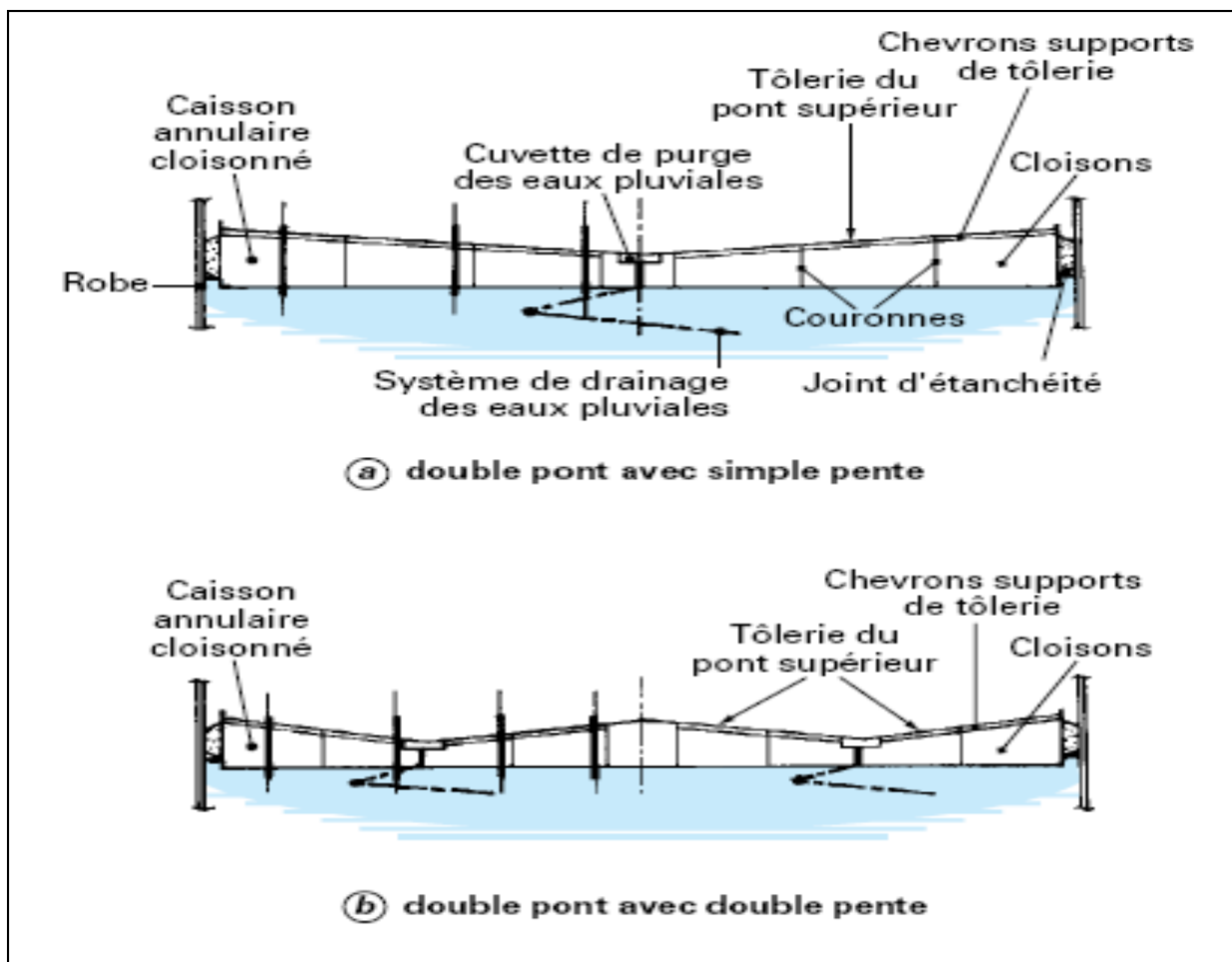


Figure 6 : Toits flottants externes double pont [4]

II.2.1.4.3. Réservoirs à toit flottant interne :

II.2.1.4.3.1. Généralités

Les réservoirs à toit flottant interne sont des réservoirs à toit fixe, dans lesquels est installé un toit flottant simplifié, également désigné sous l'appellation d'écran flottant.

Le toit fixe peut être soit du type supporté, avec des poteaux verticaux à l'intérieur du réservoir, soit du type autoportant sans poteau. Lorsque la structure comporte des poteaux, ils traversent le toit flottant interne par des puits équipés de joints d'étanchéité. Il est recommandé que ces poteaux soient de section tubulaire pour faciliter les déplacements du toit et la réalisation de l'étanchéité des puits. Ces réservoirs sont particulièrement bien adaptés pour le stockage des produits volatils dont il faut assurer la conservation, préserver la pureté ou limiter l'émission des vapeurs toxiques vers l'atmosphère.

La présence du toit fixe élimine aussi les problèmes d'exploitation rencontrés sur les toits flottants externes dans les régions soumises à d'importantes chutes de neige, à forte pluviométrie ou exposées au vent.

Le blocage du joint d'étanchéité sur la robe par le gel n'est pas à craindre, le drainage des eaux n'est pas nécessaire et l'entretien général est inexistant. Le fonctionnement du toit flottant, à l'abri des turbulences du vent, contribue énormément à réduire les pertes par évaporation et rend ce type de réservoir plus performant que les toits flottants externes.

Des événements (dont le nombre et les dimensions sont fixés par le code de construction) sont installés à intervalles réguliers au sommet de la robe ou en périphérie du toit, pour permettre une circulation d'air dans l'espace compris entre l'écran flottant et le toit. Ils empêchent la formation éventuelle d'un mélange air-vapeur inflammable ou dangereux au-dessus du toit flottant. Cependant, sur les stockages de produits toxiques où l'on désire éviter, pour la sécurité de l'environnement, les émissions vers l'atmosphère, ces événements sont supprimés et la respiration de cet espace s'effectue en circuit fermé, le plus souvent sous gaz neutre.

- Les toits flottants internes les plus employés appartiennent à l'un des deux types généraux suivants :

- ✓ Toit flottant de conception soudée ;
- ✓ Écran flottant de conception boulonnée.

Ces toits sont dimensionnés pour flotter sur un liquide ayant une masse volumique au moins égale à 700 kg/m^3 . Ils doivent avoir une flottabilité suffisante pour supporter au moins deux fois leur propre poids lorsque deux compartiments ou deux flotteurs quelconques sont crevés. De plus, ils doivent permettre, en flottaison ou au repos, la circulation en toute sécurité de deux hommes sur n'importe quelle partie du toit.

Ils sont équipés (comme les toits flottants externes) d'un ensemble de pieds supports qui peuvent être fixes ou réglables sur deux positions. Ces supports doivent résister à une surcharge uniformément répartie sur le toit de 60 daN/m^2 lorsqu'ils reposent sur le fond du réservoir.

II.2.1.4.3.2. Toits flottants internes soudés

Ils sont réalisés à partir de tôles d'acier de 4 à 5 mm d'épaisseur soudées entre elles par recouvrement sur leur face supérieure, pour former un pont continu et étanche en contact direct avec le liquide stocké. Une couronne verticale soudée au-dessus du pont borde le périmètre du

toit et permet l'installation du joint annulaire d'étanchéité (figure 7a). La flottaison de ce simple couvercle n'est assurée que par le volume correspondant à l'enfoncement de la structure dans le liquide.

Ces toits à contact ont tous les avantages d'une construction soudée. Ils sont résistants et durables, ont une bonne stabilité en présence de produits émulsionnés ou gazeux et sont particulièrement étanches aux vapeurs. Leur conception simple ne permet pas au produit d'être piégé et, lors de mise hors service du réservoir pour entretien, leur dégazage avant intervention s'effectue sans problème et d'une façon sûre.

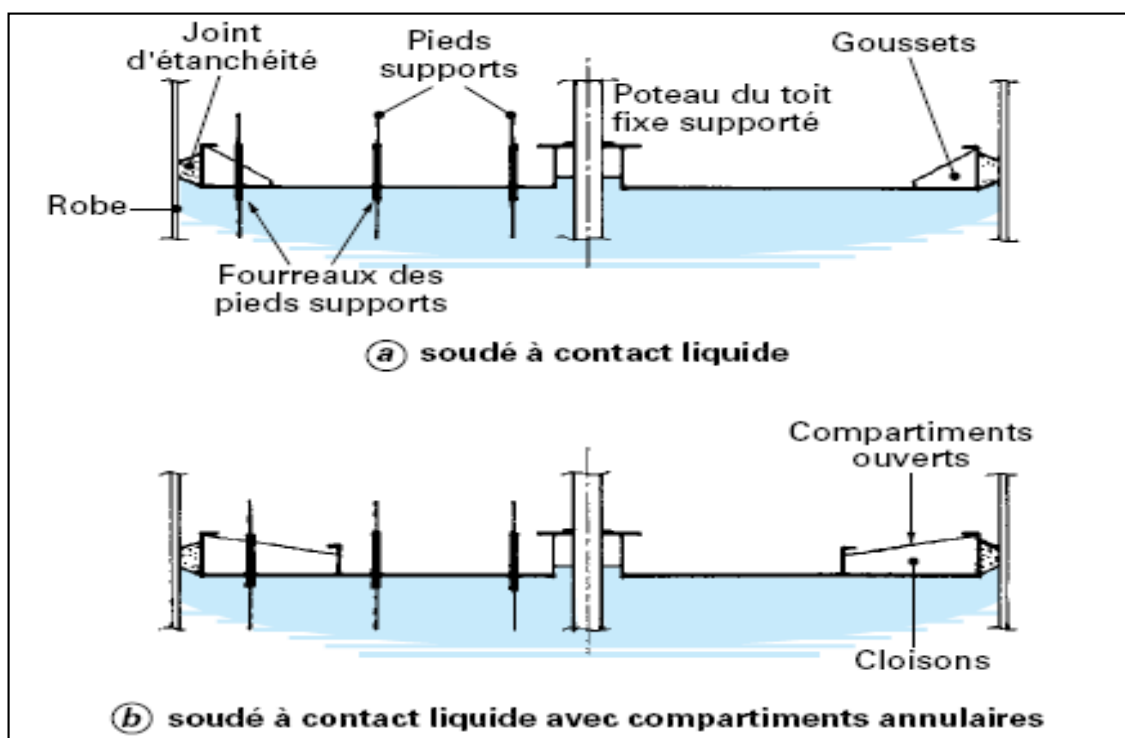


Figure 7 : Toits flottants internes soudés [4]

II.2.1.4.3.3. Toits flottants internes boulonnés

Ils peuvent être à contact liquide ou comporter une phase vapeur.

Les écrans boulonnés à contact liquide sont constitués de panneaux rigides préfabriqués de 25 à 40 mm d'épaisseur comportant un revêtement de surface (figure 8a). Ils sont mécaniquement reliés entre eux par boulonnage pour former un pont continu étanche, posé directement sur le liquide. Ces panneaux peuvent être réalisés soit en mousse de polyuréthane à cellules fermées, prise en sandwich entre deux feuilles minces d'aluminium, soit en mousse de plastique rigide

moulée recouverte de résine renforcée de fibres de verre. Une couronne périphérique délimite la surface de ces panneaux en permettant la fixation du joint d'étanchéité.

Ce type d'écran est insubmersible, mais il peut s'imprégner du liquide stocké sur lequel il baigne. Il n'est pas aussi étanche aux vapeurs que les toits soudés. Il peut atteindre 80 m de diamètre.

Les écrans boulonnés avec phase vapeur sont constitués d'une membrane métallique très mince (0,5 mm), réalisée par une série de bandes étroites et parallèles de feuillard réunies entre elles par boulonnage sur des longerons qui reposent sur des flotteurs tubulaires de 200 à 250 mm de diamètre (figure 8b). Un espace de vapeur de 150 à 200 mm de hauteur existe entre le liquide stocké et cette membrane. Une jupe verticale ceinture cette structure flottante en plongeant dans le liquide pour contenir les vapeurs. Elle assure également le support du joint d'étanchéité annulaire. L'ensemble des matériaux constituant ces écrans doit résister à l'éventuelle action corrosive des vapeurs. En général, la totalité des composants sont soit en aluminium, soit en acier inoxydable [4].

La conception boulonnée et la présence d'un matelas gazeux sous le pont sont des éléments défavorables sur le plan des pertes de produit. En revanche, ces écrans présentent certains avantages :

- ✓ Ils possèdent une importante réserve de flottabilité qui donne une grande sécurité de service ;
- ✓ Leur conception modulaire permet leur installation sur des réservoirs à toit fixe existants sans qu'il soit nécessaire de pratiquer une ouverture de montage dans la robe : tous les éléments de ces écrans peuvent, en effet, être introduits dans le réservoir par un simple trou d'homme placé sur la robe [5].

II.2.1.4.3.4. Joints d'étanchéité

Le composant le plus important d'un toit flottant est le joint d'étanchéité installé sur son périmètre contre la robe du réservoir.

Ce joint doit à la fois fermer le plus efficacement possible l'espace annulaire compris entre la robe et le toit flottant pour empêcher les évaporations, mais également permettre au toit de coulisser librement dans la cuve pour suivre les fluctuations du liquide. Il doit également posséder une capacité de déformation radiale suffisante pour s'accommoder des défauts de rotondité et de verticalité de la robe et des mouvements du toit sous l'action d'une force latérale

(vent, turbulences du produit, etc.). Les défauts de forme de la robe peuvent provenir de la construction du réservoir ou du tassement des fondations. Ce dernier point affecte particulièrement les réservoirs de grands diamètres ou d'une hauteur importante.

L'espace annulaire est en principe de 200 mm pour les toits flottants externes, valeur généralement portée à 300 mm pour les diamètres supérieurs à 80 m. Pour les toits flottants internes, on adopte en général une largeur de 150 mm qui est souvent portée à 200 mm lorsque le diamètre est supérieur à 50 m. La largeur de cet espace varie lors des déplacements en altitude du toit pour s'adapter à la forme de la robe ou aux poussées du toit. Les joints sont conçus pour permettre, en cas de nécessité, leur compression jusqu'à une largeur minimale de 75 mm en un point de la périphérie, tout en restant, bien entendu, au contact de la robe sur le reste de leur longueur [5].

Le système d'étanchéité d'un toit flottant est le plus souvent constitué d'un joint unique appelé joint primaire. Cette étanchéité principale peut être complétée, pour réduire encore les pertes de produit, par un autre joint de conception plus simple, placé au-dessus, et appelé joint secondaire. L'installation d'un joint secondaire tend à se généraliser en raison de la sévérité des réglementations actuelles sur la limitation de la pollution atmosphérique.

Trois types principaux de joints sont employés :

- ✓ Joint métallique avec patins en tôle ;
- ✓ Joint élastique en mousse ou avec liquide ;
- ✓ Joint flexible à lèvre ou métallique.

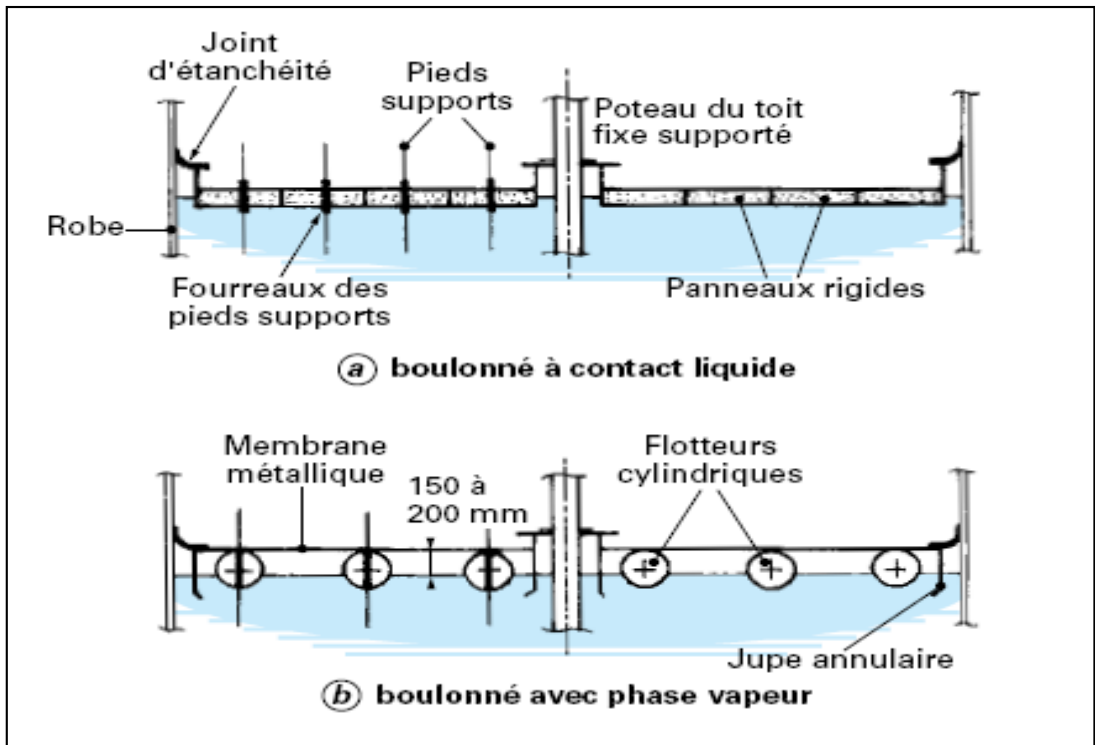


Figure 8 : Toits flottants internes boulonnés [4].

Joint métallique essentiellement utilisé sur les toits flottants externes.

Il est très employé en raison de son exceptionnelle robustesse et de sa bonne étanchéité. Son emploi doit cependant être limité aux cuves dont la paroi interne n'est pas protégée par un revêtement de peinture.

Joints élastiques comprenant deux versions : le joint mousse et le joint liquide. En raison de leur poids important, les joints liquides ne sont montés que sur les toits externes. En revanche, les joints mousses peuvent équiper tous les types de toits flottants.

Joints flexibles existant en deux modèles : à lèvre ou métallique.

Les joints flexibles doivent être équipés de barrettes métalliques souples frottant contre la robe pour assurer le transfert des charges électriques du toit à la terre. Lorsque la cuve est peinte intérieurement, cette liaison électrique doit être assurée par un autre moyen, par exemple à l'aide d'un câble conducteur relié au sommet de la robe [5].

II.2.2. Réservoirs sous faibles et fortes pressions

II.2.2.1. Généralités

Cette catégorie de réservoirs est destinée à contenir des liquides volatils dont la tension de vapeur, à la température ambiante, est supérieure à la pression atmosphérique. Ces réservoirs peuvent être aussi utilisés pour le stockage de liquides non volatils mais maintenus sous une pression de gaz pour les besoins de l'exploitation. Ces produits ne peuvent pas être stockés dans les réservoirs atmosphériques, qui ne sont conçus que pour de très faibles surpressions. Pour assurer leur stockage, il faut avoir recours à des enceintes hermétiquement closes et résistantes, capables de supporter la pression interne.

Ces réservoirs sont systématiquement équipés de soupapes de sécurité installées au point haut de la phase vapeur du stockage.

Le dimensionnement de ces soupapes est défini par le code de construction ou la réglementation applicable. En l'absence d'exigences particulières, il peut être fait à partir des règles émises par le document API-2000 (pression effective 1 bar) pour les réservoirs sous faible pression et API-520 pour les stockages sous forte pression.

II.2.2.2. Réservoirs cylindriques verticaux

Ces réservoirs, étudiés pour fonctionner sous faible pression, permettent de réduire ou d'éliminer les pertes par évaporation et remplissage que l'on ne peut éviter sur les réservoirs à toit fixe atmosphériques. Ils assurent en ce sens un service comparable à celui des réservoirs à toit flottant, mais sous des conditions d'exploitation différentes et avec des capacités beaucoup plus limitées. Le contrôle de ces pertes est obtenu en dimensionnant le réservoir pour une pression interne suffisamment élevée capable de supporter, aux heures les plus chaudes de la journée, l'accroissement de la pression du mélange air-vapeur produit par l'évaporation du liquide [6].

II.2.2.3. Sphéroïdes

Ils sont utilisés comme moyen de stockage intermédiaire entre les réservoirs cylindriques verticaux sous faible pression et les ballons ou les sphères sous forte pression. Ces réservoirs stockent les mêmes produits que les ouvrages cylindriques verticaux, mais également des produits plus volatils comme, par exemple, l'isopentane. Ils sont aussi souvent utilisés sur les champs d'extraction pour le dégazage des pétroles bruts émulsionnés, à la sortie des puits.

Les capacités maximales mises en œuvre habituellement n'excèdent pas $6\,500\text{ m}^3$. Pour cette taille, le diamètre à l'équateur est de l'ordre de 25 m et la hauteur totale de 20 m [6].

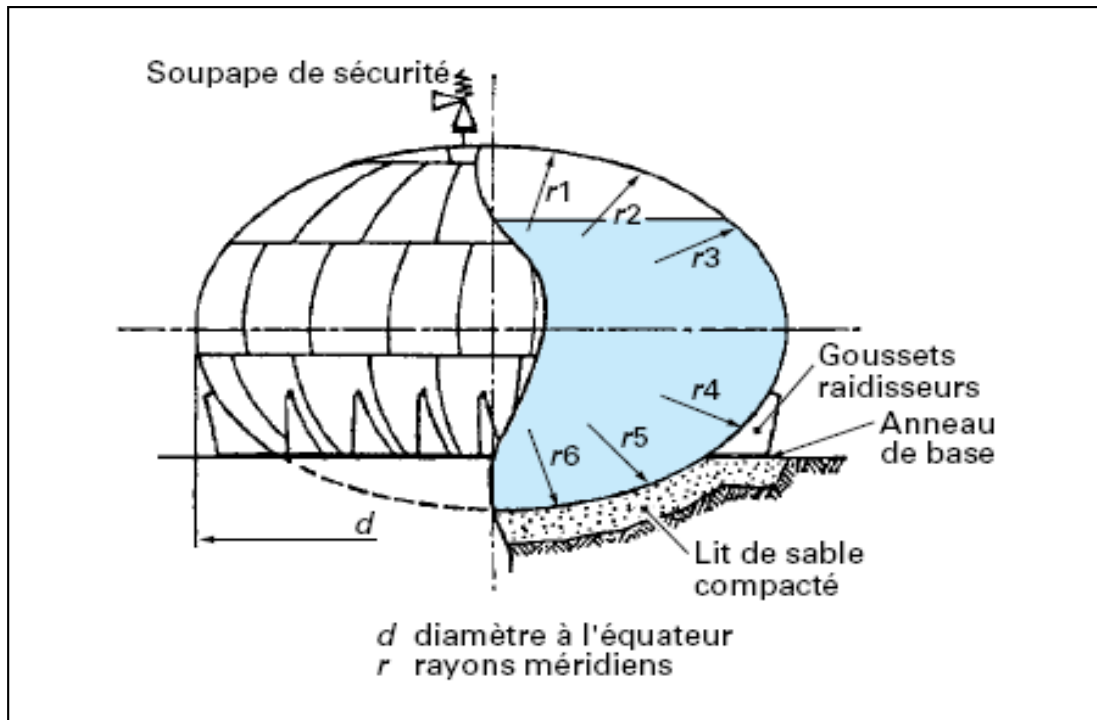


Figure 9 : Sphéroïde [4].

II.2.2.4. Ballons cylindriques horizontaux

Ils peuvent être aériens ou placés sous un talus de terre. Ils conviennent bien pour le stockage sous **forte pression** et c'est leur destination première. Néanmoins, il faut citer leur emploi courant pour les petits stockages de produits inflammables liquides sans pression dans les stations de distribution de carburants (normes NF M 88-512 et NF M 88-513).

Ces réservoirs couvrent essentiellement le domaine du stockage sous forte pression des gaz liquéfiés. Ces produits très volatils présentent à température ambiante des tensions de vapeur élevées.

