



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE Université 20 Août 1955-Skikda
Faculté de Technologie Département de Génie des procédés



**Mémoire de fin d'étude
Pour l'obtention du diplôme master
en Hygiène et Sécurité Industrielle.**

Thème :

***Analyse des risques liés au stockage et transport
des Hydrocarbures par l'application de la méthode
AMDE au niveau de terminal RTE-Skikda.***

Réalisé par :

Mohamed Ben Ali Mohamed

Encadre par :

Dr. M. HAMAIDIA

Année universitaire :2021/2022

Dédicace

Je dédie ce modeste travail au soleil de ma vie, a la source de tendresse et l'exemple du dévouement quin'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi «ma chère maman»

A mes frères et sœurs, a la personne qui compte beaucoup pour moi, a mes tantes et mes oncles, a mes chers cousins et cousines, a mes neveux et mes nièces et a toute ma famille.

A mon ami intime et mon confident « Ilyes solo »

A tous mes Collègues de ma promos Hygiène et sécurité industriel

A tous ceux qui ont participé de près ou de loin a la réalisation de ce travail et ceux qui m'espèrent la réussite, que Dieu vous bénisse.

Mohamed

Remerciement

Je remercie tout d'abord notre dieu le tout puissant qui m'a fourni l'aide et la confiance nécessaire pour accomplir ce travail.

Je remercie tous les enseignants qui ont contribué à ma formation durant ces cinq années d'étude.

Je remercie mon encadreur Ms : M.HMAIDIA pour son aide précieuse, ses remarques et ses conseils qui m'a permis de terminer ce modeste travail.

J'ai tenu à exprimer mes reconnaissances et ma haute gratitude envers l'ensemble des personnes de la région Terminal Skikda RTE et particulièrement :

- Mr : AliNaraChef Service D'HSE
- Mr: saayoud chef service D'HSE TOPPING

Et tous qui m'ont contribué de près ou loin pour réaliser ce travail

Mohamed

Liste des tableaux

CHAPITRE I

I Généralités sur les hydrocarbures

Tableau I.1 : Spécificités des combustibles liquides Tableau I.2 : Spécificités des combustibles gazeux

II Stockage des hydrocarbures

Tableau II.1: Comparaison entre le gaz pétrolier liquéfié et le gaz naturel

Tableau II.2: Les différentes classes des réservoirs

Tableau II.3: Les différents types des réservoirs par leur pression de service

III Transports des hydrocarbures

Tableau III.1: Classification des matières dangereuses selon le code ADR Tableau III.2: Classification des produits transportés par canalisations selon le Règlement multi fluides

CHAPITRE II

Tableau IV.1: Classes d'interaction des sources/cibles de danger

Tableau VI.2 : Caractéristiques des méthodes d'analyse de risque

Partie pratique

Tableau III.1: Nombre d'effectif HSE

Tableau III.2: différents produits stockés au niveau du parc de stockage

Tableaux d'AMDE du système de stockage (Bac de stockage de pétrole brute} 8 sous system

Liste des figures

CHAPITRE I

I Généralités sur les hydrocarbures

Figure I.1 : Limite d'explosivité

II Stokage des hydrocarbures

Fig. II.1 : Description d'un bac à toi fixé

Fig. II.2 : Les bacs à toi flottent

Fig. II.3 : Réservoir à toi fixé et écran flottent Fig. II.4 : Réservoir avec fond sphérique

Fig. II.5 : Réservoir sphéroïde

Fig. II.6 : Ballons cylindrique horizontaux Fig. II.7 : Réservoir type sphère

Fig. II.8 : Les équipements de sécurité d'un bac de stockage

III Transports des hydrocarbures

Fig. III.1: Réseau de transport des hydrocarbures

Fig. III. 2: Exemple d'un panneau orange ONU

Fig. III. 3: Symbole et classe de matière sur une citerne

CHAPITRE II

Fig.II. 1: représente processus de la gestion du risque

Fig.II. 2: Représentation de scénarios d'accident selon le modèle du Nœud papillon

Fig.II. 3: Processus de danger du modèle MADS (Perilhon, 1999)

PARTIE PRATIQUE

Figure III. 1 : La place de la RTE dans l'organigramme du SONATRACH

Figure III -2 : L'organigramme de RTE

Figure III -3 : Organisation du département HSE Figure III-4 : Objectifs d'un service HSE

Figure III-5 : Mission HSE

Figure III -6 : procès de transport des hydrocarbures liquides. Figure III -7 : Procès de transport des hydrocarbures gazeux

Figure III-8 Exemple de bac a toit flottant type ponton annulaire

Figure III-9 Les accessoire d'accès au réservoir

Figure III -10 Exemple d'une soupape ouvert

Figure III -11 Exemple d'évacuation des eaux pluviales

Figure III -12 Exemple de circuit à mousse.

Figure III -13 Joint (Kérosène ou Gazole)

Figure III – 14 Exemple d'un trou d'homme sur le toit

Figure III – 15 Exemple d'une béquille.

Figure III – 15 Les vannes de réservoir

SOMMAIRE

INTRODUCTION

GENERALE.....1

CHAPITRE I

I.GENERALITES SUR LES HYDROCARBURES

Introduction.....	3
I.1.Historique.....	3
I.2.Difinition.....	3
I.3.Origine des hydrocarbures.....	3
I.4.Clasement des hydrocarbures.....	3
I.5.Propriétés des hydrocarbures.....	4
I.6.Caractéristiques des hydrocarbures (inflammation).....	7
I.7.Les effets des hydrocarbures.....	8
Conclusion.....	1

0

II.STOCKAGE DES HYDROCARBURES

Introduction.....	11
II.1. Généralités sur le stockage	
II.2. Définition du stockage des hydrocarbures.....	12
III.3.Le but de stockage.....	12
II.4.Les matieres stocker.....	12
II.5Classification des reservoirs.....	13
II.6.Types des bacs.....	15
II.7. Les équipements de sécurité d'un bac de stockage.....	23
II.8. Les risques liés au stockage des hydrocarbures.....	24
II.9. La prévention du risque lié au stockage des hydrocarbures.....	27
Conclusion.....	29

III TRANSPORT DES HYDROCARBURES

Introduction.....	30
III.1 les modes de transport.....	30
III.2 les risques liés aux transports des hydrocarbures par canalisation.....	33
III.3 la prévention des risques liés au transport des hydrocarbures	34
Conclusion.....	40

CHAPITRE II

Introduction.....	41
I.1GESTION	DES
RISQUES.....	41
I.1.A Définition de la gestion des risques.....	41
I.1.B Principe de la gestion de risque.....	42
I.1.C Les étapes de la gestion des risqueS.....	42
I.1.D Sécurité et gestion des risques.....	45
I.1.E Système dynamique de gestion des risques.....	46
I.2 Les principaux outils d'analyse des risques.....	46
I.3 Avantages généraux des méthodes d'analyse de risques.....	54
Conclusion.....	57

PARTIE PRATIQUE

Représentation du site

1	Introduction.....	58
2	Présentation générale de la société SONATRACH.....	58
3	La région transport EST (RTE).....	59
	Conclusion.....	6
9	Généralité sur la méthode AMDE (analyse de mode de défaillance de leur effet).....	70
	Tableaux d'AMDE du système de stockage (Bac de stockage de pétrole brute).....	83
	Conclusion.....	69
	Conclusion Générales.....	95
	Recommandation.....	96
	ANNEX.....	97
	Bibliographie.....	100



Introduction générale

Introduction général

Dans le monde industriel actuel, le pétrole et le gaz naturel occupent une place Essentielle parmi les sources d'énergies d'exploitation. Le traitement, le transport et le Stockage des hydrocarbures présentent des problèmes techniques difficile, ces Dernières sont parfois les causes de dégâts humains et matériels graves tel que :

L'incendie, l'explosion, les accidents de travail et les maladies professionnelles. L'expérience nous montre que des accidents technologiques majeurs faisant des victimes et causent d'importants dégâts matériels, exemples : accident Mexico, Toulouse, Severi,....etc.