Pendant très longtemps, les ballons ont été utilisés pour des stockages de faibles importances, n'excédant pas 200 à 300 m^3 . Pour des capacités plus grandes, les sphères étaient en général retenues. Cependant, à partir de 1975, la réalisation de gros réservoirs cylindriques horizontaux sous talus de terre, pouvant atteindre $4\,000\text{ m}^3$ s'est développée sous l'impulsion des administrations chargées de la Sécurité et de l'Environnement, d'abord en Allemagne puis sur le reste de l'Europe. La réglementation française, publiée en 1990 sur ce sujet, a fixé à $3\,500\text{ m}^3$ la capacité maximale de ces réservoirs et a confirmé cette limitation en 1993. Cette

évolution s'est effectuée au détriment des sphères jugées moins sécurisantes pour l'environnement [6].

II.2.2.5. Sphères

Elles représentent la forme idéale pour les stockages sous forte pression. Elles permettent de réaliser économiquement des capacités importantes.

Les sphères (figures 10 et 11) sont largement employées pour les stockages importants de gaz liquéfiés sous forte pression (pressions effectives en général inférieures à 30 bar). C'est la forme idéale pour résister à la pression car c'est sur ce type de coque que le niveau des contraintes de membrane reste le plus faible ; c'est ainsi que l'épaisseur d'une enveloppe sphérique est, par exemple, moitié moindre que celle d'une enveloppe cylindrique de même diamètre soumise à la même pression et réalisée avec le même matériau. C'est aussi la forme géométrique qui présente la plus petite surface de paroi pour un volume donné. Par ailleurs, l'implantation de ces ouvrages nécessite moins de place au sol que les réservoirs cylindriques horizontaux (figures 10 et 11). Toutes ces propriétés contribuent à rendre ces réservoirs très économiques et bien adaptés aux stockages sous pression de grandes capacités. Les sphères supportent également très bien d'importantes dépressions internes pouvant aller jusqu'au vide total. Comme pour les ballons cylindriques horizontaux, les pertes de produit dues à la variation de la température ambiante ou aux mouvements de produit sont nulles [6].

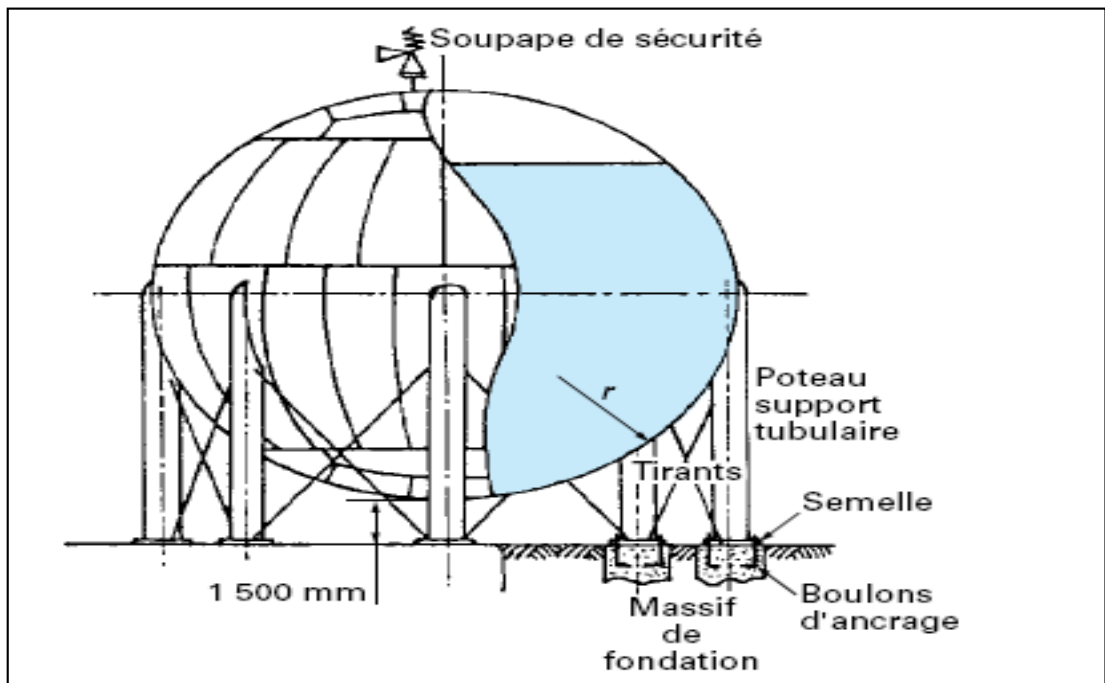


Figure 10 : Sphère sur poteaux [4]

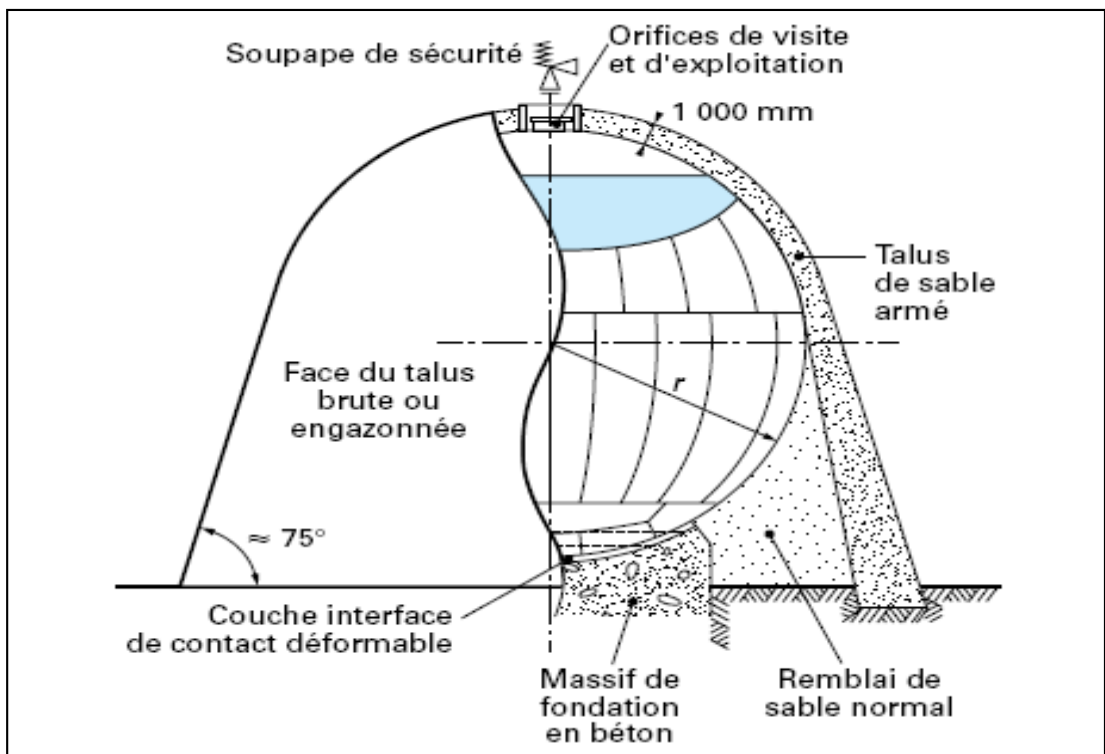


Figure 11 : Sphère sous talus [4]

Chapitre III

Analyse Fonctionnelle du système

III.1. Introduction

IL existe plusieurs méthodes pour l'analyse fonctionnelle des processus qui ont pour but de simplifier et faciliter la compréhension du processus. Nous utiliserons la méthode SADT (The Structured Analysis and Design Technique), pour mieux comprendre le fonctionnement du système développé à l'origine pour les systèmes de logiciels [7]. Elle a été utilisée à pour la modélisation des systèmes de fabrication [8]. Elle nous permettra de simplifier le système en représentant ce dernier par des boîtes et en limitant le nombre de fonctions sur tout niveau pour assurer la facilité de compréhension et de gestion. Avant d'appliquer la méthode SADT nous allons présenter l'entreprise.

III.2. Présentation du site SONATRACH RTC-Bejaia

Faisant partie de la branche Transport par Canalisation (**TRC**), la Direction Régionale de Bejaia (**DRGB**) constitue un pôle important en termes de stockage et de transport, ceci de par son terminal marin **TMB** et son port pétrolier, d'où son appellation **RTC** (Région de Transport Centre). La Direction RTC de Bejaia est située à 2 km au sud-ouest de la ville de Bejaia, elle assure le transport et le stockage des hydrocarbures liquides provenant de Haoued El Hamra en vue de son exportation par voie maritime. Son activité s'étend à la gestion de trois ouvrages du réseau de transport de SONATRACH :

- L'oléoduc 24/22" OB1 HEH-Bejaia.
- L'oléoduc 20" DOG1-Beni Mansour-Alger
- Le gazoduc 42" GG1-Hassi-Rmel-Borj Menail.

Le pipeline OB1 (HEH-Bejaia) se compose de 4 stations de pompage pour un débit max de 2200 m³/h et qui sont :

La station de pompage SP1 bis : Station intérimaire située à une distance de PK 189,83 d'H-E-H au nord-ouest de Djemaa (Biskra)

La station de pompage de Biskra SP2 est la deuxième station gérée par la direction régionale de Bejaia. Elle est située au PK 350,489 au niveau de la ferme Driss Amor à 18 Km au nord-ouest de Biskra

La station de pompage de M'Sila SP3 est intermédiaire entre SP2 et SPM. Elle est située à M'Sila ville sur une altitude de 465,20 m,

La station de pompage Beni Mansour SBM conçue pour alimenter la raffinerie d'Alger à partir de l'OB 1 par un pipe 20 pouces DOG 1.

III.2.1. Présentation du terminal marin de Bejaia « TMB »

Mis en service en 1959 par la société française du pétrole de gérances (SOPEG), le TMB est constitué de deux parcs de stockage, qu'on nomme Terminal Nord et Terminal Sud :

Le terminal Nord est constitué de 12 bacs de stockage à toit flottant de capacité de 35000 m³ chacun et un bac à toit fixe de capacité 2900 m³. Ce dernier est destiné à recevoir les produits issus de la gare racleur en cas de décharge des soupapes mais sert également à récupérer les purges des collecteurs et manifolds.

Le terminal Sud est constitué de 4 bacs à toit flottant de capacité de 50.000 m³ chacun.

Les caractéristiques des bacs de stockage sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Information sur les bacs de stockage.

	Volume nominal (m ³)	Volume utile	Produit	Hauteur (m)	Diamètre (m)	Toit	Hauteur d'exploitation minimale (m)	Hauteur d'exploitation maximale	Date de construction
Terminal nord	35000	27500	Pétrole brut	14,4	56	Flottant	2	12	1959
Terminal sud	50000	41000	Pétrole brut	14,65	68	Flottant	2	12	1959

Chaque bac est contenu dans une rétention de merlon de terre (cuvette de rétention). Les flux d'hydrocarbures passent par une vanne de pied de bac ; des vannes de purge permettent de purger l'eau de fond de bac.

La cuvette de rétention a pour fonction de recueillir et de contenir les produits qui peuvent accidentellement s'y répandre, et donc de réduire les conséquences d'une éventuelle pollution.

Elle a également pour fonction de réduire la surface de contact entre le produit et l'air, et par conséquent de réduire les conséquences d'un éventuel incendie de nappe en cas d'inflammation et de limiter le volume du nuage explosif en limitant l'évaporation.

Selon le scénario d'accident envisagé, la cuvette de rétention peut être associée à d'autres dispositifs de sécurité tels que : les détecteurs de gaz, les détecteurs de liquide, les dispositifs d'arrosage à l'eau ou à la mousse.

Les hydrocarbures stockés sont des liquides inflammables à température et pression ambiante, qui émettent des vapeurs inflammables dans certaines conditions de température, de pression et de concentration. La densité de ses vapeurs les plus fortes que celle de l'air ; aussi elles tendent à s'accumuler dans les parties basses.

Les produits stockés dans le terminal marin de Bejaia sont de deux types :

- **Pétrole brut** : huile de pierre. Liquide huileux inflammable dont la couleur varie de vert au noir. Il se compose d'hydrocarbures très divers et que l'on trouve dans les couches sédimentaires de l'écorce terrestre sous sa forme brute c'est-à-dire associé à des composés oxygénés, azotés ainsi qu'à des types de métaux particuliers.
- **Condensât** : produits liquéfiés par condensation à partir de sa vapeur. Le condensât est avant tout du gaz naturel sous forme liquide obtenu à -160°C . Sa masse volumique est alors réduite de 600 fois. Cette transformation permet donc de transporter et/ou de stocker des quantités très importantes de gaz dans des volumes réduits, mais pas pour le moment, pour des raisons de sécurité, le stockage de condensat est stoppé pour le remplacer par du pétrole brut.



Figure 12 : Représentation schématique de TMB

III.2.2. Description de l'environnement de TMB

Une dizaine de sociétés intervenant dans différents secteurs d'activités entourent le terminal marin. Cette zone comprend notamment les sociétés suivantes :

- La société ENCG (entreprise nationale des corps gras) qui se trouve à une distance minimale de 100 m.
- La société ICOTAL (industrie cotonnière algérienne) qui se trouve à une distance de 200 m.
- La société NAFTAL (entreprise nationale de commercialisation et de distribution des produits pétroliers) qui s'éloigne de 150 m.
- La société CEVITAL (complexe industriel agroalimentaire) qui se trouve à 300 m du terminal marin.
- BMT Bejaia Mediterranea Terminal.
- La société TRANSBOIS (société de transformation du bois) qui se trouve à une distance de 400 m.
- La société ENIP (entreprise nationale de la pétrochimie) qui est une filiale de la SONATRACH ; elle se trouve à une distance d'environ 50 m.

Il est aussi entouré de voies routières et d'habitations.

III.3. Principe de base de la méthode SADT

SADT est structurée selon la méthodologie de l'analyse qui suit une stratégie de décomposition fonctionnelle afin de créer un modèle hiérarchique du système. Le bloc de construction de base de ce modèle est une boîte noire représentant une opération ou une fonction du système. Cette boîte opérationnelle a quatre types d'interfaces qui se distinguent graphiquement (figure 12).

- I. Les entrées de l'opération sont montrées entrant sur le côté gauche ;
- II. Les flux de commande sont affichés en haut ;
- III. Les résultats apparaissent sur le côté droit ;
- IV. Des mécanismes, tels que des outils, sont prévus au niveau du fond.

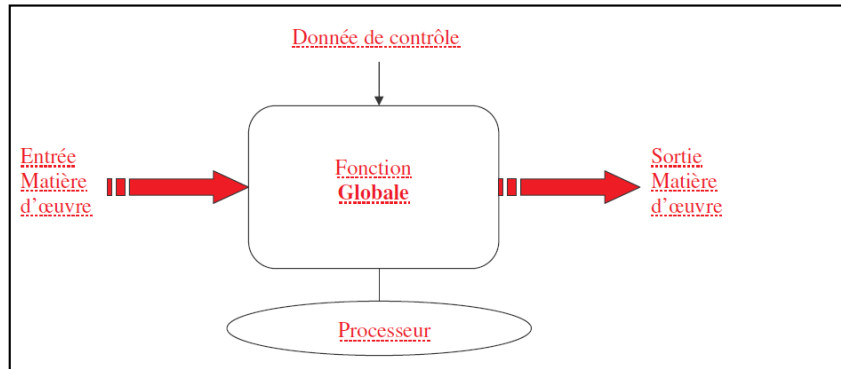


Figure 13 : Modèle de diagramme de la méthode SADT [9].

Un modèle SADT représente :

- Les données (objet du domaine) ;
- Les activités (opération).

Donc l'utilisation de la méthode fait appel à deux diagrammes : un actigramme qui privilégie les activités et un datagramme qui privilégie les données [9]. Dans notre cas l'intérêt se porte sur la circulation du pétrole sous forme de flux de matière dans les différentes parties du processus et par conséquent il n'a pas de données à représenter, ce qui nous amène à une représentation de notre système d'étude (le stockage de pétrole) par des actigrammes sur les différents niveaux, sans la représentation des datagrammes.

III.4. Les niveaux de représentation de sadt :

Les modèles de SADT contiennent un ensemble coordonné de diagrammes, chacun avec la même forme graphique. Ces diagrammes se composent de texte ainsi que de deux types d'objets, boîtes et lignes dirigées. Un modèle se compose d'un ensemble de diagrammes, et le niveau inférieur des diagrammes est une extension d'une seule boîte sur le diagramme de niveau supérieur [10]. Le premier niveau est nommé niveau A-0, il représente la fonction principale du système (stockage dans notre cas), et les autres systèmes plus détaillés qui vont suivre par la suite (figure 13).

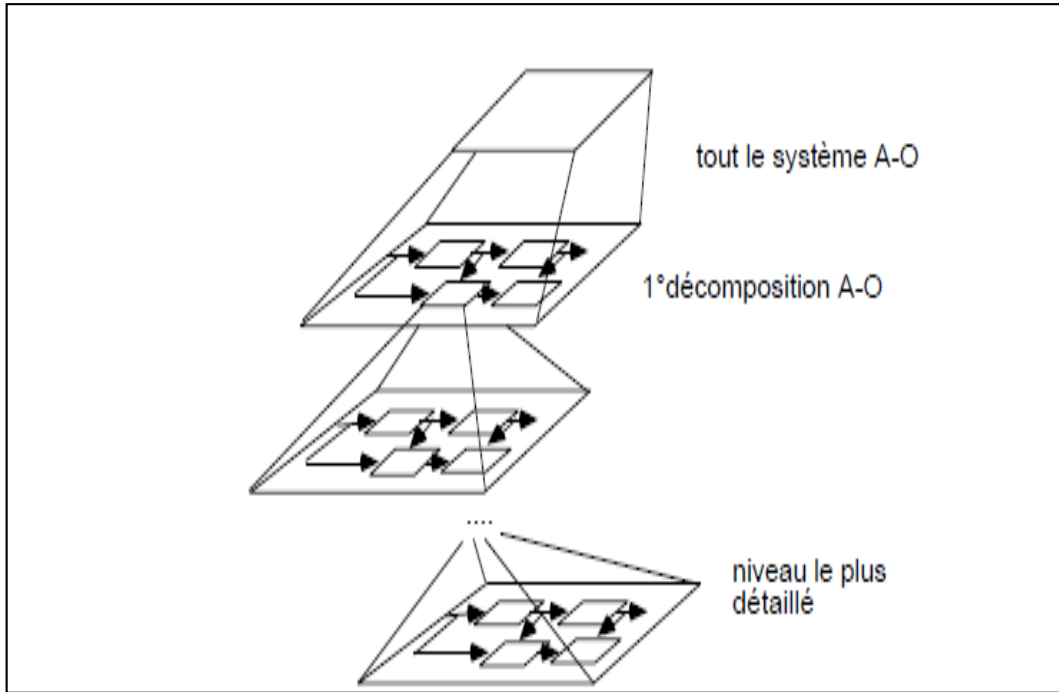
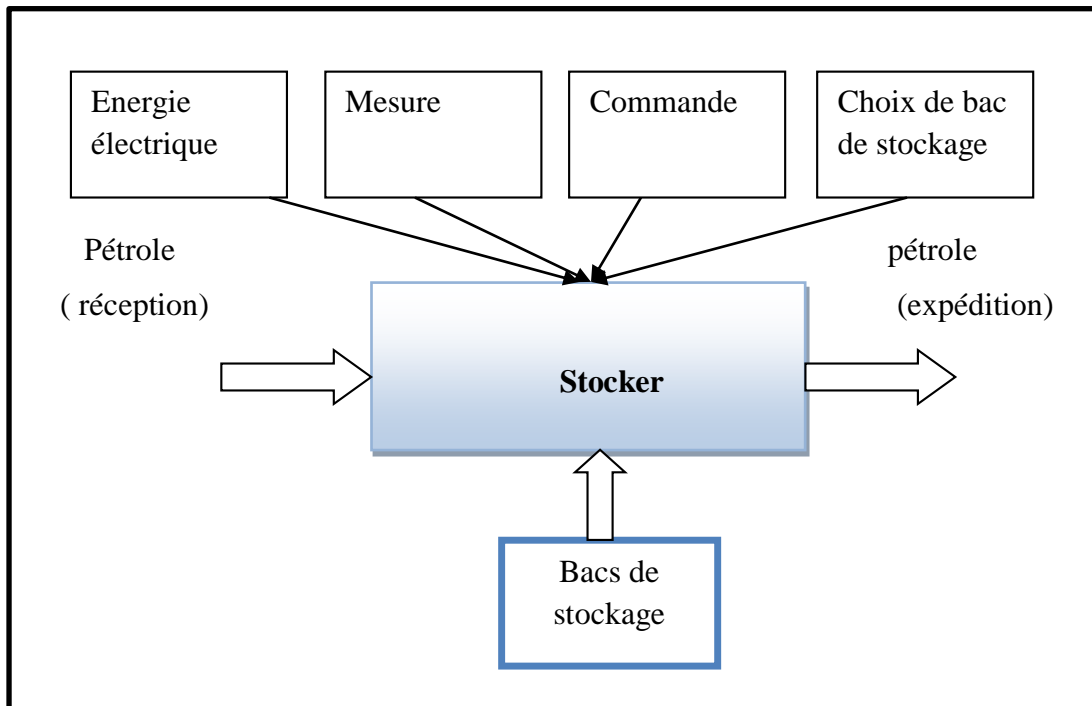


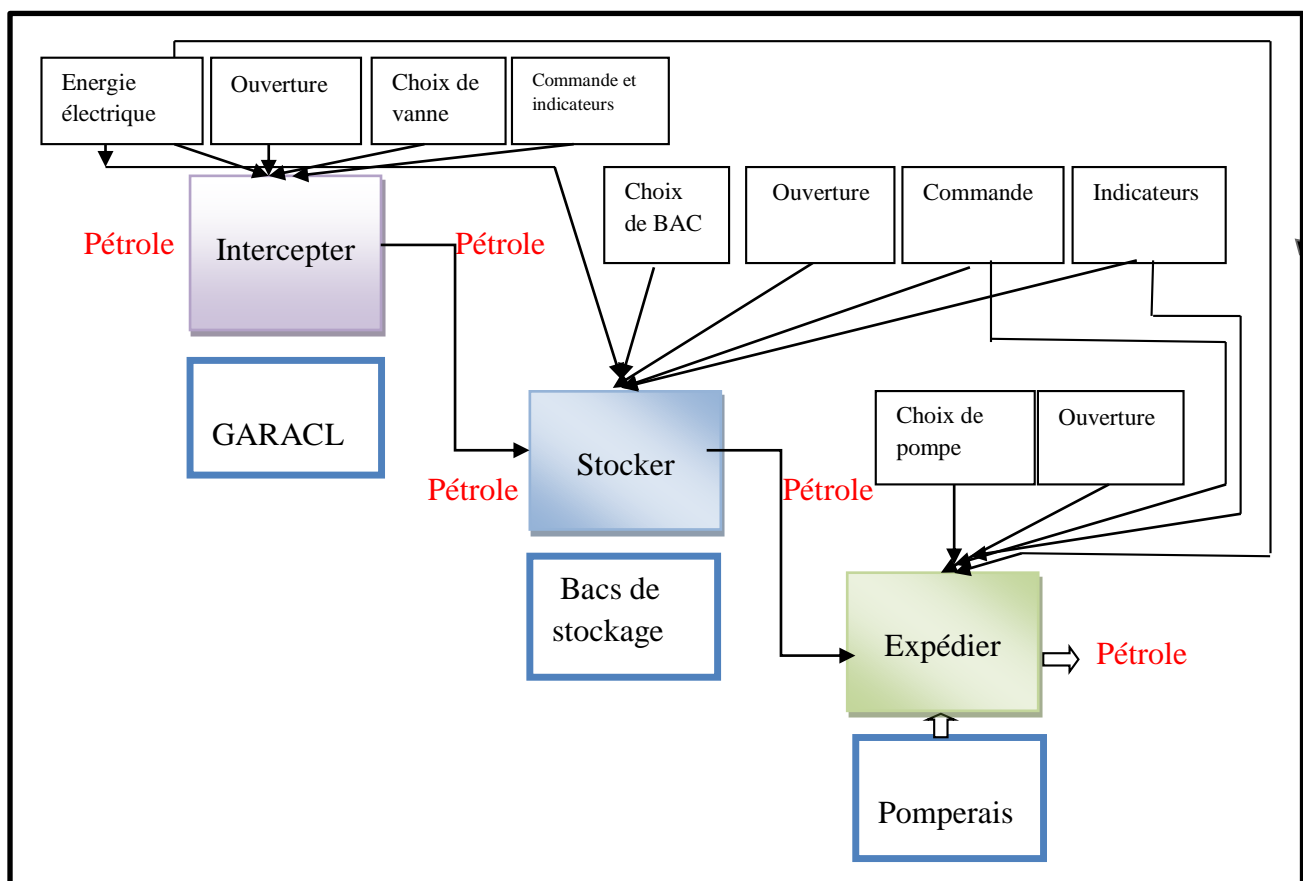
Figure 14 : Hiérarchies des diagrammes des niveaux [9]

III.5. Application de la méthode

Niveau A-0 :



- Niveau A0 :



Chapitre IV

Application de la méthode APR

IV.1. Introduction

Le stockage de pétrole est un domaine très dangereux vu le potentiel de risque qu'il présente. Il convient donc de réaliser une analyse préliminaire des risques (APR) qui permettra d'identifier les accidents potentiels liés au système et à ses interfaces afin d'évaluer leurs probabilités d'occurrence et la gravité des dommages et enfin de proposer les solutions permettant de maîtriser les risques [11].

Comme son nom l'indique, l'Analyse préliminaire des risques (APR) est la première démarche du processus de maîtrise des risques. C'est une analyse globale plus générale qui permettra de faire ressortir les accidents majeurs [12].

IV.2. Historique d'APR :

L'analyse préliminaire des risques a été adoptée dans les années 1960. Elle était utilisée dans un premier temps dans les domaines aéronautique, spatial et militaire, puis elle fut développée en démarche généralisée qui a fait ses preuves dans différents domaines et industries [13].

IV.3. Domaine d'application

La méthode APR est applicable à toutes les installations [14], elle est mise en œuvre lors de :

- La phase de conception d'une installation pour instaurer la première analyse des risques afin d'éviter les dysfonctionnements qui peuvent apparaître ;
- La phase d'exploitation d'une installation complexe comme outil de départ d'une démarche d'analyse des risques ;
- Une analyse des risques effectuée sur une installation simple avec des objectifs pas très exigeants en matière de sécurité.

IV.4. Déroulement de l'APR :

IV.4.1. Définition du système et recueil des informations :

Dans cette étape, le système à étudier est sélectionné sur la base de la description fonctionnelle réalisée, et son environnement est décrit afin de réaliser un découpage fonctionnel des sous-systèmes. C'est une étape longue mais essentielle puisqu'elle constitue la base pour déterminer les sources de danger [15].

Pour chaque fonction ou équipement, les sources de danger doivent être identifiées :

Identifier les éléments dangereux de chaque sous-système : substances, équipements et opérations dangereuses ;

Enumérer les situations dangereuses pour chaque élément dangereux ;

Déterminer les évènements non souhaités résultant de chaque situation dangereuse et l'occurrence d'un évènement initiateur [15].

Pour chaque situation de danger, les causes et conséquences doivent être déterminées et le risque estimé :

Déterminer toutes les causes et conséquences pour chaque situation de danger ;

Pour un enchaînement cause-situation de danger-conséquences donné, coter les fréquences d'occurrence des évènements non souhaités en s'appuyant sur ses causes et déterminer les niveaux de gravité en s'appuyant sur les conséquences que peut engendrer l'évènement non souhaité et coter dans un deuxième temps la fréquence et la gravité avec les mesures de préventions et de protections (F' et G') ;

Estimer le risque à l'aide d'une grille de criticité: Criticité C = Probabilité d'occurrence X Gravité (C= G' x F') [15].

IV.5. Critères d'évaluation

Pour l'évaluation de la criticité des risques, on utilise les grilles des probabilités d'occurrence (tableau 3) et de la gravité (tableau 4), qui ont été des grilles utilisées par les experts du domaine et validées par les encadreurs pédagogiques et de l'entreprise.

Tableau 3: Echelle de probabilité

Probabilité	
Niveau	Echelle quantitative
5	Courant Se produit sur le site considéré et/ou peut se produire à plusieurs reprises pendant la durée de vie des installations, malgré d'éventuelles mesures correctives. (De l'ordre de $P > 10^{-2}$)
4	Probable S'est produit et/ou peut se produire pendant la durée de vie des installations. ($10^{-3} < P < 10^{-2}$)
3	Improbable Évènement similaire déjà rencontré dans le secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial sans que d'éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction significative de sa probabilité. ($10^{-4} < P < 10^{-3}$)
2	Rare S'est déjà produit mais a fait l'objet de mesures correctives réduisant significativement la probabilité. ($10^{-5} < P < 10^{-4}$)
1	Extrêmement rare Possible mais non rencontré au niveau mondial (de l'ordre de $< 10^{-5}$)

Tableau 4 : Echelle de GRAVITE

Gravité			
Niveau	Cibles humaines	Cibles environnementales	Dommages matériels
1	Modéré. Pas de zone de létalité hors de l'établissement	Aucune atteinte significative de l'environnement.	Moins de 0.3 M €
2	Sérieux, Au plus une personne exposée	Dégradation de l'environnement ne nécessitant pas la mise en place d'une remédiation sans atteinte des espèces protégées.	Entre 0.3 M € et 3 M €
3	Important, Entre 1 et 10 personnes exposées	Dégradation de l'environnement nécessitant la mise en place d'une remédiation sans atteinte des espèces protégées.	Entre 3 M € et 30 M €
4	Catastrophique. Entre 10 et 100 personnes exposées	Atteinte des espèces protégées.	Entre 300M € et 3000 M €
5	Désastreux. Plus de 100 personnes exposées	Atteinte grave à l'environnement avec effets irréversibles nécessitant de lourdes mesures de remise en état.	3000 M € et plus

Matrice de criticité : de la combinaison de la probabilité et de la gravité on obtient la matrice de criticité qui hiérarchise les risques.

Tableau 5 : Grille de hiérarchisation des risques

		Probabilité				
		1	2	3	4	5
Gravité	1	1	2	3	4	5
	2	2	4	6	8	10
	3	3	6	9	12	15
	4	4	8	12	16	20
	5	5	10	15	20	25

IV.6. Synthèse de l'APR et recommandations

Elle peut être présentée sous forme d'un tableau général qui permet de visualiser facilement les résultats de la méthode, ce dernier doit être adapté à l'installation et à la matrice utilisée. Proposer des recommandations dans le but de réduire le niveau de risque [16]. Le tableau type qu'on a utilisé est adapté à notre installation (figure 15).

Sous système :													
Phase opératoire /équipement	Evènement redouté	Causes (événements initiateurs)	Conséquences	F	G	C	Mesures de prévention	F'	Mesures de protections	G'	C'	Repère n°PHD	Remarques

Figure 15 : Tableau type, utilisé pour l'APR.

On schématise les étapes de déroulement de l'APR par la figure suivante :

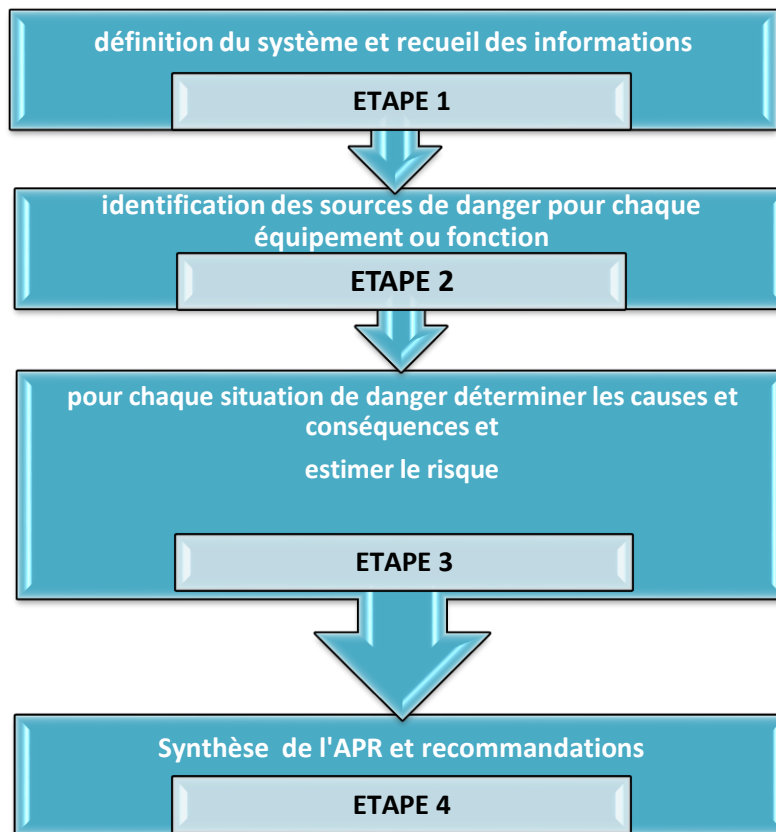


Figure 16 : Schématisation des étapes de l'APR

IV.7. Application de la méthode APR

Les parties de l'installation qui font l'objet d'une analyse préliminaire des risques sont les bacs de stockages. Vu que le terminal pétrolier de Bejaia comporte 16 bacs de stockages, qui fonctionnent de la même manière et sous les mêmes conditions opératoires, nous allons effectuer l'étude sur un seul bac N14 et par la suite, la généraliser aux 15 autres bacs de stockage.

Le bac de stockage considéré comme un sous-système est en interconnexion avec deux autres sous-systèmes de l'installation ; le manifold, et la station de pompage obtenus par l'analyse fonctionnelle avec la méthode SADT.

IV.8. Déroulement et résultats :

Même si le sous-système ciblé est d'une complexité importante, l'APR nous a permis d'obtenir des résultats fiables grâce à l'application de la méthode, en respectant ces principes et en suivant ces différentes étapes prédéfinies.

Sous système bac de stockage

Phase opératoire /équipement	Evènement redouté	Causes (événements initiateurs)	Conséquences	F	G	C	Mesures de prévention	F'	Mesures de protections	G'	C'	Repère n°PHD	Remarques
Vanne de pied de bac motorisée.	Débordement (Vanne de pied de bac fuyard. -Sur-remplissage du bac.)	-Défaillance de la vanne. -Choc d'un engin. -Blocage de la vanne pied de bac en position ouverte. -Défaillance de l'alimentation électrique. -Erreur humaine (ouverture d'une mauvaise vanne d'alimentation du bac sur le manifold, non réponse de l'opérateur humain). -Défaillance du capteur de niveau.	-Epanchage du pétrole. -pollution du sol. -perte économique. -incendie.	2	5	10	-Capteur de niveau -Surveillance du niveau lors du remplissage d'un bac -Calcul manuel de volume libre. -Avant tout transfert, vérification que la voie de produit de manifold vers le bac s'allume -Opérateur toujours présent pendant l'opération de purge. -Détecteur d'hydrocarbure liquide. -Détection par un opérateur et inspection visuelle régulière des parties externes des bacs.	1	-Cuve de rétention -pompe d'évacuation de la cuve de rétention.	4	4	1	

Vanne de purge.	-Incendie de séparateur -Fuite du produit et incendie de cuvette.	-Erreur humaine (oublie de la vanne de purge ouverte). -Corrosion. -Usure. -Blocage de vanne en position ouvert. -Saturation séparateur API -Fuite de produit dans la ligne de purge. -Source d'ignition (travaux à chaud, foudre, électricité statique).	-propagation de l'incendie à l'intérieur du bac par effet thermique	2	5	10	-Vérification périodique de son bon fonctionnement. -Détecteur de d'hydrocarbures liquide. -Equipement adaptés dans les zones ATEX. -Protection cathodique.	1	-Réseau incendie -maîtrise de l'incendie dans les plus brefs délais.	3	3	2	
Toit.	-Incendie de bac (toit).	-Flux thermique externe (effet domino, incendie à proximité) -Conditions climatiques extrême (T° élevée).	-effet thermiques significatifs. -effet domino (propagation de l'incendie vers d'autres bacs). -surpression -boilover.	4	5	15	-Mise à la terre. -Paratonnerre. -vanne de purge.	3	-gaz d'extinction automatique. -réseau incendie -12 déversoirs de mousse haut de bac.	4	12	3	Le gaz d'extinction automatique et hors service parce que il est interdit par la réglementation et les

		-détérioration du joint. - Dégagement de gaz inflammable au niveau de toit -Source d'ignition (foudre). -présence d'eau dans le bac	-pollution de l'aire.									conventions internationales.	
Toit	- Débordement de pétrole sur le toit	-Détérioration et perte d'équilibre des béquilles - Dégradation et déformation du joint. -Corrosion interne (phase gazeuse plus corrosive). -Blocage du toit en phase de remplissage	-Incendie -flux thermique -incendie du bac. -pollution.	3	4	12	-contrôle des joins (par les opérateurs)	2		4	8	4	
Agitateur.	-Fuite de produit inflammable.	-Erreur humaine (agitateur mal remonté lors des travaux de maintenance). -Détérioration du joint bride.	-Pollution de la cuvette. -Feu de cuvette s'il y a source d'ignition.	2	5	10	-capteur d'hydrocarbure. -purge toute les 15 jours. -contrôle régulier du niveau de la	1	-La cuvette de rétention	4	4	5	

		-Corrosion. -Usure.	-mise hors service du bac. -Pollution du sol -Pollution des nappes phréatiques. -Emission d'odeur.				corrosion et de l'usure.						
Echelle du toit.	-Source d'ignition (étincelle)	-Conditions climatiques (pluie et température élevée). -Corrosion. Roues encrassées sur les rails de l'échelle du toit.	-Incendie du nuage gazeux. -explosion. - onde de pression. -front de flamme.	2	5	10	-revêtement des roues. -couronne de refroidissement. -zone ATEX. -inspection routinière de tous les équipements du bac.	1		5	5	6	
Pétrole brut.	-Feu de joint.	-Dégagement important de gaz inflammable autour du joint -Source d'ignition. -Erreur humaine (oublie de matériel dans l'évent).	-effet thermiques significatifs. -propagation du feu sur tout le bac	4	5	20	-contrôle périodique	3	-extinction automatique a gaz (halon). -réseau incendie -12 déversoirs de mousse haut de bac.	3	9	7	Le gaz d'extinction automatique et hors service parce que il est interdit par la réglementation et les conventions

		-TVR supérieure à 738g/m ² . -Déformation de l'évent.										international es.	
	-feux de bac de stockage	-Flux thermique externe (effet domino, incendie à proximité). -Monté en température du réservoir. -Dégagement et accumulation de gaz inflammable au niveau du toit -feux de joint	-effet thermiques significatifs. -effet domino (propagation de l'incendie vers d'autres bacs). -surpression.	3	5	15	-Système au halon autour de joint -Joint d'étanchéité circulaire -Mise à la terre -Paratonnerre	3	-12 déversoirs de mousse haut de bac. -Réseau incendie	4	12	8	Le gaz d'extinction automatique et hors service parce qu'il est interdit par la réglementation et les conventions internationales.
	Boil-over	-Introduction des eaux d'extinction (lors de l'intervention). - Incendie de bac non maîtrisé -Erreur humaine (mauvaise purge, non-respect de la périodicité de purge).	-boule de feu. -épandage d'HC en flamme. -onde de pression qui peut atteindre 30 bars. -front de flamme qui peut atteindre une vitesse de 10 à 30 m/s.	2	5	10	-Respect de la périodicité de purge. -Purge des bacs chaque 15 jour. -Maîtrise de l'incendie. dans le délai suffisant.	2	- alarme	5	10	9	Le gaz d'extinction automatique et hors service parce qu'il est interdit par la réglementation et les conventions internationales. alarme ne

												fonctionne pas	
	-Pollution de la cuvette de rétention.	- Ouverture brutale du trou d'homme -Rupture de la canalisation. -Erreur humaine (mauvais serrage du trou d'homme). -Agression mécanique (perte de contrôle d'un véhicule). - Endommagement de la canalisation du pied de bac. -Non étanchéité de la cuvette.	-atteinte à l'environnement –feux de nappe.	3	5	15	-Rondes de contrôle périodiques	2	-pompe de vidange de la cuvette de rétention.	4	8	10	
	- Déversement du produit (Pétrole).	-Défaillance de l'alimentation électrique. -Sur-remplissage du réservoir.	-Emission d'odeurs. -pollution. -asphyxie.	2	3	5	-détecteur de niveau -contrôle manuel des vanne	1	-pompe de vidange de la cuvette de rétention	2	2	11	

		-Non étanchéité de la cuvette -onde de pression externe (accident NAFTAL, Boil-Over d'autres bacs à toit flottant). -Non étanchéité de la cuvette -Perte d'intégrité physique du bac.										
Vanne motorisée de pied de bac	Électrocution	-bac et ses équipements sous tension. -Mauvaise isolation des circuits électrique. Alimentant la vanne pied de bac. -Détérioration des circuits électriques	-la vie humaine	2	5	10	-la mise a la terre.	1		5	5	12
Parois de bac	Décharge d'électricité statique	-agression externe (projectile emporter par le vent).	- Electrocution - source d'ignition	3	2	6	-la mise a la terre	2		2	4	13

		-Mouvement de pétrole lors de remplissage et d'expédition. -frottement du toit avec les parois											
Sous système manifold													
Manifold	Déversement du pétrole	-surpression. -défaillance des soupapes de sécurité. -déflagration des pipelines. -corrosion -défaillance des indicateurs de pression et débit. -erreur humaine. -défaillance des vannes.	-pollution. -perte économique. -incendie de nappe. -mauvaise odeur. -glissement des opérateurs.	2	5	10	-débitmètre -manomètre -indicateurs visuels	1	-soupape de sécurité -bac a toit fixe pour le surplus.	4	4	14	
Sous système station de pompage													
Station de pompage	Déversement	-surpression -défaillance des vannes. - défaillance des pompes. -défaillance des indicateurs. -corrosion -usure -problème électronique	-feux de nappe -pollution -mauvaise odeur. - perte économique.	3	5	15	-les indicateurs automatiques. -indicateurs visuels -présence d'opérateurs sur le terrain.	2	-soupape de sécurité -cuvette de rétention. -pompe de vidange de la cuvette.	4	8	15	

		(mauvaise) commande erreur humaine											
Pipeline	Déversement	-corrosion -choc mécanique	-pollution de la terre -nappe de pétrole et risque d'incendie.	2	4	8	-maintenance et vérification périodique.	1		4	4	16	

De l'analyse, il ressort que les événements redoutés (ERs) (événements non souhaités et inacceptables) sont liés à la nature de l'installation et à son fonctionnement d'une part, et au produit stocké (le pétrole brut), produit inflammable et polluant pour l'environnement d'autre part.

IV.8.1. Résultats

Les résultats sont présentés sous forme de deux tableaux, le premier représentant les ER d'un bac de stockage (tableau 6), le deuxième représentant les résultats généralisés pour toute l'installation (tableau 7).

Tableau 6 : Hiérarchisation des risques pour un bac de stockage.

Catégorie du risque	Nombre d'ER	Pourcentage (%)
Risques acceptables	9	56
Risques tolérables	4	25
Risques inacceptables	3	19
Total	16	100

Tableau 7 : Hiérarchisation des risques pour l'installation.

Catégorie du risque	Nombre d'ER	Pourcentage (%)
Risques acceptables	144	56
Risques tolérables	64	25
Risques inacceptables	48	19
Total	256	100

Les résultats obtenus sont représentés par la figure ci-après.

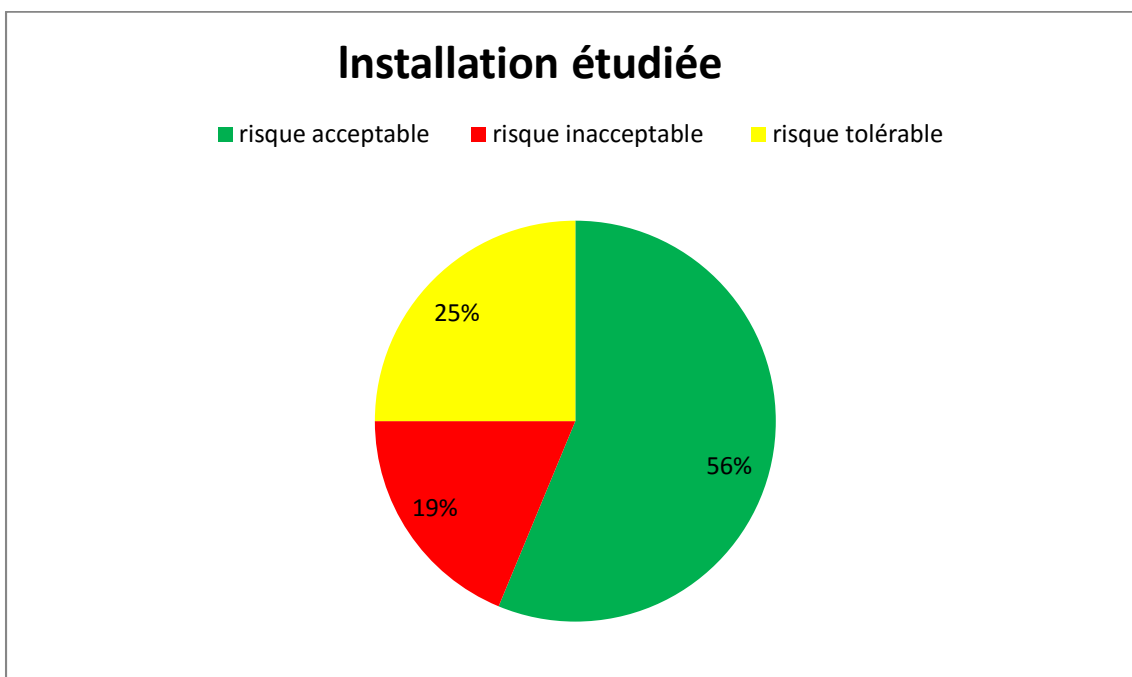


Figure 17 : Répartition des ERs en fonction de leurs classifications.

IV.9. Interprétation des résultats

Il est bien apparent que la plus grande partie des risques estimés à 56% se trouve dans la catégorie de risque acceptable. Ceci est dû aux mesures de préventions et aux mesures de protection opérationnelles mises en place. Les risques tolérables occupent 25% des risques recensés, ceci est lié à la nature du produit et l'état des équipements. Par contre les risques inacceptables occupent la plus petite portion avec 19%. Cette portion est cependant considérée trop élevée, pour des risques inacceptables, dans une installation.

Les risques inacceptables s'articulent autour de l'incendie que ça soit le boil-over, le feu de toit ou l'incendie du bac. Donc l'équipement le plus critique est le toit du bac. Ceci nécessite une analyse plus approfondie en utilisant une ou plusieurs méthodes plus spécifiques pour pouvoir cerner ce phénomène d'incendie.

Les risques identifiés sont dus essentiellement à l'absence de système d'extinction automatique à gaz suite à la mise hors service par l'entreprise, de son système, ce dernier utilisant le halon 1211 interdit par les conventions internationales et la réglementation algérienne (Décret exécutif n° 07-207) [17].

Chapitre V

Application de la méthode de l'arbre des défaillances

V.1. Introduction

Vu les résultats obtenus par l'application de l'analyse préliminaire des risques, nous avons décidé d'appliquer la méthode « Arbre des Défaillances » appelée aussi « arbre des causes », en utilisant l'incendie du bac comme Evènement Indésirable (EI).