De nombreux accidents technologiques survenus dans le monde sont en relation avec le transport et le stockage des hydrocarbures suivi de l'apparition des nouvelleslois sur les risques technologiques qui ont été adoptées définissant plus clairement lecontenu d'étude d'impact et de dangers.

Un des aspects importants de ces lois, et surtout la Loi 04 – 20 du 25 Décembre 2004 relative à la prévention des risques majeurs ainsi que le décret exécutif n°06-198 du 31mai 2006 et plus précisément à sa section 4, concerne l'analyse des risques des installations classées qui demande d'étudier tous les scénarios « vraisemblables » et d'estimer la probabilité d'occurrence de l'évènement étudié.

Les réglementations et les normes internationales exigent que les chefs d'entreprises

doivent faire une étude d'impact de celle-ci sur l'environnement dont le but essentiel et de préserver la santé, la sécurité et l'environnement, et une étude de dangers qui a pour objet de rendre compte de l'examen effectué par l'exploitant pour caractériser, analyser, évaluer, prévenir et réduire les risques d'une installation ou d'un groupe d'installations.

Le groupe Sonatrach, et après la catastrophe de Skikda qui a causé 27 morts, des blessées et des dégâts matériels important a pesé de renforcer leur structure en matière de sécurité et revoir leur système de gestion et elle s'engage à la création d'une nouvelle stratégie et incorpore tous les moyens humains, matériels, techniques et organisationnels pour la mise en application de système de management HSE.

L'objectif de ce présent travail est d'aborder la problématique de la gestion des risques industriels. Pour ce faire, j'ai choisi d'encadrer la notion du risque et

Particulièrement les risques liés au stockage et transport des hydrocarbures par canalisation.

Dans cette optique, des notions essentielles concernant la gestion des risques, les études de dangers, les études d'impact s'avèrent d'une grande utilité pour cerner

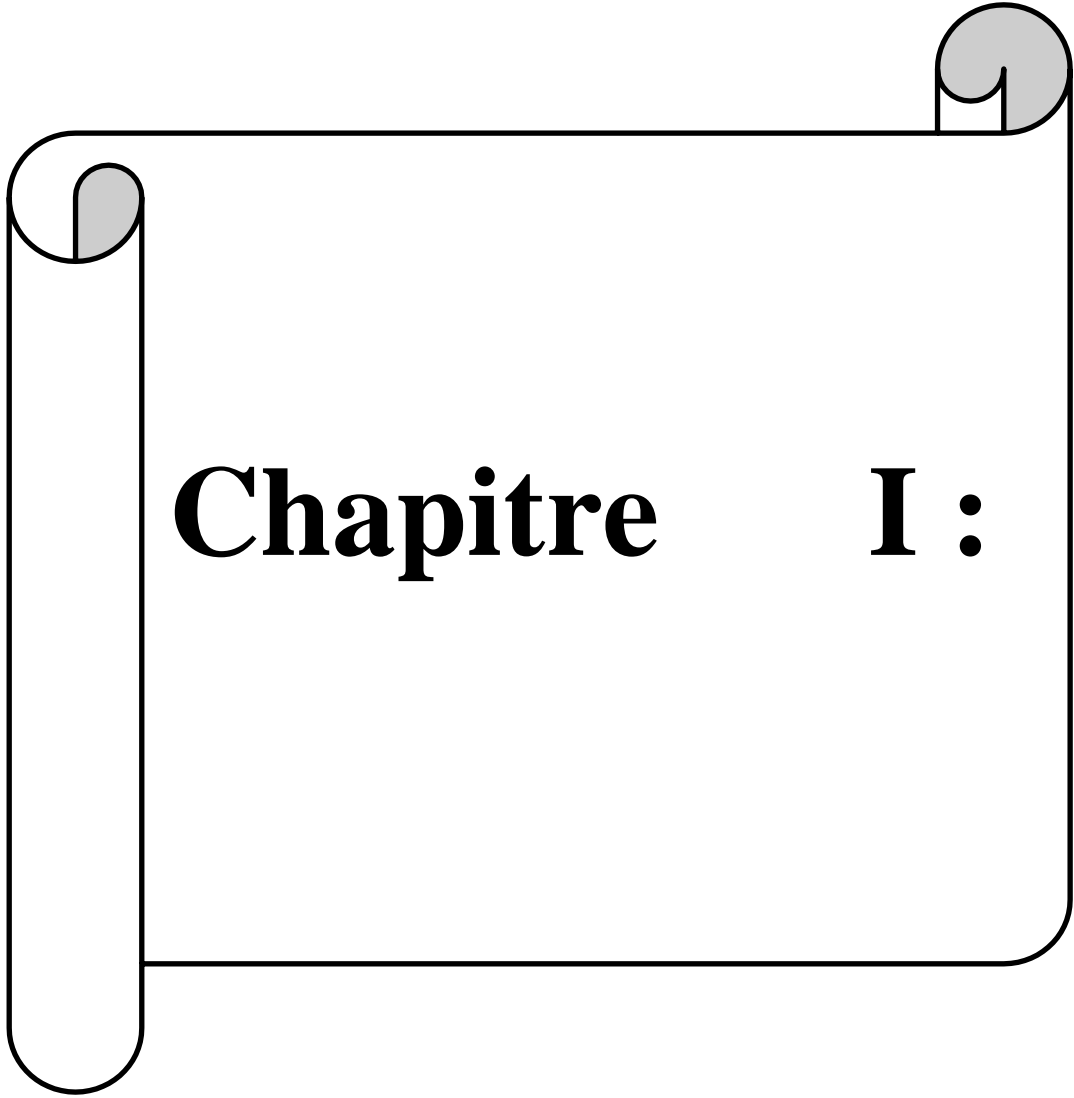
tous les aspects de ce thème.

Mon travail est scindé en 3 chapitres organisés de la manière suivante :

- ✓ Dans le premier chapitre j'ai présenté des généralités sur les Hydrocarbures, stockage des hydrocarbures et le transport des hydrocarbures.
- ✓ Dans le 2^{-ème} chapitre j'aborderai la gestion des risques du transport et stockage des hydrocarbures en Algérie.
- ✓ Dans la partie pratique, j'ai fait une description de l'entreprise dans laquelle j'ai effectué mon stage de fin d'étude SONATRACH RTE Skikda.