Un arbre de défaillance est une représentation graphique de type arbre généalogique. Il représente une démarche d'analyse d'événements. Il est construit en recherchant l'ensemble des événements élémentaires, lesquels, avec une combinaison donnée dans certaines conditions, produisent un évènement redouté [18], point de départ de l'étude. La construction d'un arbre de défaillance revient à répondre à la question [19] : comment un évènement donné peut se produire ?

V.2. Historique de l'Add

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 a été élaborée au début des années 1960 par la compagnie américaine Bell Téléphone et fut expérimentée pour l'évaluation de la sécurité des systèmes de tir de missiles [20], puis adoptée dans les autres domaines tel que : nucléaire, chimique, industrie automobile, etc. [19].

V.3. Concepts de base

L'analyse par AdD est une méthode de type déductif qui est utilisée pour l'analyse prévisionnelle des défaillances de systèmes physiques et aussi pour l'analyse de risque. Elle utilise une symbolique graphique particulière qui permet de présenter les résultats dans une structure arborescente [21].

Cette méthode a pour objectif, à partir d'un Evènement Redouté (Indésirable), défini a priori (appelé aussi Evènement-sommet, car il est placé au plus haut niveau de l'AdD, racine de l'arbre), de déterminer les combinaisons d'évènements pouvant finalement conduire à cet Evènement. Cette analyse permet de remonter de causes en causes jusqu'aux évènements de base susceptibles d'être à l'origine de l'Evènement Redouté. Les évènements de base sont indépendants, et ne seront pas décomposés en éléments plus simples faute de manque de renseignement ou bien parce que cela est impossible.

Les liens entre les différents évènements identifiés sont réalisés grâce à des portes logiques standards telles que ET, OU, SI (porte conditionnelle). Aussi de nombreux symboles sont

utilisés dans la méthode. Par exemple, les événements sont représentés par un rectangle, un cercle ou un losange (figure 18).

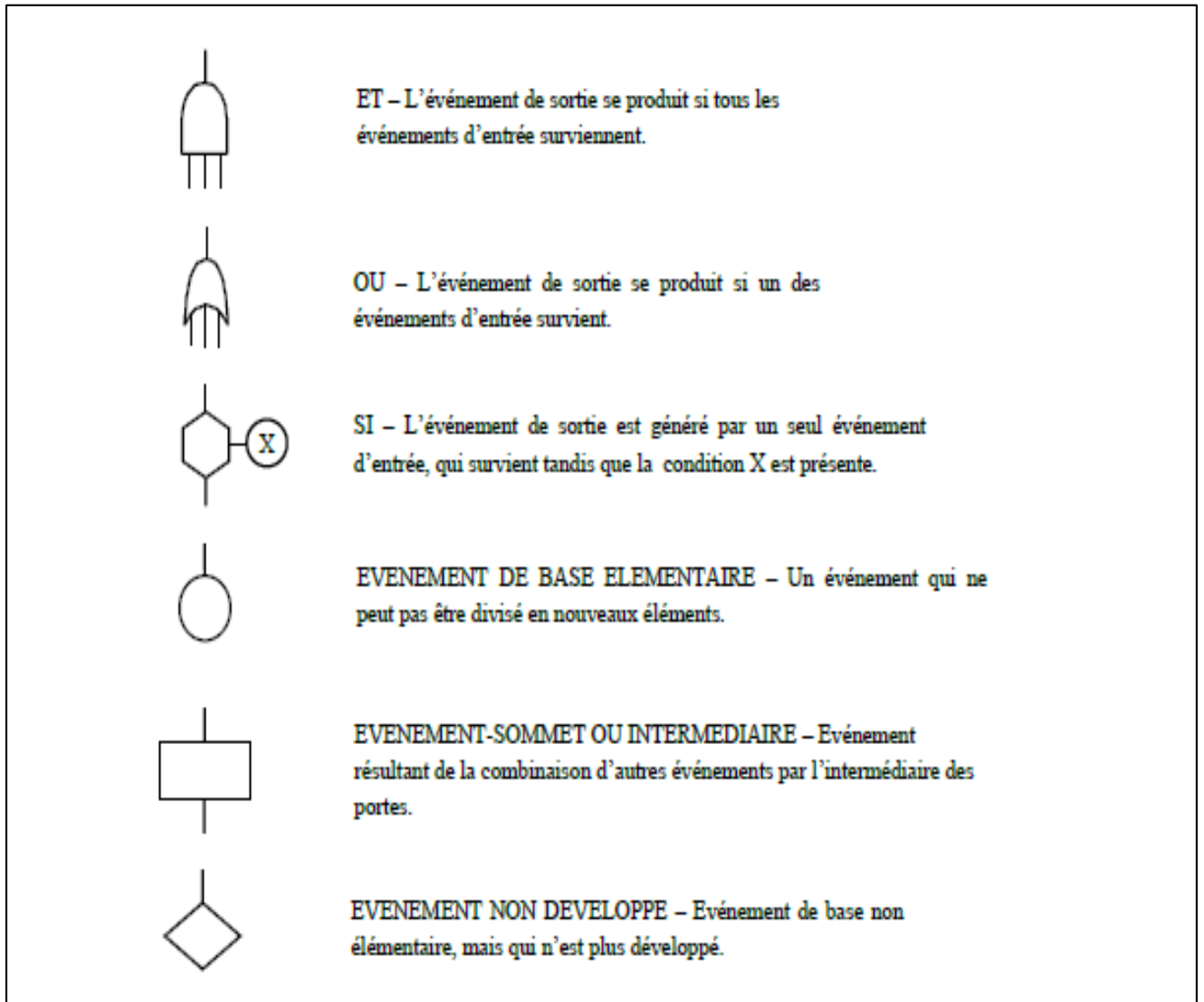


Figure 18 : Symboles utilisés par la représentation graphique des événements de l'AdD

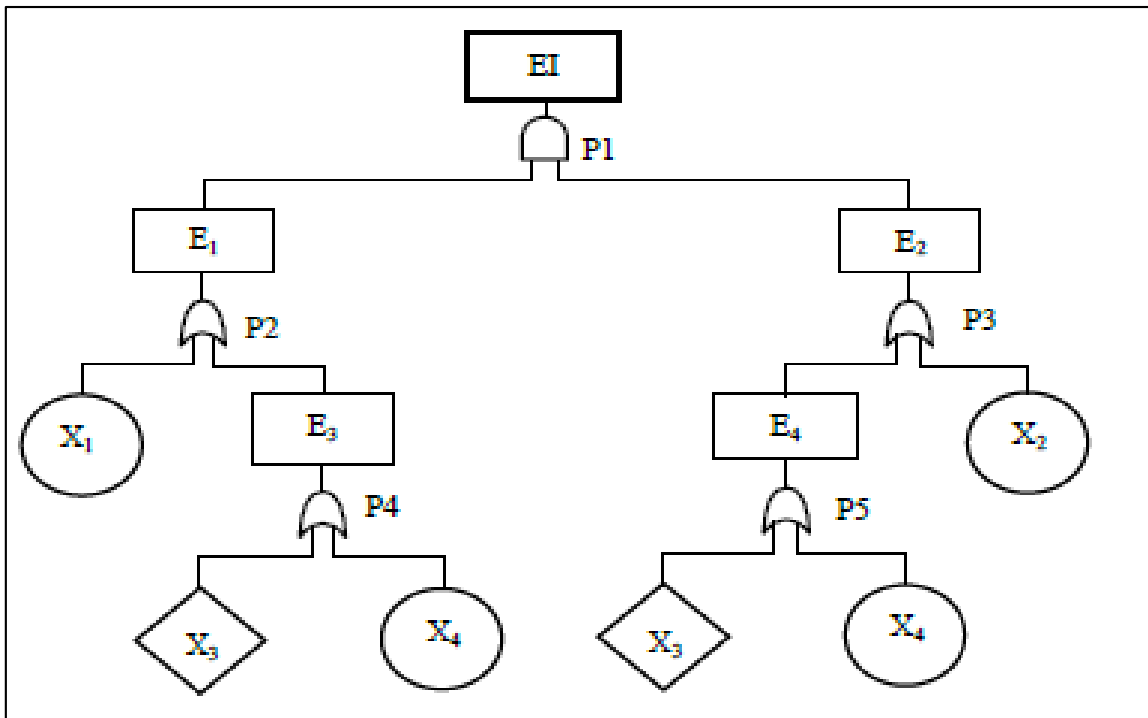


Figure 19 : Exemple d'un AdD

A titre illustratif, la figure 19 montre un exemple d'Add. C'est un Add simple.

La description des éléments dans l'Add de la figure ci-dessus est la suivante :

- L'événement-sommet : EI (le rectangle étant utilisé pour l'événement-sommet et les événements intermédiaires, nous faisons une différence en dessinant le premier avec un trait plus épais) ;
- Les événements intermédiaires : E1, E2, E3, E4 ;
- Les événements de base élémentaires : X1, X2, X4 ;
- L'événement non développé : X3 ;
- P1 : Porte ET ;
- P2, P3, P4, P5 : Portes OU.

La démarche de réalisation de l'arbre des défaillances est résumée dans la figure 20 [20] .

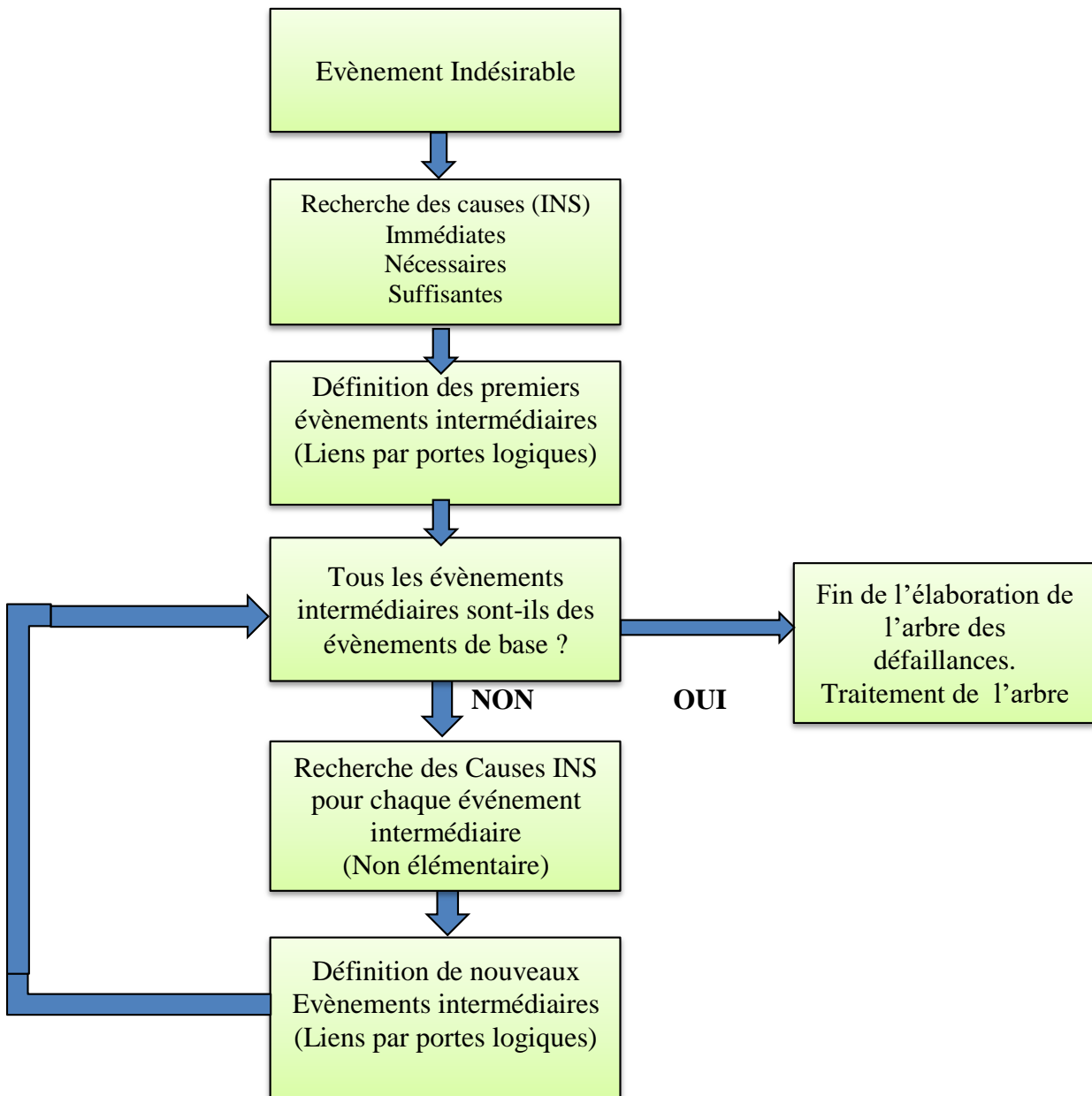


Figure 20 : Démarche pour l'élaboration d'un arbre des défaillances

V.4. Déroulement de la méthode

L'application de l'AdD sur le système bac de stockage suit les étapes représentées dans la figure 21. Les résultats de l'étude sont représentés dans la partie application de la méthode.

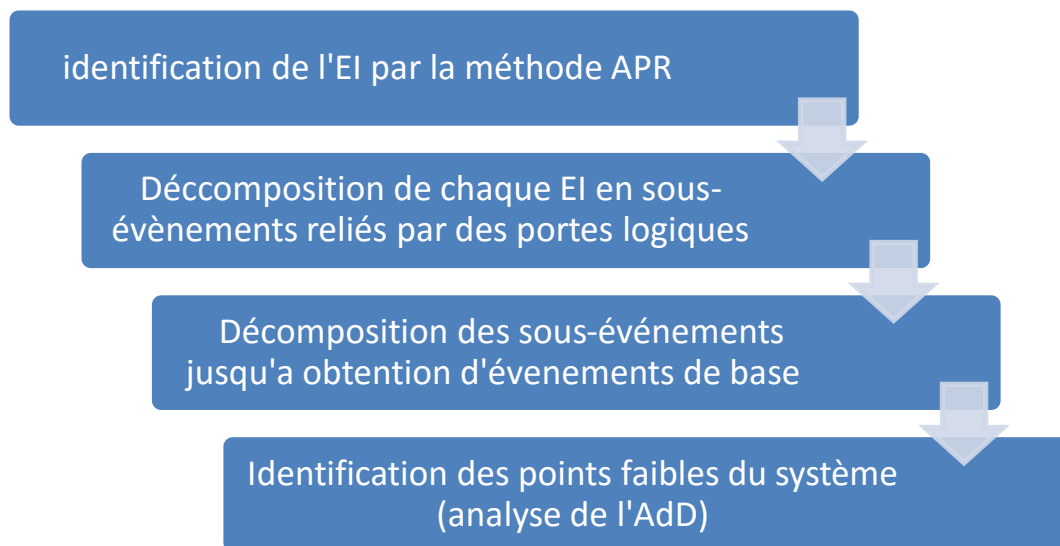


Figure 21 : Déroulement de l'AdD.

V.5. Analyse de l'AdD

L'analyse de l'AdD est surtout basée sur le concept de coupe minimale. Une coupe minimale représente la plus petite combinaison (intersection du point de vue logique) d'événements de base pouvant conduire à l'événement indésirable. On appelle ordre d'une coupe le nombre d'événements qui figurent dans la coupe [22]. L'analyse de l'arbre comprend une analyse qualitative puis éventuellement une analyse quantitative. Ces concepts sont expliqués plus en détail dans ce qui suit.

V.5.1. Analyse quantitative

Le traitement qualitatif de l'arbre est double. Tout d'abord, il vise à déterminer les coupes minimales puis à examiner dans quelle proportion une défaillance correspondant à un événement de base peut se propager dans l'enchaînement des causes jusqu'à l'événement indésirable. La recherche des coupes minimales se fait traditionnellement à partir de l'AdD en appliquant les règles classiques de simplification des expressions booléennes à la fonction logique représentée par l'arbre.

L'expression des coupes minimales pour l'EI peut être écrite dans sa forme générale comme suit :

$$EI = C_1 * C_2 * C_3 \dots * C_n \quad (5.1)$$

Ou EI est l'événement indésirable et C_1, C_2, \dots, C_n sont les coupes minimales. Chaque coupe minimale est une fonction des événements élémentaires de la forme

$$C_i = \prod_j X_j \quad (5.2)$$

Ou X_j est un événement élémentaire.

Un arbre est composé d'un nombre fini de coupes minimales qui sont uniques pour son EI. Une coupe minimale comportant un seul élément représente une défaillance de composant qui toute seule produit l'EI. Pour une coupe minimale de n composants, les n-composants doivent tous être défaillants pour l'occurrence de l'EI [22]. Pour déterminer les coupes minimales, l'arbre est d'abord traduit en une équation booléenne équivalente. Les lois de l'algèbre de Boole s'appliquent ensuite pour éliminer les termes redondants (figure 22).

Propriétés	Produit (ET)	Somme (OU)
Commutativité	$A \cdot B = B \cdot A$	$A + B = B + A$
Idempotence	$A \cdot A = A$	$A + A = A$
Absorption	$A \cdot (A + B) = A$	$A + A \cdot B = A$
Associativité	$A \cdot (B \cdot C) = (A \cdot B) \cdot C$	$A + (B + C) = (A + B) + C$
Distributivité	$A \cdot (B + C) = A \cdot B + A \cdot C$	$A + B \cdot C = (A + B) \cdot (A + C)$

Figure 22 : Equations booléennes pour la simplification de l'AdD

V.5.2. Analyse quantitative

L'analyse quantitative de l'arbre des défaillances vise à évaluer, à partir des probabilités d'occurrence des événements de base, la probabilité d'occurrence de l'événement indésirable. La méthode la plus élémentaire est connue comme méthode directe. Pour l'appliquer, il faut commencer par le calcul des probabilités des portes de plus bas niveau dans l'arbre et puis remonter l'AdD en calculant, au fur et à mesure, les probabilités des événements intermédiaires, qui sont le résultat de portes. On continue jusqu'à arriver à l'événement sommet. Pour le faire, il faut au préalable déterminer les probabilités d'occurrences des événements élémentaires, par le retour d'expérience, les bases de données ou jugement d'experts.

Le calcul se fait de la manière suivante [23]:

Pour les portes ET on utilise la formule suivante :

$$P(E_i) = \prod_1^k P(E_i) \quad (5.3)$$

Pour les portes OU on utilise la formule suivante :

$$P(E_j) = 1 - \prod_1^k (1 - P(E_i)) \quad (5.4)$$

V.6. Application de la méthode

Pour l'application de la méthode, nous avons utilisé le logiciel « arbre analyste », logiciel de sûreté de fonctionnement qui nous a facilité la construction de l'arbre représenté par les deux pages de l'arbre appliqué sur les bacs de stockage de pétrole.

Arbre-Analyste : un outil d'arbres de défaillances respectant le standard Open-PSA et utilisant le moteur XFTA - *Congrès LAMBDA-MU 19 (Octobre 2014) [24]*.

Les fréquences de probabilité utilisées dans la méthode sont issues de nombreuses sources dont:

- Le retour d'expérience de l'entreprise ;
- Des références telles que: les cahiers de la sécurité industrielle [25], et autres [26], [27], [28], [29].

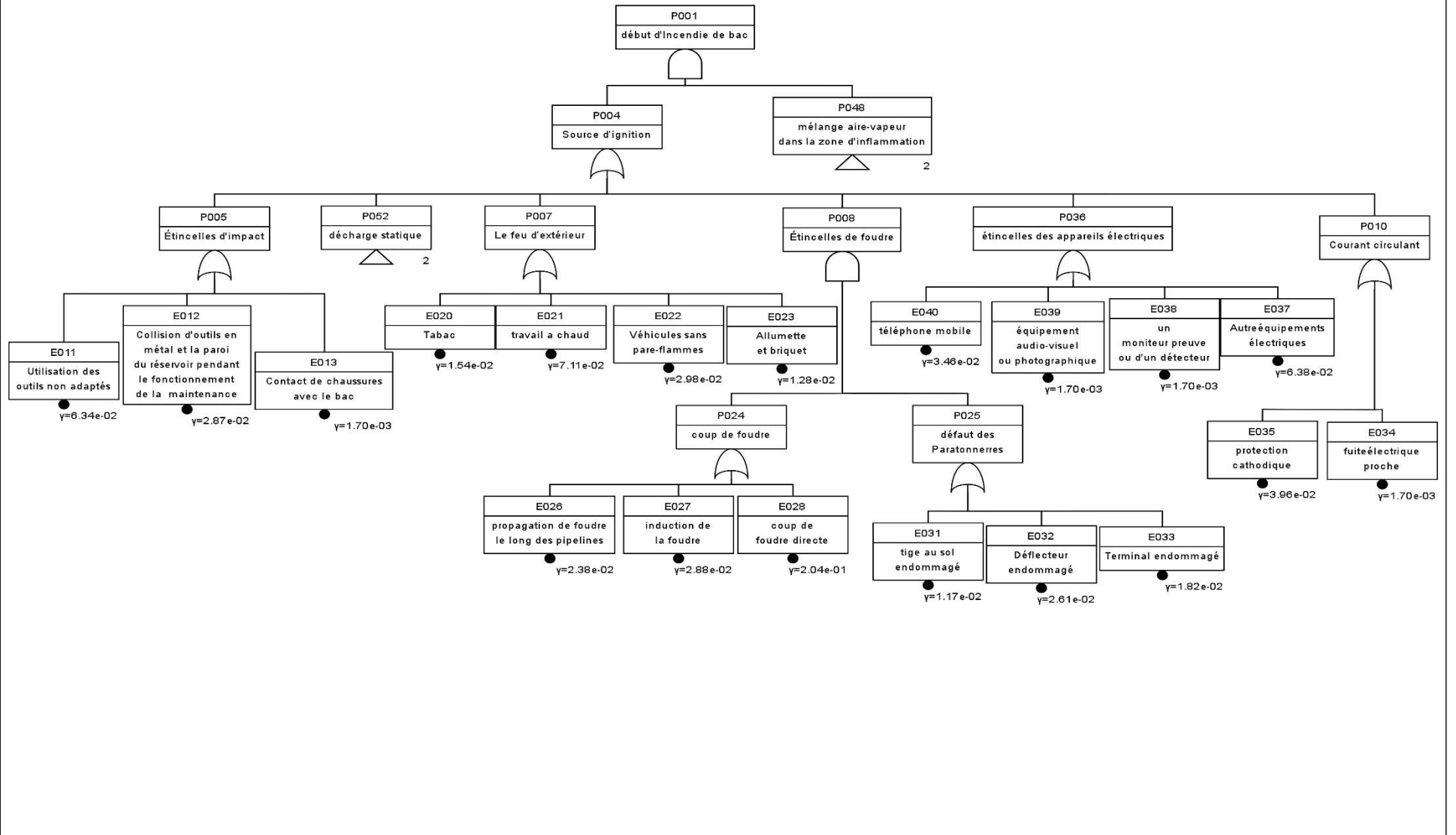
L'arbre obtenue par le logiciel nous informe sur l'arborescence de l'évènement Indésirable avec comme base de l'arbre, 38 évènements élémentaires et 19 portes logiques dont 4 portes « ET » et 15 portes « OU ». Elles sont représentées dans le tableau 8

Les évènements élémentaires sont représentés dans le tableau 9, avec leurs probabilités et le classement par rapport aux autres évènements selon un ordre décroissant de l'évènement qui a une grande fréquence à celui qui a la plus faible.