Enfin, La dernière partie est réservée aux résultats de l'analyse par la méthode AMDE qui sera suivie par des interprétations et des recommandations nécessaires pour le bon fonctionnement de l'unité.

J'ai clôturé mon travail par une conclusion générale.



Chapitre I :

I-1-Généralités sur les hydrocarbures :

Introduction :

L'utilisation des hydrocarbures est liée à des risques parfois catastrophiques. Dans cette partie, nous allons présenter et donner une base théorique sur :

- Généralité sur les hydrocarbures
- Les risques liés aux stockages des hydrocarbures et leur prévention
- Les risques liés aux transports des hydrocarbures et leur prévention

I-1-1- Historique :

Les hydrocarbures avaient apparu dans la moitié du XX^{ème} siècle. Avant c'est le charbon qui assurait le fonctionnement des machines et aussi les transports, peu à peu le pétrole a pris une place importante dans la civilisation car il est plus souple que le charbon et maniable. Aussi le pétrole est producteur d'énergie et fournit avec le gaz naturel plus de 60% des besoins énergétiques mondiaux.

Vers 1900, le pétrole ne servait qu'à produire l'électricité, seulement le développement du moteur à explosion et le moteur diesel ont imposés l'emploi exclusif du pétrole et de ses dérivés.

Mis à part l'utilisation du pétrole comme source d'énergie mécanique et de la chaleur, le pétrole permet aussi de fabriquer les lubrifiants, les bitumes, les produits chimiques, dont la variété ne cesse d'augmenter (matières plastiques, caoutchouc synthétique, fibres synthétiques, savons et détergents).

Enfin, on peut dire que de 1929 à 1971, l'énergie tirée du pétrole a réalisé un saut spectaculaire changeant totalement les structures de la consommation énergétique, le gaz naturel a effectué une avance plus lente mais demeure son allié et son complément naturel ainsi il promet source d'énergie car entre autres ses qualités multiples il peut être utilisé comme source d'énergie mécanique et thermique.

I-1-2-Définition :

Les hydrocarbures sont des produits naturels composés uniquement d'atomes de carbone et d'hydrogène. Ils sont, dans des conditions normales de température et de pression, solides (paraffine), liquides (essences, pétrole, etc.) ou gazeux (méthane, butane, etc.). La presque totalité des hydrocarbures sert à produire de l'énergie sous forme de chaleur. Cependant, une part toujours croissante de produits issus du pétrole sert de matière première à la pétrochimie et notamment à l'industrie des matières plastiques.[1]

I-1-3-Origine des hydrocarbures :

Tous les chercheurs s'accordent à l'heure actuelle pour admettre la théorie de l'origine organique des hydrocarbures. Le pétrole serait le résultat de la décomposition des restes des animaux ou végétaux marins par l'effet de bactéries anaérobies, la température et la pression.

I-1-4-Classement des hydrocarbures :

Selon leurs états physiques, les hydrocarbures liquéfiés ou liquides sont classés en quatre catégories :

Catégorie A : hydrocarbures liquéfiés dont la pression absolue de vapeur à 15 0 C est supérieure à 1 bar, on trouve deux sous catégories :

- Sous-catégorie A1 : hydrocarbures maintenus liquéfiés à une température inférieure à 00 C. Exemple : gaz naturel (méthane), éthylène.
- Sous-catégorie A2 : hydrocarbures liquéfiés dans autre conditions.

Exemples : butane, propane, butadiène, isoprène.

Catégorie B : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est inférieur à 550 C.

Exemple : brut, essence, super, kérosène.

Catégorie C : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égale à 550 C et inférieure à 1000 C, on trouve deux sous-catégories.

- Sous- catégorie C1 : hydrocarbures à une température égale ou a supérieure leurs points d'éclair.
- Sous-catégorie C2 : hydrocarbures à une température inférieure à leurs points d'éclair. Les fuel-oils lourds, quelques soit leurs points sont assimilés à des hydrocarbures de catégorie C2.

Catégorie D : hydrocarbures liquides dont le point d'éclairs supérieur ou égale à 100 0 C, on trouve deux sous-catégories.

- Sous-catégorie D1 : hydrocarbures à une température égale ou a supérieure leurs points d'éclair.
- Sous-catégorie D2 : hydrocarbures à une température inférieure à leurs points d'éclair. Exemple : huiles, graisses, bitume.[2]

I-1-5-Propriétés des hydrocarbures :

***Propriétés physiques :**

-État naturel :

Dans la nature, les hydrocarbures se présentent le plus souvent sous la forme d'un liquide que l'on appelle le pétrole brut. Il existe cependant des gisements d'hydrocarbures gazeux, et plus exceptionnellement des gisements d'hydrocarbures solides sous forme de sables ou de schistes bitumeux. Le pétrole brut est un mélange d'hydrocarbures que l'on doit séparer par raffinage pour obtenir des produits utilisables. L'opération de raffinage donne des produits gazeux, liquides et solides.

-Densité :

Presque tous les hydrocarbures liquides sont plus légers que l'eau. Pour les produits les plus courants, la densité varie de 0,7 à 0,9.

-Vapeurs :

Les hydrocarbures liquides émettent des vapeurs inflammables dans certaines conditions de température et de pression.

Les hydrocarbures gazeux sont entièrement à l'état de vapeur dans les conditions normales de température et de pression. À l'exception du méthane et de l'acétylène qui est plus légers que l'air, de l'éthane et de l'éthylène qui ont une densité voisine de l'air, les autres vapeurs d'hydrocarbures sont plus lourdes que l'air (2,5 à 3 fois).

Aussi, elles tendent à s'accumuler dans les parties basses : caniveaux, fosses, sous-sols et à y séjourner faute de ventilation suffisante. Toutefois, elles diffusent dans l'atmosphère suivant les mouvements de l'air. Ces vapeurs peuvent former avec l'air des mélanges inflammables. Un litre d'essence peut produire, en s'évaporant, environ 200 litres de vapeurs. Ces 200 litres de vapeurs, mélangés à l'air, donnent un mélange inflammable d'environ 13 000 litres (volumed'une petite pièce).

-Tension de vapeur :

Les vapeurs d'hydrocarbures exercent dans une enceinte fermée, une pression déterminée et constante pour chaque température. Cette pression s'appelle " tension de vapeur ". Elle augmente rapidement avec la température. Lorsque la température est stable, l'évaporation de liquide cesse dès que la tension de vapeur est atteinte.

- Ces données sont importantes en cas d'incendie car :

Un récipient clos contenant des hydrocarbures peut être soumis à des pressions internes rapidement croissantes avec la température.

- L'évaporation à l'air libre d'un hydrocarbure s'accroît avec l'élévation de la température et la turbulence de l'air.

***Propriétés chimiques :**

Les propriétés chimiques des hydrocarbures sont innombrables et la chimie est certainement loin d'avoir exploré la totalité des domaines offerts par l'aptitude qu'a l'atome de carbone à réaliser des combinaisons chimiques. Cependant, deux grandes familles de propriétés chimiques sont intéressantes.