Tableau 8 : Liste des portes logiques de l'AdD

Nom	Incendie de bac	Logique
P001	Source d'ignition	ET
P004	Étincelles d'impact	OU
P005	Feu d'extérieur	OU
P007	Étincelles de foudre	OU
P008	Courant circulant	ET
P010	Coup de foudre	OU
P024	Défaut des Paratonnerres	OU
P025	Étincelles des appareils électriques	OU
P036	Mélange air-vapeur dans la zone d'inflammation	OU
P048	Décharge statique	OU
P052	Décharge électrostatique du corps humain	OU
P053	Décharge électrostatique du bac de stockage	ET
P056	Accumulation électrostatique	ET
P057	Mauvaise mise à la terre	OU
P058	Opération de mesure	OU
P063	Toit de bac sans surveillance	OU
P072	Fuite de pétrole	OU
P073	Erreur opérationnelle	OU
P075	Incendie de bac	OU

Arbre Analyste - version 1.1.1 - 2014-15



Arbre Analyste - version 1.1.1 - 2014-15

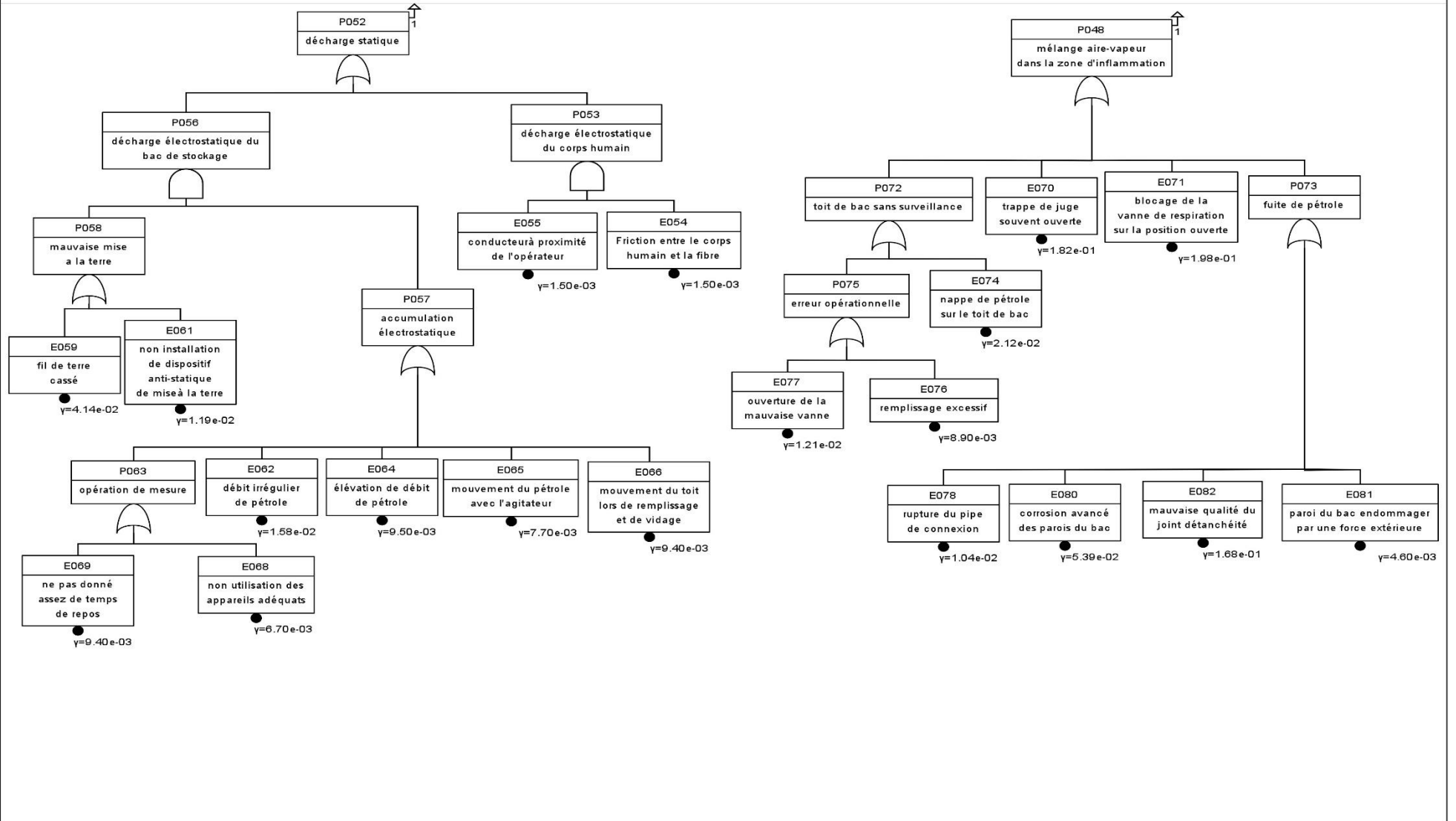


Tableau 9 : Liste des évènements élémentaires de L'AdD.

N°	Nom	Description	Probabilité /an	Classe Ment
1	E011	Utilisation d'outils non adaptés	0,0634	7
2	E012	Collision d'outils en métal avec la paroi du réservoir pendant le fonctionnement de la maintenance	0,0287	14
3	E013	Contact de chaussures avec le bac	0,0017	31
4	E020	Tabac	0,0153	21
5	E021	Travail à chaud	0,0711	5
6	E022	Véhicules sans pare-flammes	0,0298	12
7	E023	Allumette et briquet	0,0127	22
8	E026	Propagation de foudre le long des pipelines	0,0238	16
9	E027	Induction de la foudre	0,0288	13
10	E028	Coup de foudre direct	0,204	1
11	E031	Tige au sol endommagée	0,0117	24
12	E032	Défecteur endommagé	0,0261	15
13	E033	Terminal endommagé	0,0182	17
14	E034	Fuite électrique proche	0,0017	31
15	E035	Protection cathodique	0,0396	10
16	E037	Autres équipements électriques	0,0638	6
17	E038	Moniteur preuve ou Détecteur	0,0017	31
18	E039	Équipement audio-visuel ou photographique	0,0017	31
19	E040	Téléphone mobile	0,0346	11
20	E054	Friction entre le corps humain et la fibre	0,0015	32
21	E055	Conducteur à proximité de l'opérateur	0,0015	32
22	E059	Fil de terre cassé	0,0414	9
23	E061	Non installation de dispositif antistatique de mise à la terre	0,0119	23
24	E062	Débit irrégulier de pétrole	0,0158	19
25	E064	Élévation de débit de pétrole	0,0095	26
26	E065	Mouvement du pétrole avec l'agitateur	0,0077	28
27	E066	Mouvement du toit lors du remplissage et du vidage	0,0094	26
28	E068	Non utilisation des appareils adéquats	0,0067	29
29	E069	Temps de repos du pétrole insuffisant	0,0094	26
30	E070	Trappe de jauge souvent ouverte	0,1824	3
31	E071	Blocage de la vanne de respiration sur la position ouverte	0,1978	2
32	E074	Nappe de pétrole sur le toit de bac	0,0212	17
33	E076	Remplissage excessif	0,0089	27
34	E077	Ouverture de la mauvaise vanne	0,0121	21
35	E078	Rupture de pipe de connexion	0,0104	25

36	E080	Corrosion avancée des parois du bac	0,0539	8
37	E081	Paroi du bac endommagée par une force extérieure	0,0046	30
38	E082	Mauvaise qualité du joint d'étanchéité.	0,1684	4

V.7. Synthèse de l'étude :

V.7.1. Analyse qualitative :

La simplification de l'arbre nous a permis de déterminer 315 coupes minimales dont 117 de deuxième ordre. Les coupes les plus influentes sont représentées dans le tableau 10. On remarque que sur les 315 coupes, les plus influentes (celles qui ont un pourcentage supérieur à 1%), représentent une petite partie (28 coupes), chacune avec son influence. Pour mieux illustrer cette influence, elles sont représentées par la figure 23.

Tableau 10 : Les coupes minimales les plus influentes sur l'EI

N°	Ordre	Probabilité	Pourcentage	les coupes	N°	Ordre	Probabilité	Pourcentage	les coupes
1	2	0.0140636	0.0555894	E021. E070	15	2	0.00589444	0.0232991	E040. E082
2	2	0.0129686	0.0512614	E037. E071	16	2	0.00582664	0.0230311	E012. E071
3	2	0.0126196	0.0498819	E011. E071	17	2	0.00568279	0.0224625	E022. E070
4	2	0.0125405	0.0495691	E021. E082	18	2	0.00543552	0.0214851	E012. E070
5	2	0.0119732	0.0473268	E037. E070	19	2	0.00524035	0.0207136	E022. E082
6	2	0.0116371	0.0459983	E011. E070	20	2	0.00501832	0.019836	E012. E082
7	2	0.0115642	0.0457099	E037. E082	21	2	0.00483813	0.0191238	E021. E080
8	2	0.0107439	0.0424677	E011. E082	22	2	0.00383229	0.015148	E037. E080
9	2	0.0106766	0.0422014	E035. E071	23	2	0.00343882	0.0135927	E011. E080
10	2	0.00783288	0.0309612	E035. E070	24	2	0.00341726	0.0135075	E020. E071
11	2	0.00722304	0.0285506	E040. E071	25	2	0.00303821	0.0120092	E020. E070
12	2	0.00684388	0.0270519	E035. E082	26	2	0.00280166	0.0110742	E020. E082
13	2	0.00666864	0.0263593	E040. E070	27	2	0.00258662	0.0102242	E021. E070
14	2	0.00631104	0.0249458	E022. E071	28	2	0.00252986	0.00999983	E023.E071

On remarque que pour les 28 coupes minimales citées dans le tableau 10, les événements élémentaires qui participent à l'apparition de l'évènement indésirable (EI) ne sont pas nombreux. Le nombre d'évènements élémentaires inclus est de 12, ils ne sont pas nécessairement les plus probables. Certes, les probabilités des événements élémentaires jouent un rôle dans l'apparition de l'EI, mais le plus important est l'enchaînement de ces derniers dans la structure de l'arbre et les portes logiques qui les regroupent.

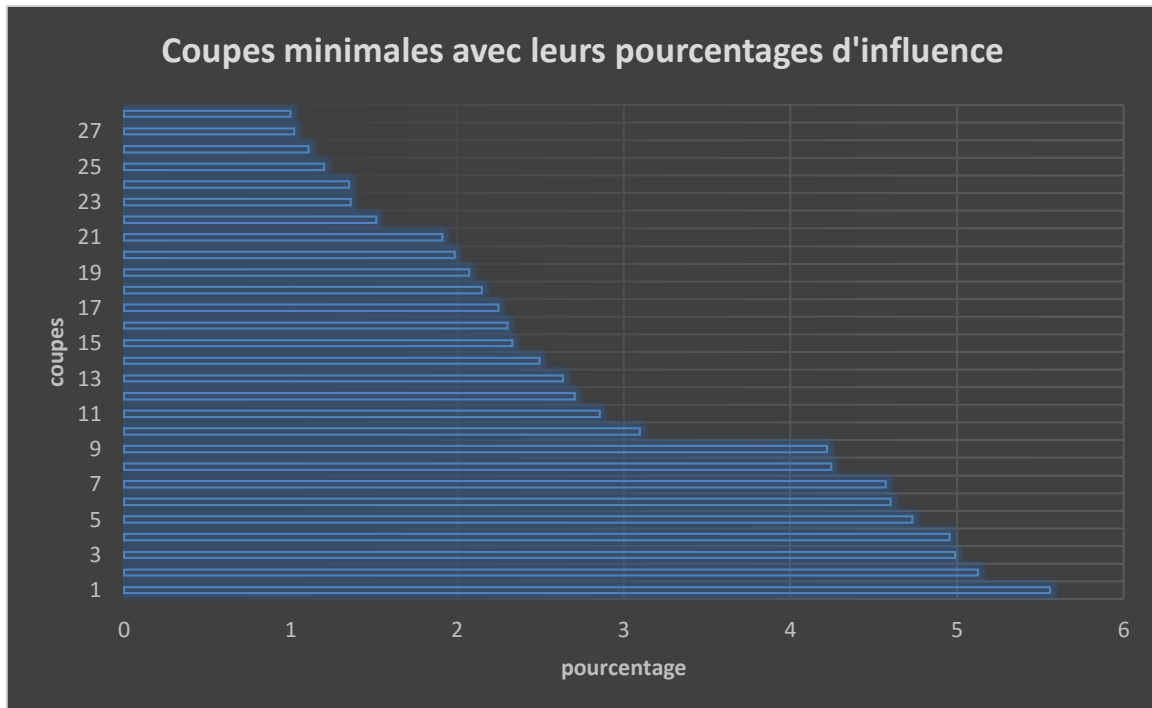


Figure 23 : Représentation des coupes minimales les plus influentes et leurs pourcentages

V.7.2. Analyse quantitative :

Le calcul de la probabilité de l'évènement indésirable nous donne une fréquence de l'ordre de **$P(EI) = 0,166595$** .

Cette probabilité est jugée courante selon le tableau des probabilités de l'APR, d'où la nécessité d'apporter des corrections pour réduire les probabilités des évènements élémentaires, et la probabilité de l'apparition de l'EI.

La probabilité de présence du mélange gaz-air est de **$P048=0,512876$** et celle de la source d'ignition est de **$P004 = 0,324254$** .

Si on multiplie la probabilité des évènements qui forment les coupes minimales les plus influentes par un facteur de dix (10), nous constaterons le changement de $P(EI)$. Le tableau 11 donne les nouvelles probabilités obtenues après le calcul. On constate une augmentation de **$P(EI)$** allant de 48% à 143% de la valeur initiale déjà calculée. On peut conclure que tous les évènements sont influents, mais les plus importants sont :

1. Les équipements électriques comme source d'ignition ;
2. Le travail à chaud ;
3. L'utilisation des outils non adaptés ;

4. La trappe de jauge souvent ouverte ;
5. La mauvaise qualité du joint d'étanchéité et autour de trou d'homme ;
6. Le blocage de la vanne de respiration sur la position ouverte.

Remarque : Malgré l'existence de paratonnerre, la foudre reste une source d'ignition importante vue la grande surface en métal qu'un bac présente. Elle a été à l'origine de l'incendie déclenché dans l'entreprise, en février 2016. Il est donc nécessaire de remédier à ce problème.

Tableau 11: Liste des évènements qui forment les coupes minimales les plus influentes

Nom	Description	P(E _i)	P(E _i) x 10	P(EI)	changement
E011	Utilisation des outils non adaptés	0,0634	0,634	0,3778	126%
E012	Collision d'outils en métal et la paroi du réservoir pendant le fonctionnement de la maintenance	0,0287	0,287	0,2587	55%
E021	Travail à chaud	0,0711	0,711	0.4054	143%
E037	Autres équipements électriques	0,0638	0,638	0.3792	127%
E035	Protection cathodique	0,0396	0,396	0.2952	77%
E040	Téléphone mobile	0,0346	0,346	0.2584	55%
E022	Véhicules sans pare-flammes	0,0298	0,298	0.2624	57.5%
E023	Allumette et briquet	0,0127	0,127	0.2070	24%
E070	Trappe de juge souvent ouverte	0,1824	1,824	0.3246	94.8%
E071	Blocage de la vanne de respiration sur la position ouverte	0,1978	1,978	0.3248	94.8%
E082	Mauvaise qualité du joint d'étanchéité	0,1684	1,684	0.3245	94.7%

V.8. Recommandations

Les recommandations qu'on peut proposer pour réduire la probabilité de l'EI par rapport à L'AdD sont les suivantes :

- Interdiction d'utilisation d'outils non adaptés et contrôle des prestataires avant de délivrer le permis de travail ;
- Interdire toute sorte de flamme nue dans l'entreprise, prévoir des espaces réservées aux fumeurs ;
- Ne pas remplir les bacs proches des routes sauf en cas de besoin ;
- Faire les mesures nécessaires pour réduire la circulation dans les terminaux pétroliers au strict minimum ;
- Interdire toute forme d'appareils électroniques dans le terminal ;
- Vérifier périodiquement les joints d'étanchéité et les vannes d'aspiration ;

- Dispenser des formations pour les stagiaires et les nouveaux travailleurs ;
- Construire de nouveaux paratonnerres sur le terminal en plus de celui existant sur le site.

V.9. Conclusion

L'application de ces recommandations peut réduire la probabilité des événements élémentaires jusqu'à 10 fois (facteur de 10). Dans ce cas, la nouvelle probabilité de EI recalculée est de : **$P'(EI) = 0.00439022$** , valeur considérée comme probable (niveau 4).

Même avec l'application des recommandations (augmentation de la prévention), la probabilité qu'un début d'incendie arrive est estimée trop importante pour l'installation, il nous faut donc revoir les moyens de protection.

Chapitre VI

**Application de la méthode de l'arbre
des évènements.**

VI.1. Introduction

Après avoir utilisé l'AdD pour déterminer les causes de l'apparition de l'évènement indésirable (EI), nous allons utiliser la méthode de l'Arbre des Evènements (AdE) pour déterminer les conséquences possibles de l'incendie.

L'AdE est une méthode particulièrement utilisée dans l'analyse après accidents en vue d'expliquer les conséquences observées résultant d'une défaillance du système [18]. Dans notre cas la défaillance est un incendie du bac. L'arbre d'évènements illustre graphiquement les conséquences potentielles qui en résultent.

VI.2. Historique de l'AdE

L'analyse par arbre d'évènements a été développée au début des années 1970 pour l'évaluation du risque lié aux centrales nucléaires à eau légère. Particulièrement utilisée dans le domaine du nucléaire, son utilisation s'est étendue à d'autres secteurs d'activité [30].

VI.3. Concept de base

A partir d'un événement initiateur ou d'une défaillance d'origine, l'analyse par arbre d'évènements permet d'estimer la dérive du système en envisageant de manière systématique le fonctionnement ou la défaillance des dispositifs de détection, d'alarme, de prévention, de protection ou d'intervention...

Ces dispositifs peuvent concerner aussi bien des moyens automatiques qu'humains (intervention des opérateurs) ou organisationnels (application de procédures).

La démarche de réalisation de l'arbre des évènements comporte plusieurs étapes [20], on commence par la définition de l'évènement initiateur à considérer, Il s'agit d'une étape importante pour l'analyse par arbre d'évènements. Etant donné qu'il s'agit d'une approche qui peut vite se révéler lourde à mener. Il est généralement bon de sélectionner un événement initiateur qui peut effectivement conduire à une situation critique. Dans notre cas et après les évaluations effectuées, l'évènement initiateur est le « début d'incendie de bac de stockage ».

La deuxième étape est l'identification des fonctions de sécurité. Elles doivent être assurées par des barrières en réponse à l'évènement initiateur. Elles ont en général pour objectif d'empêcher, dans la mesure du possible, que l'évènement initiateur soit à l'origine d'un accident majeur. Elles représentent le plus souvent :

- Les fonctions de détection de l'évènement initiateur ;
- Les fonctions d'alarme signifiant l'occurrence de l'évènement initiateur ;

- Les fonctions de limitation visant à empêcher que l'événement initiateur ne perdure dans le temps ;
- La fonction d'atténuation s'attachant à réduire les effets de l'événement initiateur.

Cette liste n'est bien sûr pas exhaustive. De plus, ces fonctions peuvent être réalisées par des dispositifs automatiques ou bien des actions effectuées par des opérateurs conformément à des procédures.

La troisième étape est la construction de l'arbre. Elle consiste, à partir de l'événement indésirable, à envisager soit le bon fonctionnement, soit la défaillance de la première fonction de sécurité. L'événement initiateur est représenté schématiquement par un trait horizontal. Le moment où doit survenir la première fonction de sécurité est représenté par un nœud. La branche supérieure correspond généralement au succès de la fonction de sécurité, la branche inférieure à la défaillance de cette fonction.

La suite de la méthode consiste alors à examiner le développement de chaque branche de manière itérative en considérant systématiquement le fonctionnement ou la défaillance de la fonction de sécurité suivante.

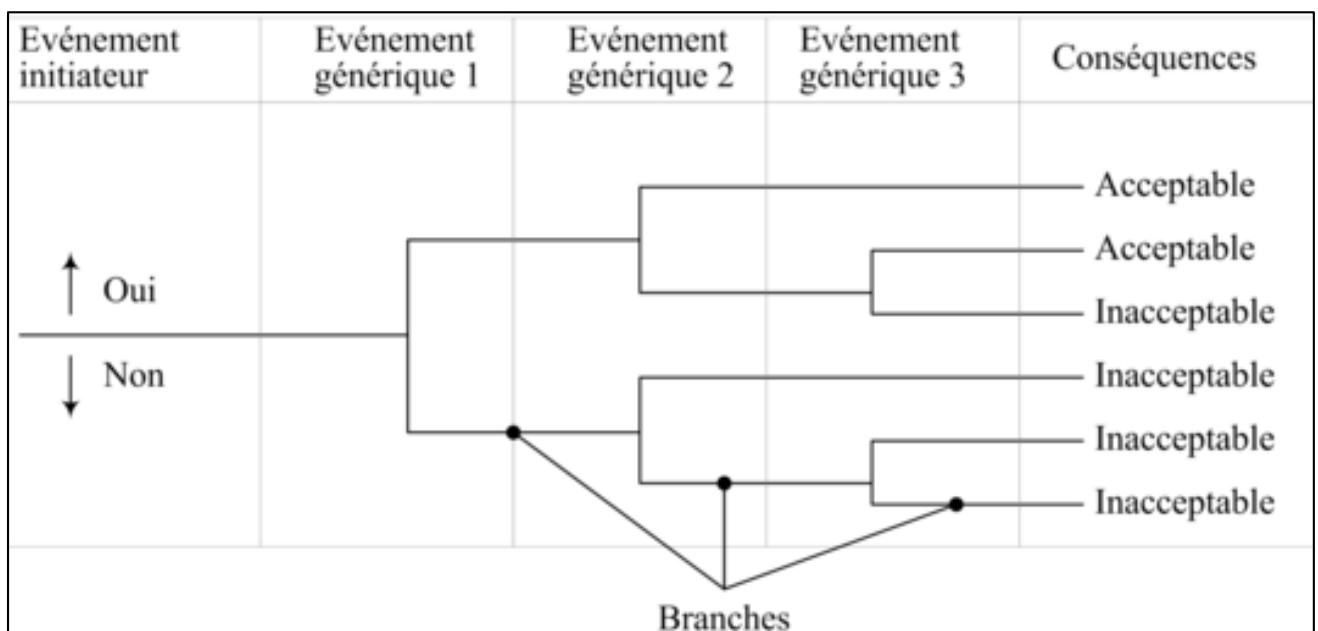


Figure 24 : Exemple d'architecture d'un arbre d'évènements

La quatrième et dernière étape est l'exploitation de l'arbre, Cette dernière ne peut être effectuée qu'à partir d'un arbre d'évènements préalablement réduit. La réduction de l'arbre concourt entre autres, à éliminer les chemins non physiquement possibles ainsi qu'à identifier les modes

communs de défaillances. Cette opération est nécessaire pour assurer l'indépendance des évènements intermédiaires présentés [30].

La probabilité d'occurrence d'une conséquence suite à une séquence particulière, peut alors être estimée, pour des évènements indépendants, comme le produit de la probabilité d'occurrence de l'évènement initiateur et de la probabilité de défaillance ou de fonctionnement selon le cheminement des évènements intermédiaires.

La figure 25 résume la démarche de réalisation de l'arbre des évènements, et l'enchaînement des étapes de la méthode.