***Propriétés de liaison :**

L'atome de carbone peut non seulement être associé à des atomes d'hydrogène, mais encore être lié à un autre atome de carbone qui sera lui-même lié à d'autres atomes d'hydrogène.

Cette aptitude permet la formation de chaînes linéaires ou fermées. Si l'on ajoute que les atomes d'hydrogène peuvent être remplacés par d'autres atomes, on peut imaginer la multitude de combinaisons possibles et par conséquent le nombre considérable de produits imaginables.

[1]

***Propriétés d'oxydation :**

L'action brutale de l'oxygène sur les hydrocarbures conduit à une oxydation rapide qui détruit l'édifice moléculaire en formant du gaz carbonique et de l'eau en libérant une grande quantité de calories. La quantité de chaleur ainsi dégagée est très importante : 1kg de combustible a un pouvoir calorifique d'environ 1 000 kilocalories.

Cette aptitude des hydrocarbures à fournir de l'énergie sous forme de chaleur est exploitée à grande échelle pour toutes sortes de besoins industriels et domestiques lorsque la combustion est contrôlée. Mais cette dernière peut également être accidentelle et dans ce cas provoqué de dégâts importants, voire même des catastrophes.

I-1-6-Caractéristiques des hydrocarbures (inflammation) :

-Masse volumique :

La masse volumique d'un liquide à une température donnée est égale au quotient m/v . elle s'exprime en g/l, Kg/l et T/m³ : pour les produits pétroliers, elle est généralement donnée 15 à 20° C.

-La densité :

Est le rapport de poids d'un certain volume d'échantillon à une température T au poids du même volume d'eau à une température standard (T=4°C).

Le choix de l'état standard à 4° C permet l'identification des chiffres puis mesurés la masse volumique et la densité. ρ_4^{20}

20 poids d'un volume de produits à 20°C

4 poids d'un volume d'eau à 4°C

-Point éclair :

C'est la température à partir de laquelle un produit émet des vapeurs combustibles mais insuffisantes pour que la combustion se poursuive d'elle-même. Le point éclair s'exprime en degrés Celsius.

NB : Plus le point éclair (PE) est bas, plus l'hydrocarbure est dangereux car il est facile d'enflammer ses vapeurs.

-Point d'inflammation :

C'est la température à partir de laquelle les vapeurs sont émises en quantité suffisante pour que la combustion se poursuive d'elle-même. Le point d'inflammation s'exprime en degrés Celsius.

-Point d'auto-inflammation :

C'est la température à partir de laquelle un produit prend feu spontanément. Le point d'auto- inflammation s'exprime en degrés Celsius.

***Limite Inférieure d'Explosivité (LIE) et (Limite Supérieure d'Explosivité) (LES) :**

Les combustibles gazeux ne peuvent brûler que s'ils sont mélangés à l'air dans des proportions convenables. Chaque gaz a une fourchette d'explosivité comprise entre LIE et LES pour-cent de gaz dans l'air.

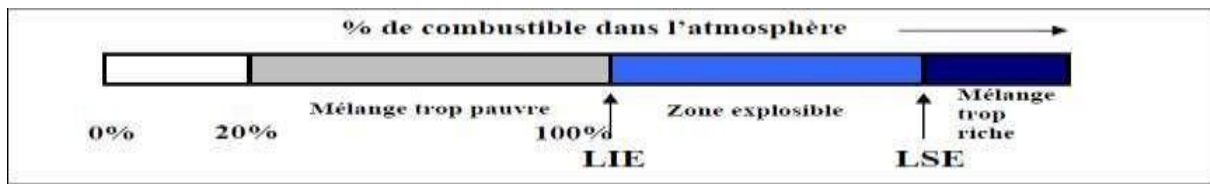


Figure 1 : Limite d'explosivité

Tableau 1 : spécificités des combustibles liquides.

Combustibles liquides ou solides				
Combustibles liquides	LIE(%)	LES(%)	Point éclair(°C)	Point d'auto-inflammation(°C)
Essence	1	7	-35	300
Petrol	0.7	5	35 à 60	250
Gasoil	6	13.5	70	260
Acetone	2.6	13	18	537
Benzene	1.4	7	11	560
Kerosene	0.7	5	37	220
Toluene	1.4	6.7	4	520
Pétrole brut (Suivant les bruts)	1	18	-10	300

Tableau 2 : Spécificités des combustibles gazeux

Combustibles gazeux			
Combustibles liquides	LIE (%)	LES (%)	Point d'auto-inflammation (°C)
Methane	5.3	14	537
Butane	1.9	8.5	405
Hydrogens	4	7.5	585
H2S	4.5	4.5	585
Acetylene	2.5	8.1	299
Propane	2.2	9.5	466
Monoxide de Carbone	12.5	7.4	609

Les vapeurs constituent avec l'air un mélange inflammable et dangereux. Pour une proportion de 2 à 10% pour le propane. Ce mélange est détonnant au contact d'une source de chaleur (flamme ou étincelle).

NB : 1 litre de butane = 200 litres de vapeurs et 200 litres vapeurs + 6800 litres air = 4kg de dynamite

-Point de trouble :

Le point de trouble d'une huile ou d'un carburant est la température à laquelle apparaissent les premiers cristaux ; quand le produit est refroidi.

Le point de trouble est une caractéristique très importante pour le carburateur car les cristaux peuvent boucher les filtres à basse température.

-Point d'écoulement ou de congélation :

Le point de congélation d'un produit pétrolier est la température la plus basse à laquelle le produit contenu dans un tube à essai ne coule plus lorsque celui-ci est incliné.

Les points de troubles et de congélations sont des caractéristiques importantes pour les produits pétroliers quand ils sont utilisés à basse température.

-Point de fusion :

Le point de fusion est déterminé pour les graisses, les cires, les paraffines, les vaselines...etc., par la méthode de JOKOV. Il faut chauffer le produit pour le transformer à l'état liquide dans un tube à essai. On refroidit le liquide pour le solidifier, on construit la courbe. Le point de fusion sera la température à laquelle la courbe reste horizontale en fonction du temps.

-Volatilité et tension de vapeur :

Un hydrocarbure contenu dans un récipient hermétiquement clos s'évapore jusqu'à ce que l'atmosphère intérieure soit saturée.

Ces vapeurs exercent une pression dépendante de la température appelée tension de vapeur. Lorsque l'atmosphère est saturée, l'évaporation s'arrête et dans ce cas, on peut avoir:

- Un récipient clos contenant des hydrocarbures soumis à des pressions internes qui s'élèvent rapidement avec la température.
- L'évaporation à l'air libre d'un hydrocarbure s'accroît rapidement avec l'élévation de la température et la turbulence de l'air

I-1-7-Les effets des hydrocarbures :

***Dangers physiologiques :**

Certains produits pétroliers peuvent provoquer des désordres physiologiques par contact ou inhalation. Les vapeurs d'hydrocarbures, à l'exception des vapeurs aromatiques, ne sont pas toxiques. Néanmoins, elles peuvent provoquer l'anoxie ou l'asphyxie par manque d'oxygène.

Les malaises pouvant entraîner la mort commencent à apparaître lorsque la proportion d'oxygène est inférieure à 17 % (proportion normale dans l'air : 21 %). Hormis l'asphyxie, les accidents de santé dus aux hydrocarbures ont pour conséquence le benzolisme et le saturnisme.

-Le benzolisme L'intoxication benzolique, après inhalation de courte durée de certains hydrocarbures se traduit par des maux de tête, syncopes, mais l'exposition à l'air efface rapidement ces effets.

-Le saturnisme (dû aux essences au plomb) Les effets de saturnisme peuvent être graves et plus permanents que ceux du benzolisme.

***Pollution du sol :**

Le degré de gravité de cette pollution dépend de la nature du sol et de son utilisation. Ainsi, le déversement accidentel d'hydrocarbures liquides sur un terrain agricole peut le rendre momentanément impropre à la culture, au pâturage, ..., jusqu'à disparition (évaporation, infiltration ou nettoyage) des hydrocarbures.

***Pollution de l'air :**

Elle est due à la vaporisation des fractions légères des hydrocarbures laissés ou rejetés à l'air libre, les fractions lourdes n'étant pas volatiles. Cette vaporisation est d'autant plus forte que la température ambiante est élevée. Cette pollution présente deux types de dangers :

-Dangers physiologiques - Dangers d'incendie et d'explosion L'acuité de ces dangers dépend du milieu, de l'ampleur de la pollution et bien entendu, de la nature de l'hydrocarbure. En règle générale

-En plein air, les dangers d'explosion et d'incendie sont d'autant plus importants que l'hydrocarbure est plus léger. Par contre, les dangers physiologiques peuvent être évités en se plaçant sous le vent. -Dans un local clos, tous ces dangers sont amplifiés. La combustion est l'une des sources les plus importantes de pollution (directe ou indirecte) par les hydrocarbures.

***Pollution de l'eau :**

Elle peut apparaître soit : -À la suite d'un déversement direct dans un cours d'eau -Par ruissellement des eaux en contact avec des hydrocarbures -Par infiltration directe des hydrocarbures ou d'eau polluée Les deux premiers modes de pollution touchent les eaux de surface, l'infiltration atteint surtout les nappes souterraines. Les hydrocarbures étant plus légers que l'eau et généralement non-miscibles, flottent à la surface. Ils ont un effet nuisible sur la faune et la flore et rendent les eaux impropres à la consommation humaine. Ce problème est d'autant plus aigu qu'il suffit d'une infime quantité d'hydrocarbure pour polluer l'eau.

***Dangers d'incendie :**

Pour qu'il y ait combustion d'un hydrocarbure, il faut qu'il y ait de l'oxygène (Comburant) en présence d'un corps combustible que constitue l'hydrocarbure. Hydrocarbure et oxygène ne peuvent s'unir qu'en proportions définies et la réaction ne peut s'amorcer que lorsqu'une certaine température est atteinte. Si dans un mélange gazeux, la concentration en combustible est trop élevée, il ne peut y avoir combustion : le mélange est dit trop riche. Inversement, si cette concentration est trop faible la combustion ne peut avoir lieu : le mélange est dit pauvre. Avec les composés ayant un haut pouvoir calorifique, comme les hydrocarbures, il suffit,

lorsque le mélange combustible / air est en proportion convenable, qu'une très petite quantité du mélange brûle pour que la chaleur dégagée amène les couches voisines à la température d'ignition et la combustion se propage en proche. Quand un liquide est enflammé, une partie de la chaleur dégagée élève la température du liquide et en transforme une partie en vapeur. La vitesse de combustion dépend donc de la chaleur de combustion dégagée.[3]

***Conclusion :**

Depuis leur lieu de production à leur lieu de consommation, les hydrocarbures font l'objet de traitements chimiques, de stockage, de transports et d'utilisation, ou à chaque stade, surviennent de graves risques chimiques et d'incendie/explosion pour les travailleurs qui les manipulent et les mettent en œuvre.

I-2-Stockage des hydrocarbures :

***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).

I-2-1-Généralités sur le stockage :

Les réservoirs de stockages sont nécessaires à l'exploitation des champs pétroliers. Ils permettent d'assurer une continuité de la production malgré les interruptions accidentelles ou nécessaires lors du pompage du pétrole. Le transport et le stockage sont des secteurs stratégiques dans l'industrie pétrolière. Pour le choix d'un bac de stockage et une bonne exploitation du parc de stockage, on doit connaître les techniques de construction d'un réservoir dont le volume est de plus en plus grand. Le type de réservoir à utiliser dépend de la nature du produit à stocker, certains produits doivent être conservés sous pression nécessitant des réservoirs très résistants (gaz liquéfiés), tandis que les autres se conservent soit sous moyenne pression (pétrole, essence) ou sous pression nulle comme le pétrole brut.

Les bacs de stockages sont des ouvrages des grandes dimensions ce qui les fragilise et peut provoquer leur destruction par le feu, les explosions ou la corrosion. Vu leur coût assez élevé, le choix de leur capacité et de leur nombre doit être précédé d'une étude technico-économique en fonction des débits véhiculés et des capacités des moyens de transport.

Le traitement du brut consiste à faire une séparation eau-huile-gaz afin d'éliminer le maximum de gaz et d'eau et d'avoir un taux de salinité minimal et cela dans le but de répondre aux exigences de stockage et de transport.

Les réservoirs de stockages ont des capacités très variables, elles n'excèdent pas quelque centaine de mètres cubes pour 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 10 000 à 150 000 m³ (Algérie il existe des réservoirs de 50 000 m³ pour le pétrole et le condensât).

Les produits stockés sont nombreux et différents et pour chacun d'eux existe une capacité de stockage fonctionnellement et économiquement adoptée aux caractéristiques du stocke envisager.

Malgré toutes les étapes de traitement que la brute subit, il y a toujours un pourcentage d'eau qu'on ne peut pas éliminer et qui peut causer des problèmes de corrosion électrochimique des conduites et bacs pendant son stockage ou expédition. Le stockage de brut consiste :

- A mettre ce dernier au repos pour avoir une dernière décantation qui éliminera l'eau.
- A contrôler la quantité du brut expédié.
- A avoir une quantité suffisante pour pouvoir charger des bateaux en cas de problème de transport ou de production.
- A avoir une production continue pour un stockage permanent.

I-2-2-Définition du stockage des hydrocarbures :

Le stockage est un moyen de mettre en repos les hydrocarbures et cela avant la vente de Cerdniers. Généralement le stockage se fait dans des réservoirs ou des bacs.

I-2-3-Le but de stockage :

Le stockage des hydrocarbures a pour but :

- Il consiste à mettre le produit au repos suivi d'une opération de décantation avant l'expédition.
- Permet la collecte des différents champs pétroliers afin d'acheminer de grande quantité de produit.
- Permet la continuité de la production et de l'exploitation tout en assurant un stockage permanent.
- Permet de contrôler la qualité de produit expédié.
- Permet le dégazage naturel pour l'élimination des gaz indésirables le traitement préalable du brut est nécessaire afin de minimiser les problèmes de corrosion ou d'incendie des bacs et des canalisations car ces installations sont très coûteuses.
-

I-2-4-Les matières stockées :

-Le pétrole brut :

Du latin « Petra deum », huile de pierre. Liquide huileux inflammable dont la couleur varie du vert au noir. Il se compose d'hydrocarbures (composé chimique formé de carbone et d'hydrogène) 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 et sulfurés ainsi qu'à des types de métaux particuliers.