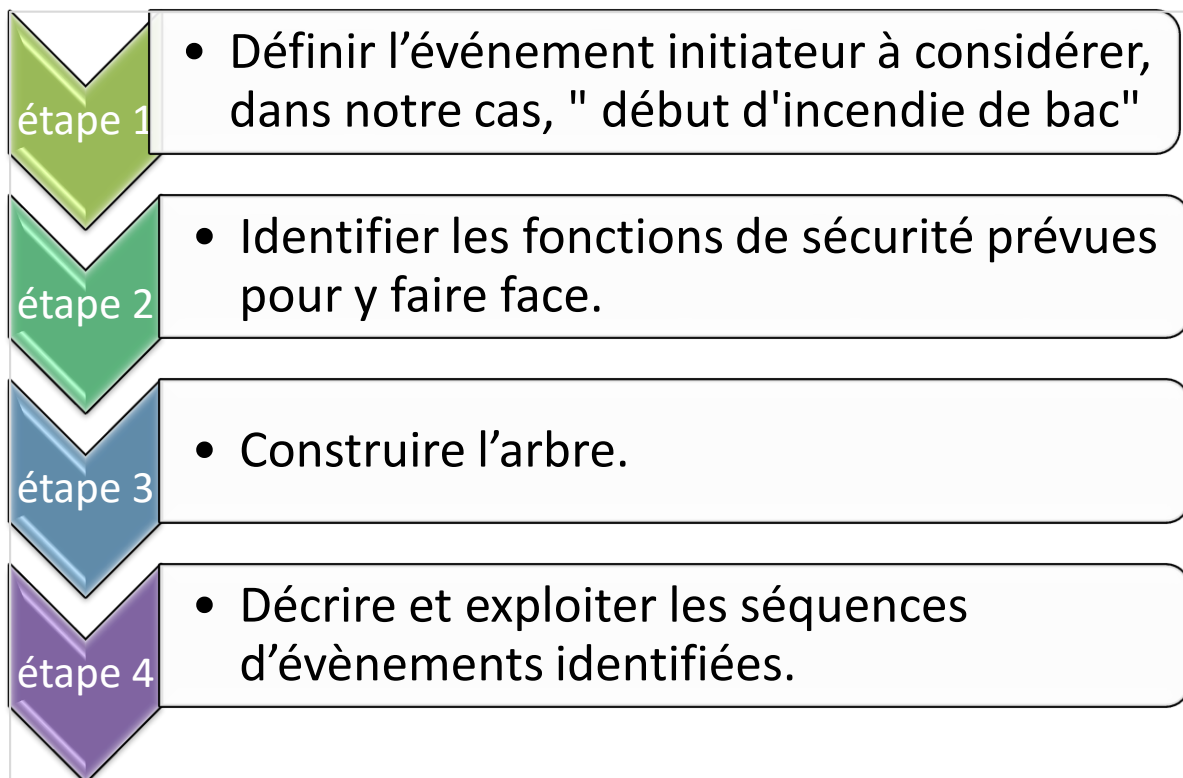


Figure 25 : Démarche de réalisation de l'AdE.

VI.4. Application de la méthode :

Pour appliquer la méthode de l'AdE, nous avons utilisé le logiciel grif ETree. Ce logiciel permet de modéliser un système de sécurité (ensemble de barrières) sous la forme d'un arbre d'évènements. Cette modélisation simple est applicable à tous les domaines (aéronautique, automobile, ferroviaire, pétrolier...). Le module ETree s'appuie sur ALBIZIA, le moteur de calcul par BDD (Binary Decision Diagram) développé par TOTAL [31].

Le résultat de l'application de l'AdE, est l'apparition de 8 scénarios qui sont représentés dans le tableau 12. Avec la mise hors service du système d'extinction automatique à gaz pour se conformer à la réglementation algérienne [17] et aux conventions internationales, suite au protocole de Montréal interdisant la production et l'utilisation de gaz portant atteinte à la couche d'ozone, l'entreprise s'expose à des accidents majeurs, des pertes économiques très importantes et une pollution de l'environnement.

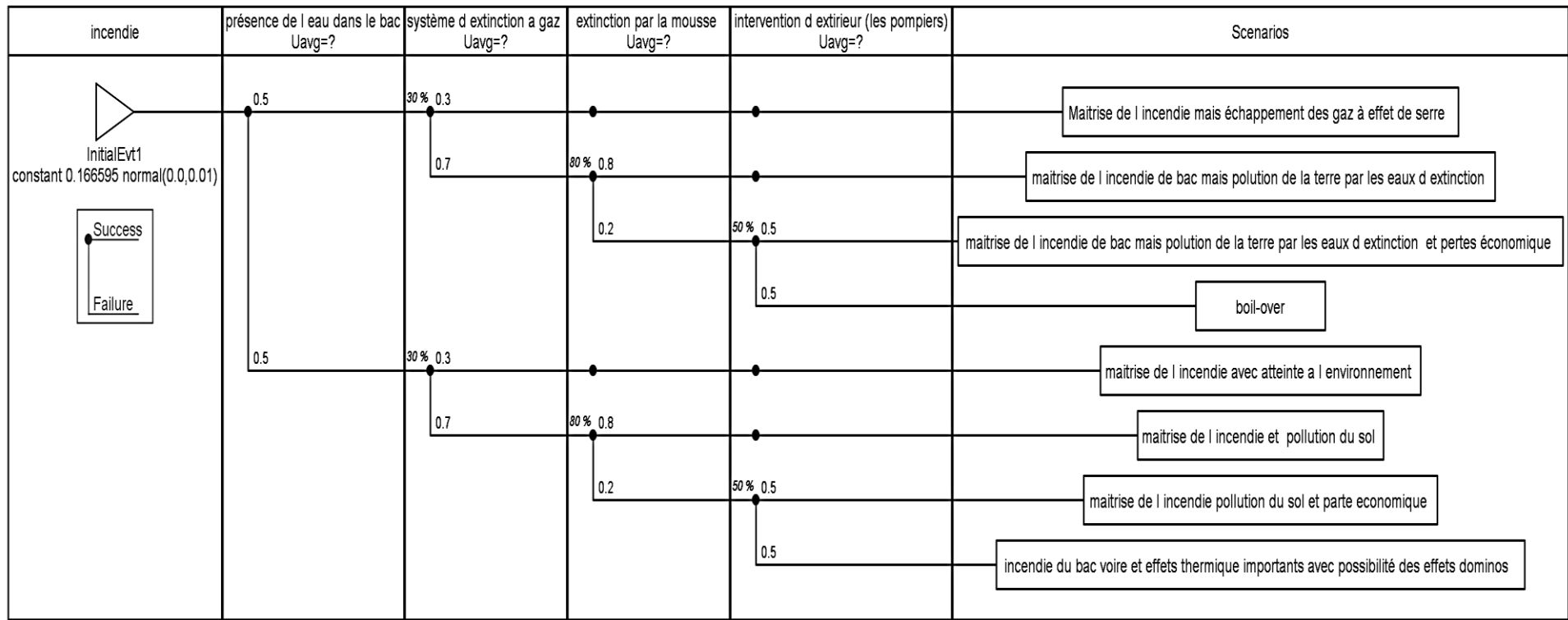


Figure 26 : Application de l'arbre des évènements au phénomène de début d'incendie.

Tableau 12 : Représentation des scénarios et description.

Numéro	Nom	Description	Conséquences
1	Maitrise de l'incendie mais échappement des gaz à effet de serre	S'il y eu un début d'incendie avec l'enchaînement démontré dans l'AdD, l'opérateur, pour maîtriser l'incendie, déclenche le système d'extinction automatique à halon.	Le déclenchement du système d'extinction automatique à gaz va libérer l'Halon ce qui engendra une atteinte à l'environnement et une violation de la réglementation algérienne.
2	Maitrise de l'incendie avec atteinte à l'environnement	Début d'incendie et son extinction par les 12 extincteurs présents sur le bac de stockage et les camions d'extinction.	Atteinte à l'environnement pas les mélanges eau d'extinction et pétrole après avoir maîtriser l'incendie et perte pour l'entreprise.
3	Maitrise de l'incendie du bac mais pollution de la terre par les eaux d'extinction	Extinction de l'incendie par l'intervention des pompiers.	Atteinte à l'environnement pas les mélanges eau d'extinction et pétrole après avoir maîtriser l'incendie et perte pour l'entreprise.
4	Maitrise de l'incendie du bac mais atteinte à l'environnement.	S'il y eu un début d'incendie avec l'enchaînement démontré dans l'AdD, l'opérateur, pour maîtriser l'incendie, déclenche le système d'extinction automatique à halon.	Le déclenchement du système d'extinction automatique à gaz va libérer le Halon ce qui engendrera une atteinte à l'environnement et une violation de la réglementation algérienne.
5	Boil-over	Début d'incendie non maîtrisé par l'intervention pendant une période de temps, ce qui va provoquer l'évaporation des eaux présentes dans le bac de stockage et l'épandage du pétrole.	Effets très graves sur les humains, l'entreprise et l'environnement. (développés dans la partie simulation des effets par le PHAST).
6	Maitrise de l'incendie et pollution du sol	Début d'incendie et son extinction par les 12 extincteurs présent sur le bac de stockage et les camions d'extinction.	Atteinte à l'environnement pas les mélanges eau d'extinction et pétrole après avoir maîtriser l'incendie et perte pour l'entreprise.
7	Maitrise de l'incendie mais pollution du sol et perte économique	Extinction de l'incendie par l'intervention des pompiers.	Atteinte à l'environnement pas les mélanges eau d'extinction et pétrole après avoir maîtriser l'incendie et perte pour l'entreprise et perte pour l'entreprise.
8	Incendie du bac et effets thermiques importants avec possibilité d'effets dominos	La non présence d'eau dans le bac de stockage avec un déclenchement ne va pas nous engendrer un boil-over, mais un incendie très grave.	Effets très graves pour les humains, l'entreprise et l'environnement, (développés dans la partie simulation des effets par le PHAST).

Les probabilités d'avènement de ces scénarios sont représentées dans le tableau ci-après :

Tableau 13 : probabilités d'apparition des scénarios d'accident.

Nom	Valeur
Extinction par la mousse	0,8
Incendie du bac et effets thermiques importants avec possibilité d'effets dominos	0,002623871
Intervention externe (les pompiers)	0,8
Maitrise de l'incendie avec atteinte à l'environnement	0,099124025
Maitrise de l'incendie de bac mais pollution du sol par les eaux d'extinction et pertes économiques	0,001124516
Maitrise de l'incendie de bac mais pollution du sol par les eaux d'extinction	0,005247743
Maitrise de l'incendie et pollution du sol	0,012244733
Maitrise de l'incendie mais échappement des gaz SACO	0,042481725
Maitrise de l'incendie mais pollution du sol et pertes économiques	0,002623871
Présence d'eau dans le bac	0,3
Système d'extinction à gaz	0,8
Boil-over	0,001124516
Début d'incendie dans le bac de stockage	0,166595

Les probabilités des fonctions de l'AdE sont comme suit (proposition donnée par l'entreprise) :

- Présence d'eau dans le bac : 0.3 ;
- Maitrise par l'extinction automatique à gaz : 0.8 ;
- Maitrise par l'extinction par la mousse : 0.8 ;
- Maitrise par l'intervention de la protection civile : 0.8.

On remarque que la probabilité qu'un scénario : « boil-over » arrive est de l'ordre de : $1,124516 \cdot 10^{-3}$, probabilité jugée trop importante pour un tel accident.

La probabilité que le scénario « incendie du bac » arrive est de l'ordre de : $2,623871 \cdot 10^{-3}$, encore une fois, probabilité jugée trop importante.

Les scénarios d'accidents majeurs sont : le boil-over et/ou l'incendie du bac.

Ces probabilités calculées en utilisant la probabilité de l'Evènement Indésirable déterminée par l'application de la méthode AdD ($p(EI) = 0.1665$), sans tenir compte des recommandations, sont trop importantes.

La figure 27 représente les différentes probabilités des scénarios d'accident sous la forme d'un histogramme pour mieux comprendre l'influence de chacun par rapport à l'autre.

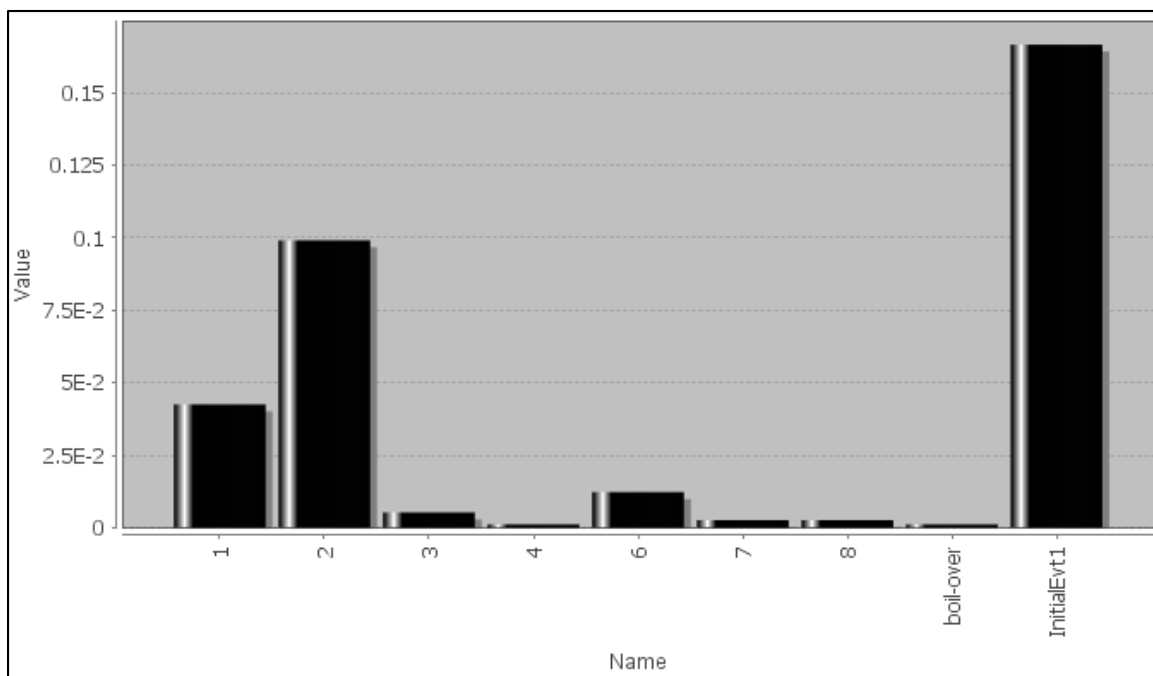


Figure 27 : Représentation des valeurs de probabilité des différents scénarios d'accidents.

Vu que le système d'extinction automatique à gaz est hors service, les probabilités des scénarios sont recalculées avec une probabilité de réponse du système égale à zéro pour constater les changements dans les valeurs.

Les nouvelles probabilités sont représentées dans le tableau 14.

Tableau 14 : représentation des nouvelles probabilités

Name	Value
Maitrise de l'incendie avec atteinte à l'environnement	0
Maitrise de l'incendie avec atteinte à l'environnement	0
Maitrise de l'incendie du bac mais pollution de la terre par les eaux d'extinction	0,03498495
Maitrise de l'incendie du bac mais atteinte à l'environnement	0,007496775
Maitrise de l'incendie et pollution du sol	0,08163155
Maitrise de l'incendie mais pollution du sol et perte économique	0,017492475
Incendie du bac et effets thermiques importants avec possibilité d'effets dominos	0,017492475
Extinction par la mousse	0,8
Intervention d'extérieur (les pompiers)	0,8
Présence de l'eau dans le bac	0,3
Système d'extinction a gaz	0
boil-over	0,007496775
Initial Evt1	0,166595

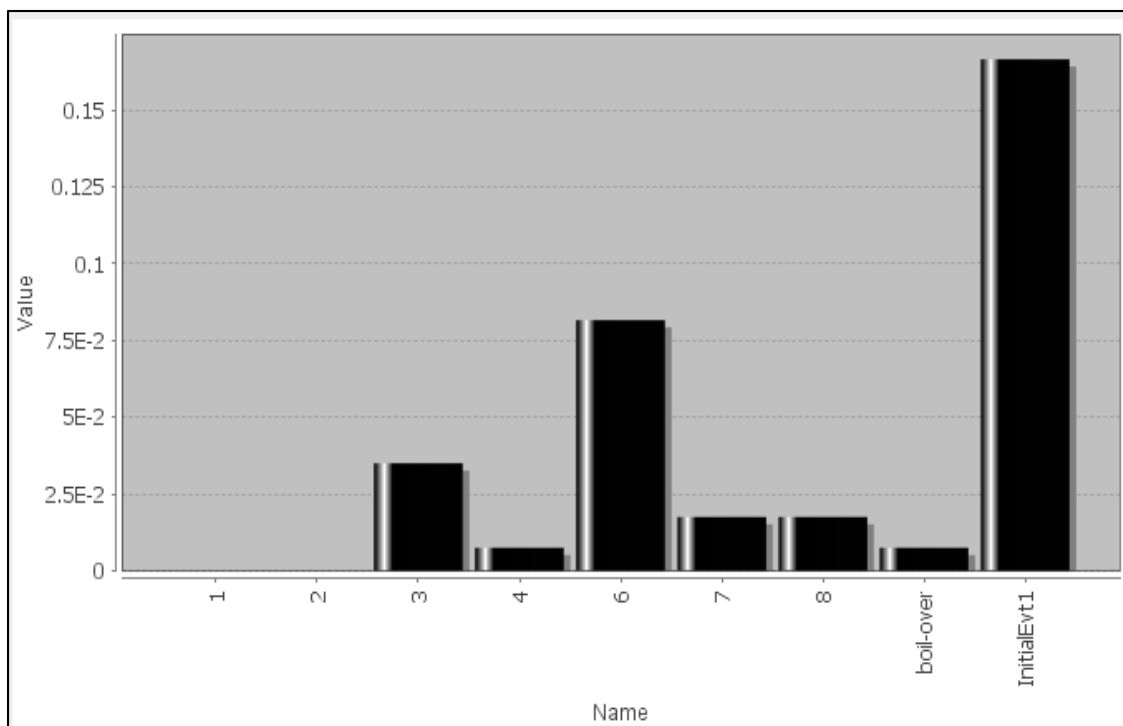


Figure 28 : Représentation des nouvelles probabilités des scénarios sans intervention de système d’extinction à gaz.

L’absence de système d’extinction automatique à gaz expose l’entreprise à des risques majeurs et des pertes économiques considérables. La probabilité qu’un boil-over arrive est multipliée par un facteur de 6,5 et celle d’un incendie de bac par un facteur de 13, sans avoir à parler des autres scénarios.

Les pertes économiques sont liées aux quantités de pétrole gaspillé lors de l’extinction en se mélangeant avec la mousse, l’entreprise étant dans l’obligation de les traiter.

Cette étude nous démontre encore une fois, l’importance de la remise en service de l’extinction automatique à gaz. Il nous faut donc substituer le gaz halon par un gaz d’extinction performant et qui respecte la réglementation algérienne et les conventions internationales.

Vu que la probabilité d’un incendie du bac de stockage du pétrole est la plus élevée, nous allons simuler ses conséquences avec le logiciel PHAST.

VI.5. Simulation avec le PHAST des conséquences de l'incendie

VI.5.1. Introduction

Le logiciel de modélisation de conséquences Phast examine les progrès d'un éventuel incident, de la première vapeur libérée à la dispersion en champ lointain. Il modélise aussi les formations de condensation et les vaporisations ultérieures. Les modèles originaux de décharge et de dispersion Phast permettent la modélisation des substances rejetées se produisant uniquement dans la vapeur et les phases liquides. Les dernières versions du Phast comprennent des modèles étendus permettant aussi la modélisation de fluide à transition solide.

La simulation va comporter plusieurs étapes. Nous commencerons par la modélisation d'un incendie de toit suivie par celle d'un incendie complet de bac, réalisée selon les classes atmosphériques données par l'entreprise 5D et 3F détaillées par le tableau ci-après.

Tableau 15 : Les classes atmosphériques utilisés dans la simulation.

Condition	3F	5D
Stabilité	Classe F (stable)	Classe D (neutre)
Vitesse du vent	3 m/s	5 m/s
Température référence	15 °C	12 °C
Flux solaire	Nul	0.5 kW/m ²
Humidité relative	70%	70%

Les vapeurs du pétrole étant composées d'une multitude de produits des plus légers aux plus lourds, l'INRS prend le n-hexane comme substance de référence pour la modélisation des feux du pétrole.

VI.5.2. Résultats et analyse

Les résultats sont illustrés par les figures ci-après avec les classes 3F et 5D. Nous avons choisi les bacs qui feront l'objet de la simulation selon leur position vis-à-vis des industries voisines, de leur distance de séparation avec l'administration du site et leurs proximités avec les zones habitées et les routes.

Les zones représentées sont respectivement 8, 5 et 3 kW/m² avec les couleurs rouge, vert et bleu respectivement.



Figure 30 : Résultat d'un feu de toit du bac AC9 du terminal nord avec la classe 3F.



Figure 31 : Résultat d'un feu de toit du bac AB12 du terminal nord avec la classe 3F



Figure 29 : Résultat d'un feu de toit du bac AB12 du terminal nord avec la classe 5D.



Figure 32 : Résultat d'un feu de toit du bac AC9 du terminal nord avec la classe 5D



Figure 33 : Résultat d'un feu de toit du bac R13 du terminal sud avec la classe 3F

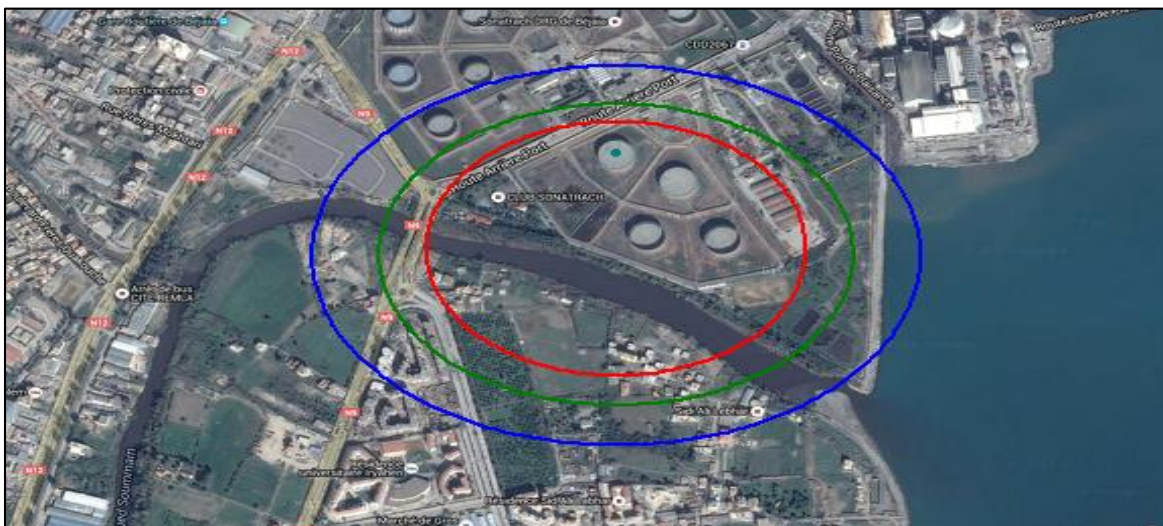


Figure 34 : Résultat d'un feu de toit du bac R13 du terminal sud avec la classe 5D

Vu que le changement des zones d'effet pour les deux classes 3F et 5D n'est pas important, nous allons représenter dans les figures ci-après les effets thermiques les plus catastrophiques qui peuvent arriver à l'installation avec la classe 5D seulement.



Figure 35 : Résultat d'un feu de bac AB12 de terminal nord avec une classe 5D



Figure 36 : Résultat d'un feu de bac AC9 de terminal nord avec une classe 5D.