-Le condensât :

Produit liquéfié par condensation à partir de sa vapeur. Le condensât est avant tout du gaz naturel sous forme liquide obtenue 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.

-Les gaz :

Le stockage de gaz comprend toutes les installations de surface et de fon nécessaires pour le stockage et pour le soutirage et l'injection de gaz naturel. Des confinements développés Naturellement ou artificiellement en couches géologiques profondes sont utilisés pour le Stockage de gaz naturel. Plusieurs horizons de stockage ou cavités peuvent être connectés à Une même station de surface, qui est désignée comme l'emplacement du stockage de gaz. Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est un mélange d'hydrocarbures légers stocké à l'état liquide et issu du raffinage du pétrole (40 % des ressources mondiales) et plus généralement du Traitement du gaz naturel (60 % des ressources mondiales). Le GPL est composé d'environ 80% de butane (C₄H₁₀) et 20% de propane (C₃H₈). C'est un carburant dit propre, issu du raffinage du pétrole brut. Son utilisation présente des Avantages par rapport au gazole en permettant de réduire de :

- 50% les émissions d'oxyde d'azote ;
- 50% celles des monoxydes de carbone ;
- 90% celles des hydrocarbures et particules.

Tableau1. Comparaison entre le gaz de pétrole liquéfié et le gaz naturel

Gaz de pétrole liquéfié	Gaz naturel
Plus lourd que l'air	Plus léger que l'air
Stockage a l'état liquide	Stockage a l'état gazeux
T auto* =420°C	T auto* =540°C

I-2-5-Classification des réservoirs :

Les réservoirs peuvent classer en plusieurs catégories selon (i) La matière de construction, (ii) Le mode d'exploitation, (iii) La position par rapport au niveau du sol et (iv) La forme. Letableau suivant regroupe les différentes classes de réservoirs.

Tableau 2. Différentes classes de réservoirs

Paramètre de classification	Type de réservoir
La matière de construction	En acier, en béton, en matière souple
Le mode d'explosion	Réservoir fixe, réservoir mobiles (montés sur engins de transports, camions, citerne), réservoirs semi fixe (réservoirs démontables).
La position par rapport au niveau du sol	Réservoirs aériens (réservoirs en charge), réservoirs semi enterrés, réservoirs enterrés (distribution l'essence par exemple).
La forme	Réservoirs cylindriques, Réservoirs sphériques, réservoirs cylindriques à base semi sphériques, réservoirs sphéroïdaux (type béton).

Les données fondamentales des calculs des résistances qui tendent à la recherche de Construction acceptable (le plus économiques) sont déterminées par les caractéristiques des Produits à stocker ; c'est pourquoi il est convenu de ranger les produits pétroliers en trois classes suivant leur volatilité. Chaque classe correspondant à des types de réservoirs qui se différencient essentiellement par leur pression de service. Le tableau 3 illustre Les différents types de réservoirs par leur pression de service.

Tableau 3. Les différents types de réservoirs par leur pression de services

Classe1	Classe2	Classe3
Tension de vapeur aux T° de stockage < 1 kg/cm ² (propane correspond réservoir cylindrique à fond semi sphériques)	Tension de vapeur < a 1kg/cm ² (butane correspond en réservoir sphérique).	Tension de vapeur < 1kg/cm ² : mais non négligeable : (pétrole brut).
Réservoirs type g1	Réservoirs type g2	Réservoirs type g3
Réservoir en phase gazeuse nulle ou très réduites à toit flottant. Réservoirs dit (à haute pressions) <ul style="list-style-type: none"> • 5kg/cm² en dépression. • 150g/cm² en pression. 	Réservoirs dit (moyen pression) normalisés. Soupapes tarées a : <ul style="list-style-type: none"> • 5g /cm² en dépression • 25g/cm² en pression . 	Les produits dont la tension de vapeur est négligeable ou presque nulle. Le types des réservoirs et soupapes tarées a : <ul style="list-style-type: none"> • -2.5g/cm² en dépression

I-2-6-Type des bacs

Les hydrocarbures sont classés en fonction de leur point d'éclair, ils seront entreposés dans différents types de bacs.

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

I-2-7-Les réservoirs du stockage des hydrocarbures :

-Les principaux réservoirs de stockage des hydrocarbures liquides :

Le plus souvent, les hydrocarbures liquides sont stockés dans des réservoirs cylindriques verticaux à fond plat que l'on peut différencier par le type de couverture où on distingue :

-Les réservoirs à toit fixe :

Ce type de réservoirs présente les avantages offerts par le toit à ponton en ce qui concerne l'évaporation et le toit fixe protège les intempéries. Le bac est simple dans sa conception, l'écran intérieur (en feuille d'acier ou d'aluminium) a la forme d'une cuvette inversée et ne nécessite pas de système de drainage ou d'évacuation de la neige. Cette famille des réservoirs est la plus classique. Le toit fixe permet d'assurer une meilleure conservation des liquides volatils, dangereux ou polluants.

La zone entre le niveau du liquide et le toit forme un espace où on peut s'accumuler de l'air carburé. Cette situation entraîne des pertes par évaporation très sensibles avec les produits à tension de vapeur élevée. En raison de cet inconvénient, les réservoirs à toits fixes sont réservés de préférence au stockage des produits peu volatils ou lourds, tels que le gasoil, et les résidus dont les tensions de vapeur sont nulles aux températures habituelles de stockage.

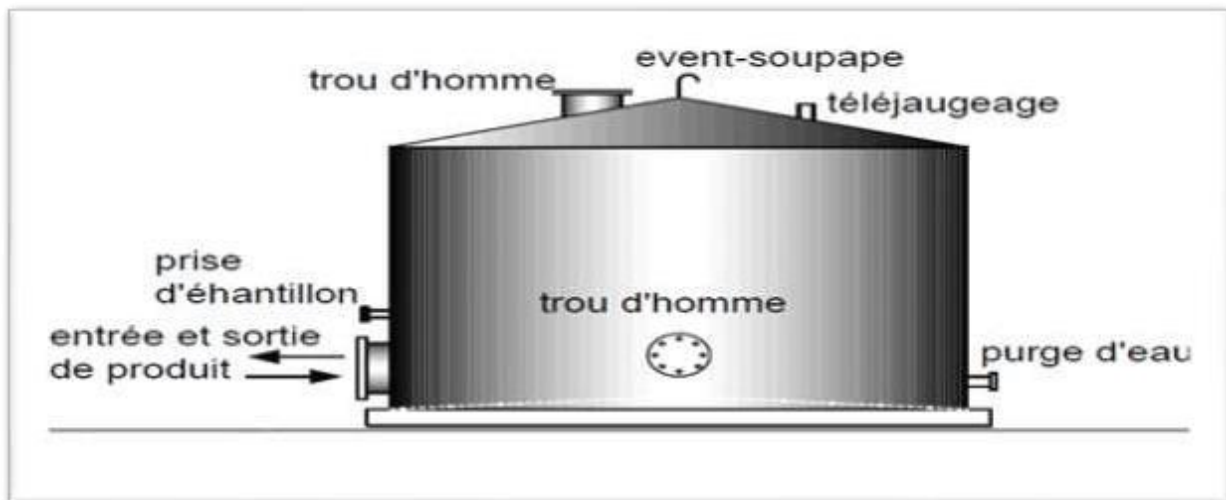


Fig.1 : les bacs à toit fixe

-Les réservoirs à toit flottant :

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 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. 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 d'éclair est inférieur ou égal à 55 °C. C'est le cas, par exemple, des pétroles bruts, des naphthas et des diverses essences et carburants.[4]

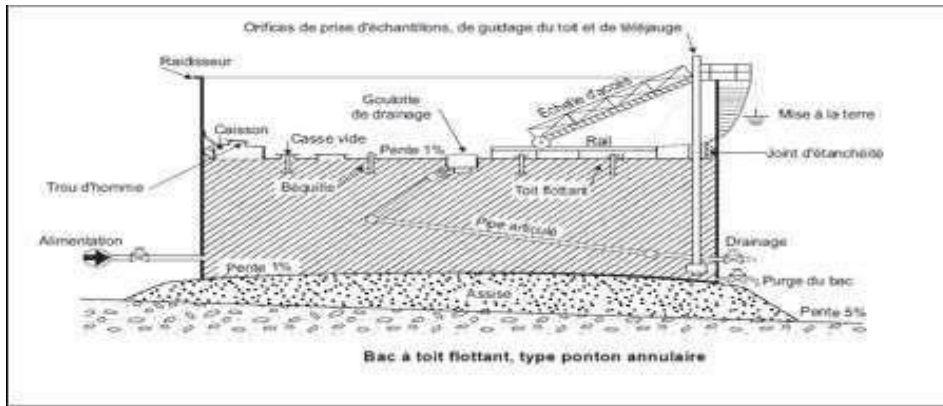


Fig. 2 : les bacs a toit flottant

-Les réservoirs à toit fixe et écran flottant :

Un écran flottant est un toit flottant interne, à l'intérieur d'un réservoir à toit fixe. Les réservoirs sont bien adaptés pour le stockage des produits volatils qu'il faut préserver où dont il faut limiter l'émission de vapeurs.

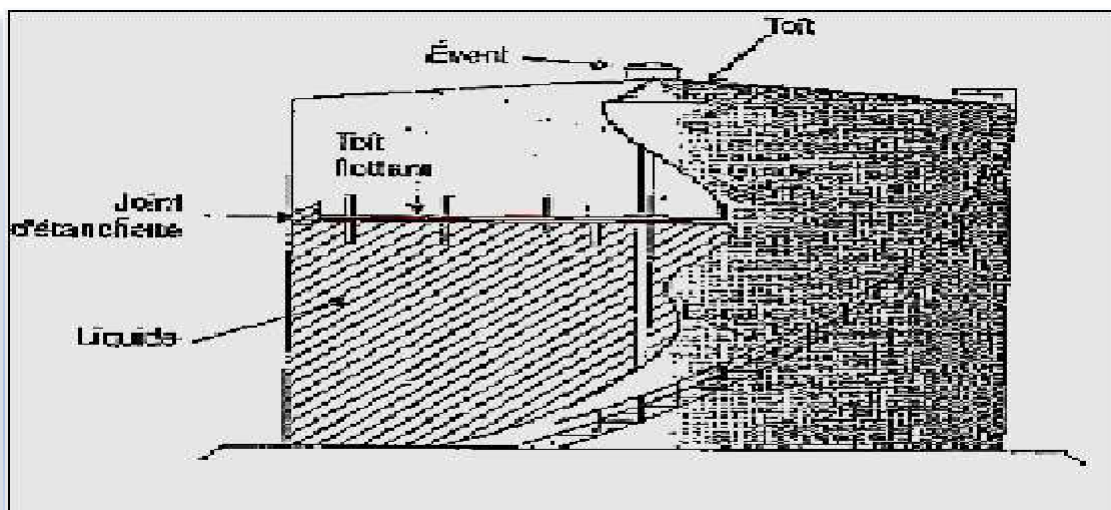


Fig.3. Réservoir a toit fixe et écran flottant

-Les principaux réservoirs de stockage des gaz :

- **Les réservoirs avec fond sphérique :**

Ces réservoirs, se différencient seulement des précédents par la présence d'un fond à profil sphérique. Ils peuvent accepter des pressions plus importantes que les réservoirs à fond plat, mais avec des capacités plus réduites. Ces réservoirs sont systématiquement équipés de soupapes de sécurité installées au point haut de toit.

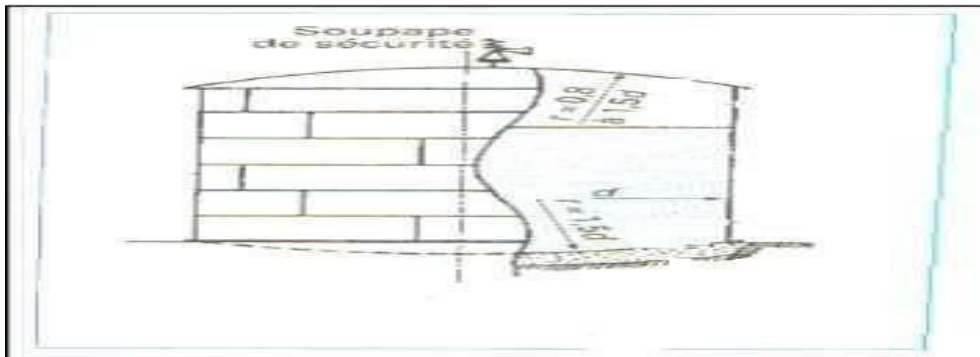


Fig.4. Réservoir avec fond sphérique

- **Les réservoirs 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 également des produits plus volatils comme, par exemple, l'iso pentane.