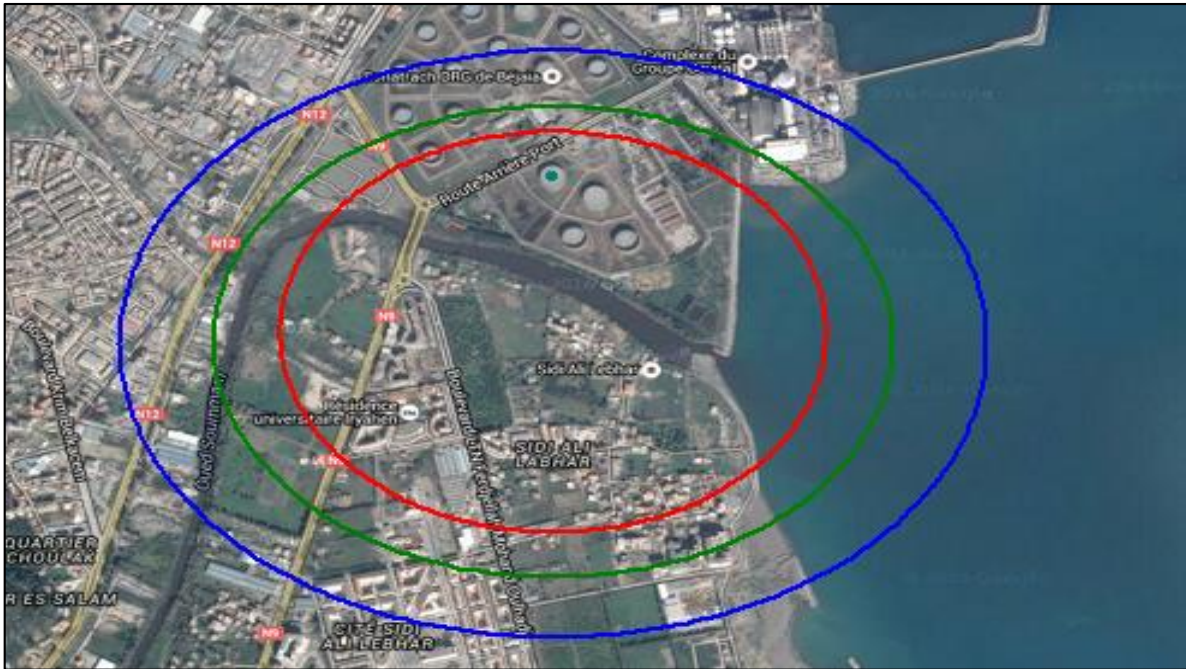


Figure 37 : Résultat d'un feu de bac R13 de terminal sud avec une classe 5D

VI.5.3. Analyse des résultats

La simulation par le PHAST des conséquences des accidents majeurs qui peuvent arriver, nous montre que la surface soumise à des rayonnements thermiques est très importante. Dans les figures (29,30,31,32 et 34) la zone de létalité (8kW/m^2) couvre une surface importante avec un diamètre de 300 m.

Dans le deuxième cas (figures 35, 36, 37), la zone de létalité est très grande. Elle touche même des zones urbaines et des industries voisines ce qui peut engendrer des conséquences catastrophiques. On remarque que la zone inclut des emplacements très peuplés tels que la gare routière de Bejaia et les routes nationales n°12 et n°3 qui sont très fréquentées, voire même la cité universitaire.

L'apparition de tels évènements est inacceptable. Il est du devoir de l'entreprise de mettre en œuvre les moyens de protection et d'interventions nécessaires pour éviter une telle catastrophe.

Chapitre VII

Remise en marche de système d'extinction automatique à gaz

VII.1. Introduction

L'application des méthodes APR et AdE nous a montré que le système d'extinction automatique à gaz est d'une grande importance dans l'intervention contre un début d'incendie, et sa mise hors service expose l'installation à des accidents majeurs, qui ont des conséquences catastrophiques.

La réglementation algérienne ainsi que les conventions internationales interdisent l'usage du gaz « halon » dans les systèmes d'extinction à gaz, son utilisation portant atteinte à la couche d'ozone.

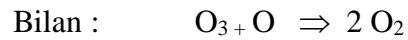
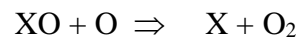
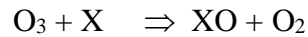
VII.2. Pour quoi interdire le gaz « halon » ?

Le halon utilisé par le système d'extinction automatique de l'entreprise est le halon 1211, Bromochlorodifluoromethane avec la formule chimique : CBrClF_2 .

Les gaz halon représentent un groupe de produits chimiques ayant des propriétés souhaitables pour une large gamme d'applications industrielles et grand public, y compris la réfrigération, l'extinction des incendies et la fabrication de polymères. Malheureusement, ces produits chimiques sont des substances appauvrissant fortement la couche d'ozone. En effet, la large utilisation de ces produits chimiques a causé de graves dommages à la couche d'ozone et a contribué de manière significative au réchauffement de la planète, ce qui a entraîné son interdiction par la législation internationale [32].

L'architecture des bacs de stockage du pétrole fait que les joints d'étanchéités sont en contact direct avec l'atmosphère, ce qui laisse échapper de grandes quantités des gaz halon dans l'atmosphère en cas de son utilisation pour l'extinction. La réaction du halon avec la flamme libère des substances qui appauvrissent la couche d'ozone. Le mécanisme d'extinction des agents halogénés n'est pas complètement compris, mais il y a certainement une réaction chimique qui interfère avec le processus de combustion. Les atomes halogénés agissent en retirant au produit chimique actif, les espèces impliquées dans la réaction en chaîne de la flamme. Lors de l'activation des atomes halogénés, le brome est beaucoup plus efficace que le chlore ou le fluor [33]. Dans le halon 1211 (53.5 % en poids brome), le brome est le radical qui joue le rôle d'inhibiteur dans l'extinction du feu. Cependant, le fluor a un rôle spécifique car il assure la stabilité thermique en évitant la décomposition du halon 1211 jusqu'à environ 480 °C (900 °F).

La réaction de destruction de la couche d'ozone est la suivante [34] :



VII.3. Chronologie de l'interdiction du halon

VII.3.1. Les conventions internationales

Suite au protocole de Montréal, la production et l'utilisation des gaz portant atteinte à la couche d'ozone a été réglementée. Pour les halons, les contraintes sont les suivantes [35]:

Décembre 1993 :

- interdiction de fabrication.

Novembre 2000 :

- interdiction de commercialisation,
- interdiction d'utilisation non critique,
- récupération obligatoire des halons lors d'un démantèlement.

Janvier 2003 :

- interdiction de toute utilisation,
- démantèlement des installations.

Janvier 2004 :

- fin du démantèlement.

VII.3.2. Réglementation algérienne

La chronologie de l'interdiction du halon en Algérie vient après l'interdiction de ce dernier suite au protocole de Montréal. L'amendement du pays a ce protocole, vient le décret exécutif n° 07-207 [17], qui énumère les prescriptions concernant les halons :

Juin 2007 :

Interdiction de l'usage d'halon dans les nouvelles installations et les nouveaux équipements. Récupération des halons et leurs destructions selon des conditions énumérer, et la mise hors service des installation fixes et mobiles qui utilisent l'halon.

Janvier 2010 : Date limite de remplacement de l'halon par un produit qui respecte les conditions dictées par les conventions internationales, dans le but de protéger la couche d'ozone, la date est fixée pour : 1^{er} janvier 2010.

VII.4. Substitution du halon

L'interdiction du halon par le protocole de Montréal a donné un coup de pouce dans la recherche concernant le remplacement du gaz d'extinction. Sa substitution a été le sujet de nombreuses recherches effectuées dans les quatre coins du monde. De nombreux gaz ont été proposés comme agents d'extinction [36], dont :

- Le dioxyde de carbone (CO₂)
- Les gaz inertes définis dans le tableau 15 ;
- Les gaz inhibiteurs définis dans le tableau 16.

Tableau 16 : Gaz inertes proposés dénominations chimiques et formules.

Agent extincteur	Dénomination chimique	Formule
IG55	Azote (50%) Argon (50%)	N ₂ , Ar
IG 541	Azote (50%) Argon (40%) Dioxyde de carbone (8%)	N ₂ , Ar et CO ₂
IG 01	Argon	Ar
IG 100	Azote	N ₂

Tableau 17 : Gaz inhibiteurs proposés, dénominations chimiques et formules.

Agent extincteur	Dénomination chimique	Formule
HFC 227ea	Heptafluoropropane	CF ₃ CHF ₂ CF ₃
HFC 23	Trifluorométhan	CHF ₃
FK 5-1-12	1,1,1,2,2,4,5,5,5-nonafluoro-4-(trifluorométhyl)-3-pentanone	CF ₃ CF ₂ C(O) CF(CF ₃) ₂

Les hydrocarbures lourds tels que le pétrole se trouvent dans la classification des feux dans la classe B [37]. Le tableau 18 représente les différentes classes de feu.

Tableau 18 : Les différentes classes de feu.

Classe	Définition
A	Feux de matériaux solides dont la combustion se fait généralement avec formation de braises
B	Feux de liquides ou de solides liquéfiables
C	Feux de gaz
D	Feux de métaux

Les substituants proposés par les chercheurs sont compatibles avec la classe B et C mais leurs mises en place diffèrent. Pour le CO₂ et les gaz inertes, il y a obligation d'un espace fermé (pas d'ouverture avec l'atmosphère) pour pouvoir éteindre le feu (être efficaces) [38], ainsi que pour les gaz HFC 23 et FK 5-1-12. Pour ces deux derniers il nous faut une installation fermée, et des volumes très importants de gaz, de plus la conception des bacs de stockage étudiés ne répond pas aux recommandations posées, la zone d'intervention étant à l'air libre. Les changements nécessaires pour répondre à ces exigences sont jugés trop importants par l'entreprise. Ceci nous mène à choisir le gaz HFC 227ea qui est utilisé à l'air libre et correspond parfaitement à l'installation et à la classe de feu.

VII.5. Action des gaz HFC sur le feu

Le mécanisme de suppression chimique des composés HFC est similaire à celui du halon. Ce mécanisme consiste à interrompre la réaction chimique en chaîne par formation de radicaux libres, d'extraire de la chaleur de la zone de réaction de flamme, ce qui réduit la température de flamme lors de la détente du gaz.

L'absence d'inhibition significative de la réaction chimique de la zone de flamme par les composés HFC, aboutit à des concentrations plus élevées d'extinction par rapport au Halon 1211.

VII.6. Information sur le fm-200 (HFC 227ea)

La formule chimique exacte de HFC 227ea est : 1,1,1,2,3,3,3-heptafluoropropane [39],

Le fm-200 est un agent de combat de feu propre, pour une utilisation dans les systèmes d'extinction automatique d'inondation. Il est conçu en remplacement, à long terme, du halon

1211, tout en conservant ses excellentes propriétés d'extinction, ne présentant aucun problème environnemental. Les exigences de son stockage et de sa distribution sont similaires à celles du halon et la majorité des composants du système sont identiques. Cependant, le fm-200 n'est pas un remplaçant direct du halon 1211 dans les installations existantes en raison de la différence dans les caractéristiques de l'agent, sa quantité et son débit de décharge. La concentration minimale de conception fm 200 pour les feux de catégorie A est de 6,4 %, et pour la classe B est d'au moins 9,0% [40].

VII.6.1. Propriétés physiques et toxiques

Tableau 19 : Propriétés physiques et toxiques de HFC 227e.

Température d'ébullition à 1,013 bar	-16,4 °C
Masse moléculaire	170 g/mol
Température de congélation	-127 °C
Température critique	101,7 °C
Pression critique	29,26 bar (absolue)
Volume critique	274 cm ³ /mole
Masse volumique critique	573 kg/m ³
Tension de vapeur à 20 °C	3,90 bar (absolue)
Masse volumique du liquide à 20 °C	1410 kg/m ³
Densité de vapeur saturée à 20 °C	31,035 kg/m ³
Volume spécifique de vapeur surchauffée à 1,013 bar et à 20 °C	0,1374 m ³ /kg
Toxicité LC50 ou ALC *	> 80 %
NOAEL	9,0 %
LOAEL	10,5 %

* ALC : concentration létale approximative d'une population de rats pendant une durée d'exposition de 4 heures

VII.6.2. Propriétés chimiques

L'agent extincteur HFC 227ea est un gaz incolore, peu odorant, non électriquement conducteur, dont la masse volumique est approximativement six fois celle de l'air. Sa température d'utilisation doit être comprise entre -10 °C et +100 °C [40].

VII.6.3. Spécifications

L'agent extincteur doit être conforme aux spécifications indiquées par les professionnels.

Tableau 20 : Les spécifications de HFC 227ea comme agent d'extinction.

Propriétés	Prescriptions
Pureté (en masse)	99,6 % (minimum)
Acidité (en masse)	$3 \cdot 10^{-6}$ (maximum)
Humidité (en masse)	$10 \cdot 10^{-6}$ (maximum)
Résidu non volatil (en masse)	0,01 % (maximum)
Matières en suspension ou sédiments	Non visible

VII.7. Calcul de la quantité du gaz

La quantité d'agent extincteur est calculée à partir de l'équation ci-dessous. Elle peut également être calculée pour chaque type de gaz à partir du tableau 21 qui suivra après.

Formule de calcul pour un gaz liquéfié.

$$m = \frac{c}{100-c} * \frac{V}{S} \quad (7.1)$$

Avec :

m : est la masse totale d'agent extincteur en kg.

C : est la concentration d'extinction en % du volume de la zone d'intervention.

V : est le volume net de la zone, en m³ (c'est-à-dire le volume brut à protéger, diminué du volume des éléments inamovibles et incombustibles de la construction).

S = K1 + (K2 . T) : volume spécifique, en m³/kg à la température T et à une pression absolue de 1,013 bar.

- K1, K2 : sont les constantes spécifiques à l'agent extincteur utilisé.
- Pour l'agent HFC 227ea, les constantes K1 et K2 sont : K1 = 0.1269 et K2 = 0.000513

T : est la température ambiante minimale de la zone protégée, en °C.

Le calcul de la quantité de gaz par volume d'espace protégé peut s'effectuer à l'aide du tableau suivant pour les différents niveaux de concentration [40].

Tableau 21: Détermination de la quantité de gaz nécessaire pour l'extinction par HFC 227ea.

Température T °C	Volume massique de vapeur S (m ³ /kg)	Masse requise d'HFC 227ea par unité de volume de l'espace protégé, m/V (kg/m ³) Concentration nominale d'extinction en % par volume									
		6 %	7 %	8 %	9 %	10 %	11 %	12 %	13 %	14 %	15 %
-10	0,1215	0,5254	0,6196	0,7158	0,8142	0,9147	1,0174	1,1225	1,2301	1,3401	1,4527
-5	0,1241	0,5142	0,6064	0,7005	0,7967	0,8951	0,9957	1,0985	1,2038	1,3114	1,4216
0	0,1268	0,5034	0,5936	0,6858	0,7800	0,8763	0,9748	1,0755	1,1785	1,2839	1,3918
5	0,1294	0,4932	0,5816	0,6719	0,7642	0,8586	0,9550	1,0537	1,1546	1,2579	1,3636
10	0,1320	0,4834	0,5700	0,6585	0,7490	0,8414	0,9360	1,0327	1,1316	1,2328	1,3364
15	0,1347	0,4740	0,5589	0,6457	0,7344	0,8251	0,9178	1,0126	1,1096	1,2089	1,3105
20	0,1373	0,4650	0,5483	0,6335	0,7205	0,8094	0,9004	0,9934	1,0886	1,1859	1,2856
25	0,1399	0,4564	0,5382	0,6217	0,7071	0,7944	0,8837	0,9750	1,0684	1,1640	1,2618
30	0,1425	0,4481	0,5284	0,6104	0,6943	0,7800	0,8676	0,9573	1,0490	1,1428	1,2388
35	0,1450	0,4401	0,5190	0,5996	0,6819	0,7661	0,8522	0,9402	1,0303	1,1224	1,2168
40	0,1476	0,4324	0,5099	0,5891	0,6701	0,7528	0,8374	0,9239	1,0124	1,1029	1,1956
45	0,1502	0,4250	0,5012	0,5790	0,6586	0,7399	0,8230	0,9080	0,9950	1,0840	1,1751
50	0,1527	0,4180	0,4929	0,5694	0,6476	0,7276	0,8093	0,8929	0,9784	1,0660	1,1555
55	0,1553	0,4111	0,4847	0,5600	0,6369	0,7156	0,7960	0,8782	0,9623	1,0484	1,1365
60	0,1578	0,4045	0,4770	0,5510	0,6267	0,7041	0,7832	0,8641	0,9469	1,0316	1,1183
65	0,1604	0,3980	0,4694	0,5423	0,6167	0,6929	0,7707	0,8504	0,9318	1,0152	1,1005
70	0,1629	0,3919	0,4621	0,5338	0,6072	0,6821	0,7588	0,8371	0,9173	0,9994	1,0834
75	0,1654	0,3859	0,4550	0,5257	0,5979	0,6717	0,7471	0,8243	0,9033	0,9841	1,0668
80	0,1679	0,3801	0,4482	0,5178	0,5890	0,6617	0,7360	0,8120	0,8898	0,9694	1,0509
85	0,1704	0,3745	0,4416	0,5102	0,5803	0,6519	0,7251	0,8000	0,8767	0,9551	1,0354
90	0,1730	0,3690	0,4351	0,5027	0,5717	0,6423	0,7145	0,7883	0,8638	0,9411	1,0202
95	0,1755	0,3638	0,4290	0,4956	0,5636	0,6332	0,7044	0,7771	0,8516	0,9277	1,0057
100	0,1780	0,3587	0,4229	0,4886	0,5557	0,6243	0,6945	0,7662	0,8396	0,9147	0,9916

Ces informations sont relatives au produit HFC 227ea, et ne sont pas représentatives d'autres produits contenant du 1,1,1,2,3,3,3-heptafluoropropane comme composant.

La quantité d'agent extincteur doit représenter le minimum requis pour obtenir la concentration optimale d'extinction dans la zone protégée à la température minimale de service de l'installation d'extinction automatique à gaz. Dans notre cas l'évaporation du pétrole nous donne un mélange de plusieurs gaz dont les fractions sont inconnues. Pour déterminer la valeur de concentration de l'agent fm 200 requise à l'extinction du feu, nous allons prendre la valeur la plus grande (C = 9.82%). Les valeurs sont indiquées par les règles et les normes (ISO 14520-9) internationales [41].

VII.7.1. Application sur les bacs de stockage

Dans notre cas nous allons appliquer l'extinction par le gaz fm 200 à la partie qui se trouve entre le toit de bac et son mur, le joint d'étanchéité est représenté par la figure suivante [42].

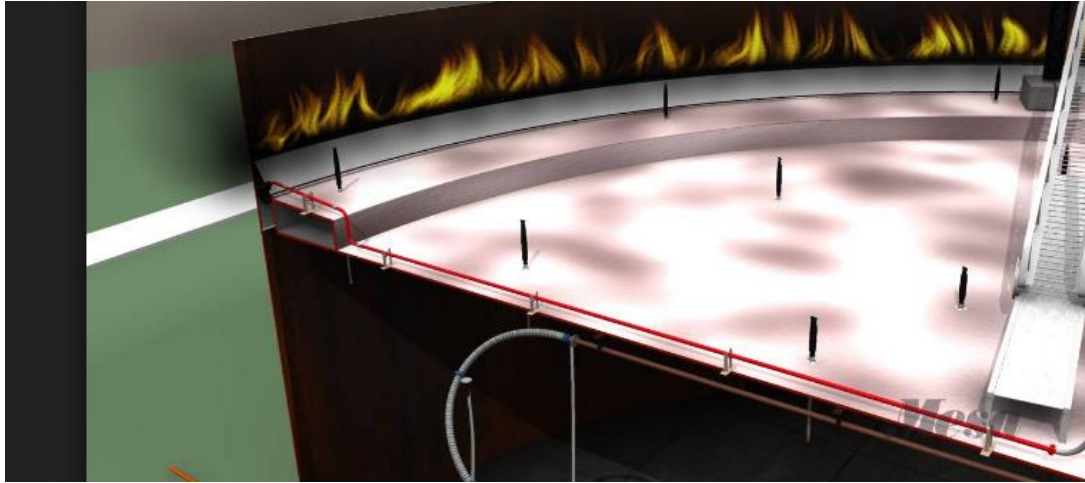


Figure 38 : Schématisation d'un début de feu.

Donc, pour calculer la surface du joint, il nous faut soustraire à la surface totale du toit, la surface occupée par la partie du toit métallique.

Les diamètres des bacs sont les suivants :

$D_1 = 56$ m, pour le bac de $35\,000\text{ m}^3$ (toit 1) ; $D_2 = 68$ m, pour le bac de $50\,000\text{ m}^3$ (toit 2)

Les équations utilisées sont :

$$\text{Surface du toit : } S_{\text{toit}} = \pi * \frac{D^2}{4} \quad (7.2)$$

Avec une épaisseur de joint de 0.5 m, $D' = D - 1$, D' étant le diamètre de la surface métallique

Donc la surface occupée par le joint est :

$$S_{\text{joint}} = S_{\text{toit1}} - S_{\text{toit1}'} = \left(\pi * \frac{56^2}{4} \right) - \left(\pi * \frac{55^2}{4} \right) \quad (7.3)$$

la hauteur la zone occupée par le joints d'étanchéité étant de 0,4 m, le volume à protéger peut

se calculer par l'équation suivante

$$V_1 = S_1 * 0.4 \quad (7.4)$$

- Cas de bac à 35 000 m³ :

$$S_1 = S - S_{1'} = \left(\pi * \frac{56^2}{4} \right) - \left(\pi * \frac{55^2}{4} \right) ;$$

$$S_1 = 87,179 \text{ m}^2$$

Donc

$$\boxed{V_1 = 34,8716 \text{ m}^3}$$

- Cas de bac à 50 000 m³ :

$$S_2 = S - S_{2'} = \left(\pi * \frac{68^2}{4} \right) - \left(\pi * \frac{67^2}{4} \right)$$

$$S_2 = 106.028 \text{ m}^2$$

Donc :

$$\boxed{V_2 = 42.4112 \text{ m}^3}$$

Après la détermination du volume on détermine la quantité du gaz nécessaire pour l'extinction des feux en prenant $C = 10\%$ au lieu de $C = 9.82\%$, par mesure de sécurité et pour une efficacité plus fiable de l'extinction. et avec une température nominale de 60°C .

Par l'application de l'équation (7.1), on trouve :

Pour le bac à 35000 m³ : $m_1 = 29.12 \text{ kg}$.

Pour le bac à 50000 m³ : $m_2 = 35.42 \text{ kg}$.

Les quantités reflètent bien les proportions données par DiNenno, Philip J [42], qui dit qu'entre le halon et le HFC 227ea comme substituant de halon, le ration est proche de 1.6 ce qui le cas pour notre quantité.

VII.8. Effet de la ventilation

Lorsque fm 200 est déchargée dans une enceinte totale d'inondation ventilée, une partie sera perdue avec l'air de ventilation et les bacs de stockage concernés dans notre cas sont toujours sous ventilation. Etant donné que la ventilation se poursuit pendant et après la sortie, une plus grande quantité d'agent est nécessaire pour développer la concentration donnée. En outre, pour maintenir la concentration à un niveau donné, la décharge d'agent doit être continue pendant toute la durée de trempage. Si, initialement, une enceinte est ventilée avec de l'air pur, le débit

de décharge du HFC 227ea requis pour développer une concentration donnée de l'agent à tout instant, après le début de la décharge est donné par l'équation ci-dessous [42].

$$R = \frac{C * E}{S * (100 - C) * \left[1 - e^{\left(\frac{-E * t_1}{V} \right)} \right]} \quad (7.5)$$

Avec :

R : débit de décharge de l'agent Kg/s

E : débit de ventilation de la zone m³/s.

t₁ : temps de réaction de la décharge. s

C : est la concentration d'extinction en % du volume de la zone.

S = K₁ + (K₂ . T) : volume spécifique, en m³/kg à la température T et à une pression absolue de 1,013 bar.

Le débit nécessaire pour maintenir la concentration donnée est obtenu par l'équation suivante :

$$R' = \frac{C * E}{S * (100 - C)} \quad (7.6)$$

Après la décharge de l'agent, il faut inspecter l'état du matériel. Cette vérification ne doit pas se faire tant que la concentration de l'agent est encore trop élevée (supérieure à 10⁻⁵ % de sa concentration de décharge). Pour le calcul on peut utiliser l'équation ci-après :

$$C = C_0 * e^{\left(\frac{-E * t_2}{V} \right)} \quad (7.7)$$

Avec :

C₀ : concentration de l'agent à la fin de la décharge en %, dans notre cas 10%.

t₂ : temps après la fin de la décharge.

VII.8.1. Application

Vu l'architecture du bac de stockage, les débits de ventilation de chacun des bacs sera calculé en prenant comme hypothèse que, uniquement 1/30 du volume du joint est ventilé pendant 10 min, la ventilation étant très faible en raison de l'élévation des parois de bac par rapport au joint d'étanchéité (donnée fournie par le personnel de l'entreprise). Ces débits sont :

bac 1 : E₁ = 1,133 m³/s ; bac 2 : E₂ = 1,4137 m³/s

Par l'application de l'équation (7.5) on trouve les débits de décharge de l'agent suivant

R₁ = 0,94 Kg/s ; R₂ = 1,18 Kg/s

Et l'application de l'équation (7.6) nous donne :

R'₁ = 0,946 Kg/s ; R'₂ = 1,185 Kg/s

Des valeurs légèrement supérieures sont obtenues comparées à celles données lors de la première application. On retiendra les valeurs R' obtenues pour calculer le diamètre de tuyauterie à utiliser.

L'équation (7.7), nous permet de déterminer les temps d'attente pour chacun des bacs :

$$t_{1,2} = 7 \text{ min} \quad ; \quad t_{2,2} = 6 \text{ min et } 54 \text{ sec}$$

Donc pour inspecter le matériel (toit de bac) il faut attendre au moins 17 min après le déclenchement du système d'extinction.

VII.9. Détermination du diamètre

On peut déterminer le diamètre de la tuyauterie par l'utilisation du tableau ci-après sachant que le matériau est de l'acier. Cette table est donnée par le livre « **handbook of fire protection engineering** » qui nous détermine le diamètre de la tuyauterie en fonction du débit de décharge de l'agent [42].

Tableau 22 : Diamètre de tuyauterie en fonction du débit de décharge.

Diamètre de pipeline (pouce)	Débit de décharge pour un stockage de 25 bar ib/s
1/8	0,20
1/4	0,34
3/8	0,68
1/2	1,0
3/4	2,0
1	3,4
1,25	5,8
1,5	8,4
2	13
2,5	19,5
3	33
4	58
5	95
6	127
Pour le SI : 1lb/s = 0.454 Kg/s	

Dans SI, les diamètres sont :

$$D_1 = \frac{3}{4} \text{ pouce} = 19,05 \text{ mm} \quad ; \quad D_2 = \frac{3}{4} \text{ pouce} = 19,05 \text{ mm}$$

VII.10. Stockage de l'agent

Le taux maximal de remplissage des bouteilles de HFC 227ea ne doit pas dépasser les valeurs indiquées dans le tableau 23, pour des systèmes dont la pression nominale de service est de 25 bar ou 42 bar à 20 °C.

Le dépassement de ce taux maximal pourrait entraîner une élévation importante de pression dans les réservoirs pour une faible augmentation de température [40].

Tableau 23: Taux de remplissage des réservoirs en fonction de leurs pressions.

Propriété	Unité	Valeur à 25 bar	Valeur à 42 bar
Quantité maximale de remplissage	Kg/m ³	1150	1150
Pression maximale de service du conteneur à 50° C	Bar	34	53
Sur-pressurisation à 20 ° C	Bar	25	42

Dans notre cas, vu les quantités données par les calculs, on utilisera des capacités de 15 Kg et 20 Kg respectivement pour les bacs de 35000 m³ et de 50000 m³, pour avoir une diffusion homogène sur toute les parties de joint d'étanchéité. Selon la disponibilité sur le marché on a décidé de mettre les quantités sur deux bouteilles différentes d'une même capacité posé selon le diamètre de toit, avec respect des taux de remplissages.

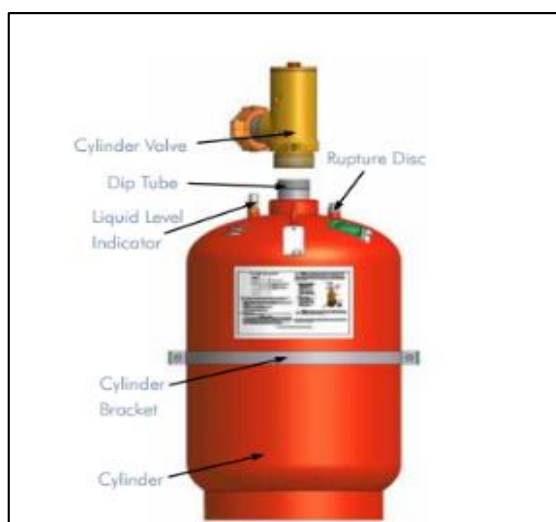


Figure 39 : Exemple d'une bouteille de fm 200 d'une capacité de 15 Kg

Le stockage va se faire sous une pression de 25 bar, pour assurer un bon fonctionnement du système d'extinction automatique. L'épaisseur de tuyauterie présente étant inconnue, on ne pas trancher sur les changements à apporter sur le système présent, qui utilise le gaz halon.

Le système utilisé comporte une canalisation tout au long du joint d'étanchéité avec une forme circulaire d'une longueur de 175 m pour les bacs de 35000 m³ et de 212 m pour les bacs de 50000 m³, avec plusieurs points de décharge séparés par une distance de 2 m entre deux points de décharge.

Le déclenchement se fait de deux manières, par éclatement des fusibles qui sont des détecteurs de chaleur ou par actionnement manuel par l'opérateur.

Les fusibles sont des détecteurs thermiques ou de chaleur. Ils répondent à l'émission d'énergie à partir d'un feu sous forme de chaleur. Les moyens normaux par lesquels le détecteur est activé sont, soit le courant de la convection de produits d'air ou de combustion chauffés soit par les effets des rayonnements. Ce moyen d'activation prend un certain temps pour être atteint. Le fusible éclate une fois la température prédéterminée atteinte et il y a libération de l'agent par les différents points de décharge. Ceci est représenté schématiquement par la figure 40. S'il n'y a pas de déclenchement automatique, l'opérateur peut actionner le système, à distance, via un piston hydraulique [43].

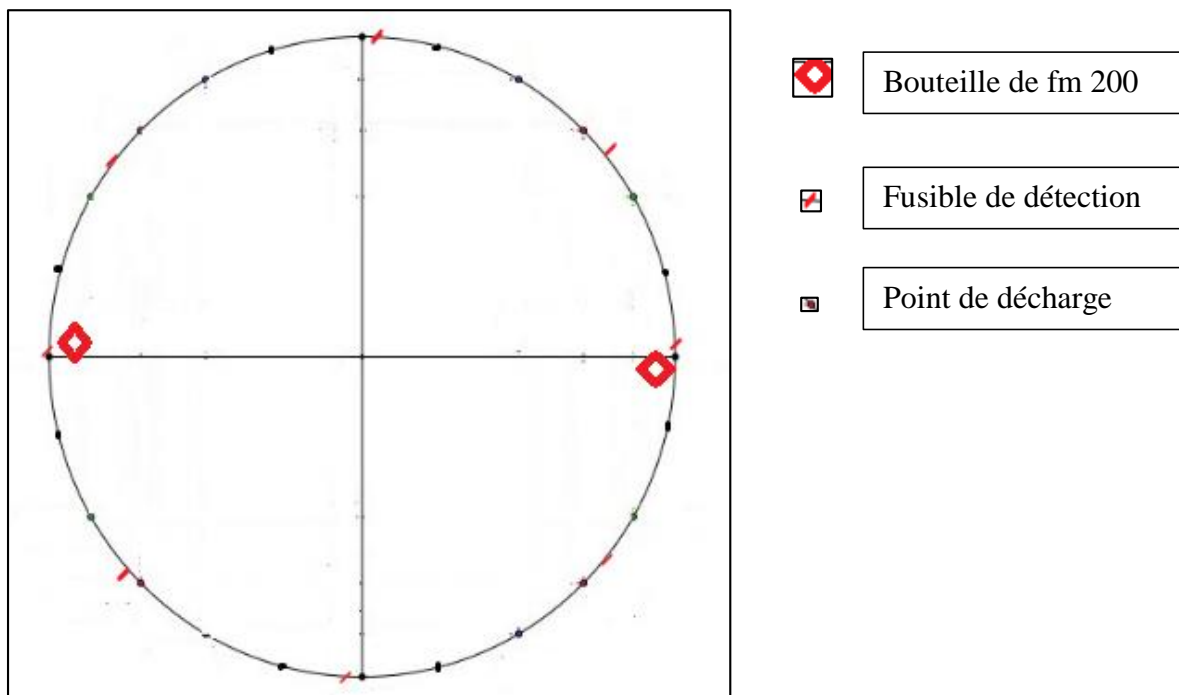


Figure 40 : Représentation schématique du système d'extinction automatique à gaz

La figure représente la schématisation du système. Les bouteilles de l'agent sont représentées par les carrés rouges, les détecteurs par des traits rouges et les points de décharge par des points noirs. L'entreprise n'a pas l'intention de changer les points de décharge et les détecteurs.

VII.11. Étude économique

Un cahier de charge a été formulé et transmis à des entreprises en vue d'obtenir les prix de la prestation, cependant, aucune réponse n'a été donné.

Les prix de l'agent HFC 227ea variant entre 7 et 16 US Dollars/Kg, la somme de 10 Dollars est utilisée pour les calculs.

L'estimation de la quantité de gaz pour toute l'installation est réalisée en se basant sur 12 bacs d'une capacité de 35000 m³ et 4 autres d'une capacité de 50000 m³, ce qui nécessite une quantité totale de 520 Kg. De plus, l'entreprise souhaitant stocker 15% de la quantité pour le remplacement et la maintenance soit 78 Kg. Ce qui donne une quantité totale de 598 Kg, ce qui reviendrait à 5980 US Dollars.

Concernant les bouteilles et les tuyaux en acier, aucune estimation n'a pu être par manque d'information.

VII.12. Conclusion

La remise en service du système d'extinction automatique conditionnée par la substitution du halon par l'agent HFC 227ea est d'un intérêt majeur pour l'entreprise. C'est à la fois une conformité à la législation algérienne, un respect pour l'environnement et une protection plus fiable pour les installations et la vie humaine.

Le coût de la remise en service est jugé par l'entreprise, acceptable vu les volumes de pétrole stockés et la proximité de l'installation avec des zones urbaines très peuplées, et des industries à haut risque.

Conclusion générale

Le travail effectué pour l'étude des risques liés au stockage de pétrole au niveau du terminal marin de l'entreprise SONATRACH-TRC Bejaia, nous a permis de comprendre le rôle important que jouent les systèmes d'extinctions automatiques à gaz dans la maîtrise des risques d'incendie.

La première partie a été consacrée aux généralités sur les hydrocarbures en général et le pétrole en particulier afin de connaître ses propriétés et les dangers auxquels son stockage peut exposer les vies humaines et l'environnement.

La deuxième partie de notre travail a été consacrée à l'étude technique de l'installation. L'analyse fonctionnelle de l'entreprise nous a permis de mieux illustrer les différents sous-systèmes de l'installation. La représentation des différents transferts de flux du pétrole par les actigrammes, nous informe sur le cheminement que le pétrole suit dans l'installation.

L'application de l'APR a abouti au recensement de plusieurs risques, dont 19% sont inacceptables et nécessitent une analyse plus poussée. L'élément le plus critique est le toit de bac présentant un risque d'incendie.

Après l'application de la méthode AdD, nous avons pu déterminer la valeur de probabilité de risque « début incendie » d'une part. D'autre part, on a pu énumérer les événements élémentaires les plus influençant qui nous mènent à l'apparition de ce dernier. Ceci nous a permis de proposer des recommandations dans le but d'atténuer la probabilité.

La méthode AdE nous a aidé à comprendre l'enchaînement des différents scénarios d'accidents, qu'un début d'incendie peut provoquer et par la suite, de déterminer le rôle des différents moyens d'intervention et les conséquences engendrées par les scénarios.

La simulation des conséquences par le logiciel PHAST nous donne un aperçu sur la gravité des accidents. Nous avons montré l'importance majeure de la remise en service du système d'extinction automatique à gaz.

La substitution du halon par le fm 200 est d'une importance primordiale pour l'entreprise. Il lui permettra de remettre en marche le système d'extinction automatique à gaz et ainsi de mieux maîtriser le risque d'incendie tout en étant en conformité avec la réglementation algérienne et les standards internationaux et de protéger l'environnement dans un but de durabilité et d'efficacité économique.

Il serait souhaitable que la solution proposée et les recommandations émises dans ce rapport soient mises en pratique au niveau du port marin de Bejaïa.

Le travail réalisé dans le cadre de ce mémoire pourrait servir de base pour d'autres études plus pointues dans le domaine. Il serait souhaitable de mettre en pratique les résultats obtenus en particulier pour la remise en marche du système d'extinction automatique à gaz et d'appliquer la solution proposée à l'ensemble des bacs de stockage de SONATRACH-TRC.

Bibliographie

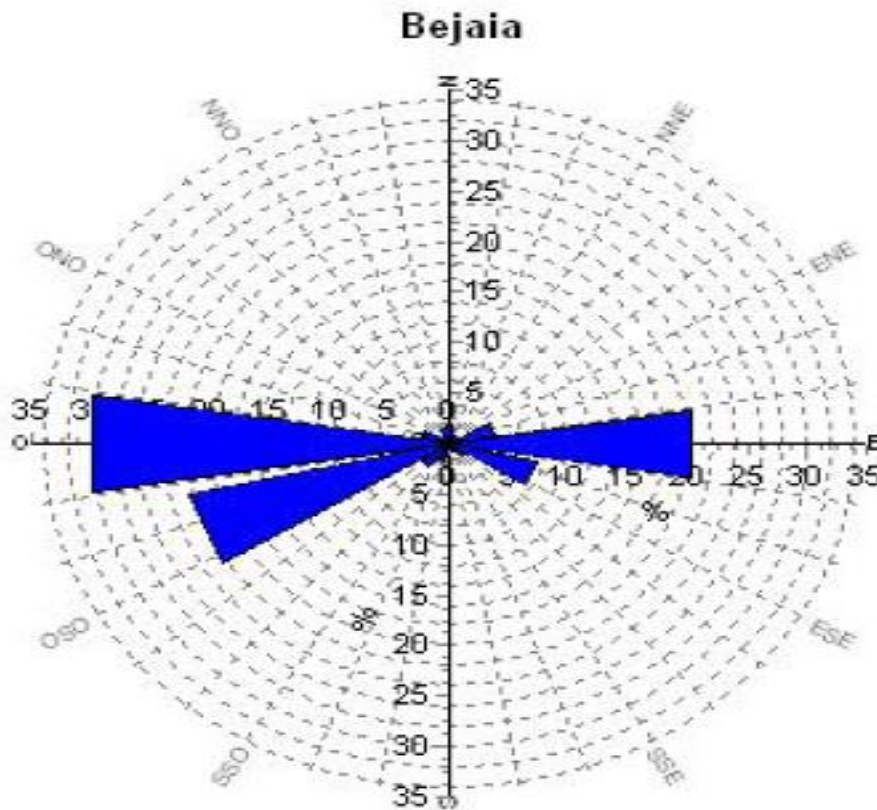
1. McQuarrie, C., D.A. McQuarrie, and P.A. Rock, *Chimie générale* 2000: De Boeck Supérieur.
2. GUIBET, J.-C., *Caractéristiques Des produits pétroliers*. Techniques de l'ingénieur Constantes chimiques, 2016. **base documentaire : TIB337DUO**.
3. Lian-Ming, S., *Perméation gazeuse*. Techniques de l'ingénieur Opérations unitaires : techniques séparatives sur membranes, 2016. **base documentaire : TIB331DUO**.
4. Régis, C., *Réservoirs métalliques : stockage des liquides à température ambiante*. Techniques de l'ingénieur Stockage et transfert des fluides des machines hydrauliques et thermiques, 2013. **base documentaire : TIB174DUO**(ref. article : bm6591).
5. Kenneth W. Dungan, P.E., *fire research*, in *Disaster Resiliency and NFPA Codes and Standards*, t.f.p.r. foundation, Editor 2014, THE FIRE PROTECTION RESEARCH FOUNDATION: ONE BATTERYMARCH PARK QUINCY, MASSACHUSETTS, U.S.A.
6. Koller, E., *transport et stockage des fluides dans l'industrie* dunod ed. Mécanique 2002.
7. Ross, D.T., *Applications and Extensions of SADT*. Computer, 1985. **18**(4): p. 25-34.
8. Bussmann, S., N.R. Jennings, and M. Wooldridge, *Design Methodologies*, in *Multiagent Systems for Manufacturing Control: A Design Methodology* 2004, Springer Berlin Heidelberg: Berlin, Heidelberg. p. 53-115.
9. Hommel, M.B. and C. McGowan, *Creating System Dynamics Models Hierarchically Using SADT*, in *Computer-Based Management of Complex Systems: Proceedings of the 1989 International Conference of the System Dynamics Society, Stuttgart, July 10–14, 1989*, P.M. Milling and E.O.K. Zahn, Editors. 1989, Springer Berlin Heidelberg: Berlin, Heidelberg. p. 519-526.
10. Brice, F., *Analyse Fonctionnelle Descendante (SADT)*. Docs. school Publications, 2014.
11. Mazouni, M.H. and J.-F. Aubry. *De l'analyse préliminaire de risque au système d'aide à la décision pour le management des risques*. in *8ème Congrès international pluridisciplinaire en Qualité et Sécurité de Fonctionnement, Qualita 2009*.
12. Fialaire-Legendre, A., et al., *Analyse préliminaire des risques (APR) des processus de thérapie cellulaire et tissulaire*. Transfusion Clinique et Biologique, 2015. **22**(4): p. 196.
13. Nakayama, J., et al., *Preliminary hazard identification for qualitative risk assessment on a hybrid gasoline-hydrogen fueling station with an on-site hydrogen production system using organic chemical hydride*. International Journal of Hydrogen Energy, 2016. **41**(18): p. 7518-7525.
14. Desroches, A., *Principes et pratiques de l'analyse préliminaire des risques*. Hermes science, 2009.
15. Yves, M., *Analyse préliminaire de risques*. Techniques de l'ingénieur Méthodes d'analyse des risques, 2002. **base documentaire : TIB155DUO**(ref. article : se4010).
16. Roughton, J. and N. Crutchfield, *Chapter Six - Hazard Analysis and Review of Associated Risk*, in *Job Hazard Analysis (Second Edition)* 2016, Butterworth-Heinemann: Boston. p. 99-152.

17. *Décret exécutif n° 07-207: réglementant l'usage des substances qui appauvrissent la couche d'ozone, de leurs mélanges et des produits qui en contiennent.* journal officiel 2007.
18. Yves, M., *Arbres de défaillance, des causes et d'événement.* Techniques de l'ingénieur Méthodes d'analyse des risques, 2002. **base documentaire : TIB155DUO**(ref. article : se4050).
19. Barbiroli, G., *A new method to evaluate the specific and global advantage of a technology.* Technovation, 1990. **10**(2): p. 73-93.
20. Salvi, O. and E. Bernuchon, *Outils d'analyses des risques générés par une installation industrielle.* Rapport O7, INERIS DRA, 2003.
21. SUPERIEURE, D.D.L.E.N., *Elaboration de propriétés formelles de contrôleurs logiques à partir d'analyse prévisionnelle par Arbre des Défaillances,* 2008, Ecole Normale Supérieure de CACHAN.
22. Dutuit, R.A.e.Y., *Exact and Truncated Computations of Prime Implicants of Coherent and Non-Coherent Fault Trees within Aralia.* Reliability Engineering and System Safety, 1997.
23. Ibáñez-Llano, C., et al., *A reduction approach to improve the quantification of linked fault trees through binary decision diagrams.* Reliability Engineering & System Safety, 2010. **95**(12): p. 1314-1323.
24. CLEMENT, E. *Arbre Analyste documentation* 2013-16.
25. ÉVÉNEMENTS", G.D.É.F., *L'ANALYSE DE RISQUE FRÉQUENCE DES ÉVÉNEMENTS INITIATEURS D'ACCIDENT* LES CAHIERS DE LA SÉCURITÉ INDUSTRIELLE ed2009.
26. Landucci, G., et al., *Hazard assessment of edible oil refining: Formation of flammable mixtures in storage tanks.* Journal of Food Engineering, 2011. **105**(1): p. 105-111.
27. Shi, L., J. Shuai, and K. Xu, *Fuzzy fault tree assessment based on improved AHP for fire and explosion accidents for steel oil storage tanks.* Journal of Hazardous Materials, 2014. **278**: p. 529-538.
28. ENSPM, *Evaluation du niveau de risque* 2008. **mise en oeuvre de revues de sécurité procédé Rafinage-Pétrochimie-chimie-Ingénierie**
29. Mishra, K.B., K.-D. Wehrstedt, and H. Krebs, *Lessons learned from recent fuel storage fires.* Fuel Processing Technology, 2013. **107**: p. 166-172.
30. Alileche, N., et al., *Analysis of domino effect in the process industry using the event tree method.* Safety Science.
31. Total, grif <http://grif-workshop.com/2016/04/new-version-grif-2016/>, 2016.
32. UNEP <http://www.unep.org/ozone/pdf/Montreal-Protocol2000>. 2000.
33. Yu, H., et al., *A review of CFC and halon treatment technologies – The nature and role of catalysts.* Catalysis Surveys from Asia, 2006. **10**(1): p. 40-54.
34. Mahieu, E., *La destruction de la couche d'ozone et ses implications en Région wallonne,* 2007, Ministère de la Région Wallonne-DGRNE.

35. Cracknell, A.P. and C.A. Varotsos, *The Montreal Protocol*, in *Remote Sensing and Atmospheric Ozone: Human Activities versus Natural Variability* 2012, Springer Berlin Heidelberg: Berlin, Heidelberg. p. 339-378.
36. McCulloch, A., *CFC and Halon replacements in the environment*. Journal of Fluorine Chemistry, 1999. **100**(1-2): p. 163-173.
37. INRS, *entrepôts_extinction manuelle_v2* in *Pku*, 46059, Editor 2004.
38. PROTECTION, F., *Les agents extincteurs gazeux utilisés dans les installations fixes d'extinction*. Cahiers de notes documentaires-Hygiène et sécurité du travail-N, 2003. **191**(2e).
39. Moore, T.A. and J. Lifke. *Evaluation and testing of clean agents for US army combat vehicle portable fire extinguishers*. in *Proceedings of Halon Options Technical Working Conference, Albuquerque, NM, USA*. 1997.
40. apsad, *R13 REGLE D'INSTALLATION Extinction automatique à gaz*, 2010, CNPP, expert en prévention et en maîtrise des risques.
41. Bonneville, J.-P., *Installations fixes d'extinction* 1999: Presses inter Polytechnique.
42. DiNunno, P.J., *SFPE handbook of fire protection engineering* 2008: SFPE.
43. Nolan, D.P., *Handbook of fire and explosion protection engineering principles: for oil, gas, chemical and related facilities* 2014: William Andrew.

Annexe A

Rose des vents de Bejaia.



Pour le site de Bejaia le secteur Ouest représente 30,46% des fréquences de vent, la Direction Ouest-sud-ouest (OSO) et l'Est qui sont deux secteurs prédominants avec un pourcentage de l'ordre 20% pour chacune d'elle.

Direction	C (m/S)	K	F %	V (m/s)
Nord	5,3	3,15	2	4,7
Nord Nord-Est	5,2	2,08	1	4,6
Nord-Est	4,5	2,97	1	4,0
Est Nord-Est	4,3	3,02	4	3,8
Est	4,5	3,41	21	4,0
Est Sud Est	4,9	3,02	7	4,3
Sud Est	5,2	3,13	2	4,6
Sud Sud-Est	4,9	2,46	1	4,4
Sud	3,7	2,09	1	3,3
Sud Sud-Ouest	3,4	2,34	2	3,0
Sud-Ouest	4,1	2,07	3	3,6
Ouest Sud-Ouest	4,5	2,83	22	4,0
Ouest	5,4	2,69	30	4,8
Ouest Nord-Ouest	5,6	2,36	2	5,0
Nord-Ouest	5,5	1,81	1	4,9
Nord Nord-Ouest	5,3	1,96	1	4,7