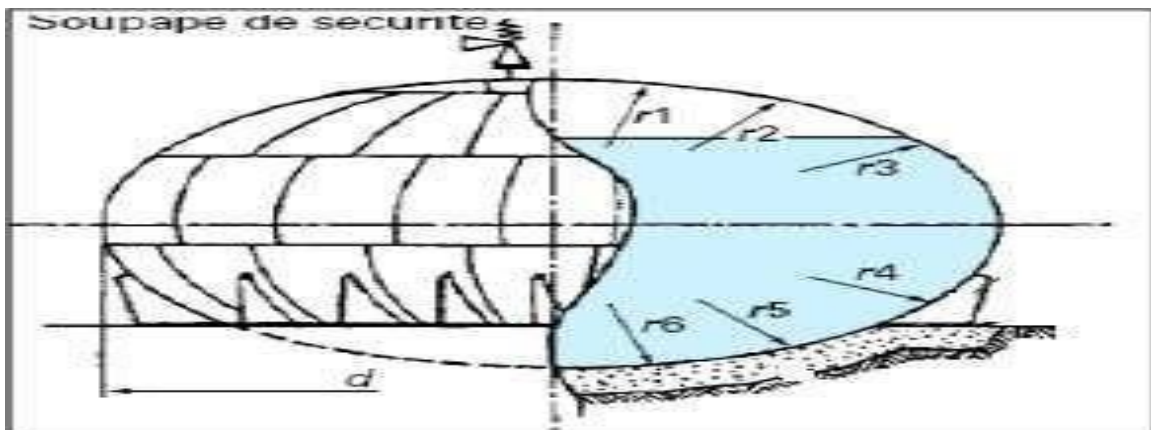


Fig.5. Réservoir sphéroïde

- **Les réservoirs type-ballons cylindriques horizontaux**

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. Dans ces enceintes, le produit est à la fois présent sous forme liquide et gazeuse. Le stockage de ces gaz liquéfiés est effectué sous des pressions effectives qui restent en général inférieures à 30 bars, pour la plupart des gaz et pour une température maximale d'étude de l'ordre de 50°C.

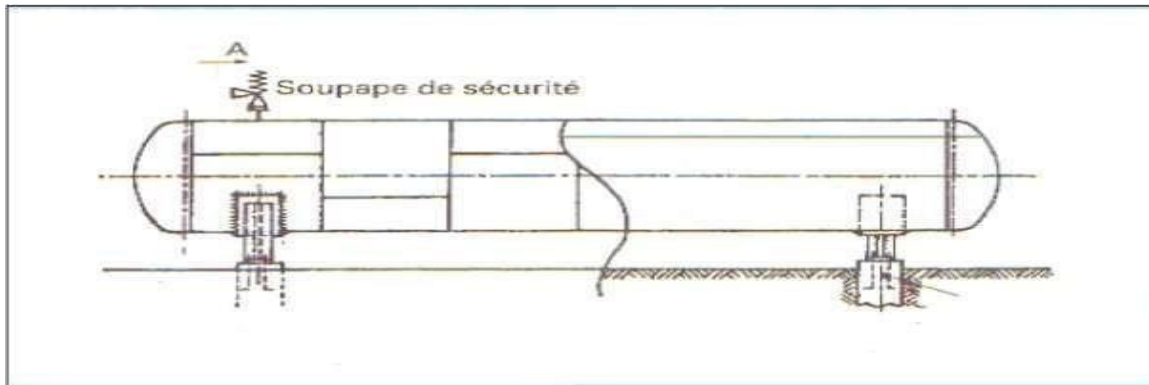


Fig.6. Ballons cylindrique horizontaux

- **Les réservoirs type-sphères :**

Cette catégorie de réservoirs représente la forme idéale pour les stockages sous forte pression. Elles permettent de réaliser économiquement des capacités importantes. Les sphères sont largement employées pour les stockages importants de gaz liquéfiés sous forte pression (pressions effectives en général inférieures à 30 Bars). C'est la forme idéale pour résister à la pression. 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. 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.



Fig.7. Réservoir Type-sphères

I-2-8-Les accessoires, conception, construction, et constitution des réservoirs :

***Les accessoires des réservoirs :**

Afin d'avoir un réservoir dans les normes, il faut qu'il ait accompagné à certains accessoires surtout sur le plan d'accès, de contrôle et de sécurité.

-Accessoires d'accès :

- Escaliers, de forme hélicoïdale ou verticale, destinées aux opérations de vérification, de contrôle, et de réparation et d'entretien.
- Echelle basculante. Celle-ci change de position lorsque le toit se déplace pour un toit flottant.

- Trous d'homme, ceux-ci permettent l'accès à l'intérieur du réservoir des agents d'entretien, de nettoyage et de réparation. Il existe deux types d'accès : (1) Accès au réservoir à partir dutoit et (2) Accès à partir de la robe du réservoir.[6]

-Accessoires de contrôle :

- **Manomètre** : Le manomètre d'indication de pression permet de maintenir la pression à l'intérieur du bac constante, de contrôler la pression d'épreuve et de vérifier l'étanchéité du bac à travers les joints soudés au cours de l'exploitation ;
- **Dispositif de prise d'échantillon** : Celui-ci sert à prendre des échantillons, à mesurer les quantités du produit et au relevé de température ;
- **Dispositif de purge** : Il sert à évacuer les impuretés qui se trouvent mélangées avec le produit au fond du réservoir. Le liquide drainé sera acheminé dans les réseaux des échanges d'huiles, puis ensuite vers un séparateur ;
- **Indicateur de niveau** : Celui-ci permet de relever le niveau du liquide dans le réservoir et au comptage du volume du produit au remplissage ou à la vidange de celui-ci. La détermination de la hauteur du produit dans le réservoir est réalisée avec les indicateurs de niveau à flotteur qui suit le niveau du liquide ;

Dans le cas où il n'y aurait pas de flotteur on détermine le niveau du produit à l'aide d'une jauge manuelle.[6]

-Accessoires de sécurité :

Dans cette famille des accessoires on distingue :

- **Vannes de sécurité**

Elles sont destinées à protéger le réservoir contre les surpressions et les dépressions. Elles sont au nombre de 2. La vanne de sécurité pour la zone annulaire se trouvant entre le toit et la robe (toit flottant) et la vanne de décharge automatique.

- **Dispositifs d'alarme NH et NB**

Ceux-ci émettent un signal sonore dès que le produit atteint son niveau haut (NH) ou son niveau bas (NB).

- **Cuvette de rétention**

C'est une capacité destinée à recevoir les produits pétroliers s'écoulant accidentellement des réservoirs (construite en remblais de terre de 0.70 m de haut ou en mur de maçonnerie). Les cuvettes qui contiennent plusieurs réservoirs doivent être divisées en compartiments dont le

nombre est déterminé en fonction de la capacité totale des réservoirs. Dans les cas de cuvette de capacité supérieure ou égale à 80000 m³ celle-ci est compartimentée de façon que chaque compartiment Contienne, soit un seul bac d'une capacité supérieure ou égale à 20000 m³ soit un ou plusieurs réservoirs de capacité globale inférieure ou égale à 20 000 m³. [3]

-Accessoires de réchauffage :

Dans certain cas les produits stockés ne peuvent être pompés qu'en diminuant leur Viscosité pour permettre leur écoulement et diminuer ainsi les frais de pompage. On utilise comme fluide de réchauffage soit la vapeur d'eau soit de l'huile en circuit fermé. Un système de réseau en serpentin placé sous les bacs assure une répartition équilibrée de la température de réchauffage. Les réservoirs étant en contact direct avec l'atmosphère on réduit les pertes en plaçant un système de calorifugeage composé de la laine de verre sur le réservoir. [6]

-Accessoires de mélange :

Il est courant d'avoir à effectuer des mélanges de produits de base. Les deux techniques suivantes sont utilisées :

- **Mélange par circulation**

Les produits, préalablement mélangés en ligne, sont refoulés à la base du réservoir où La tubulure d'admission comporte à l'intérieur de la virole un convergent diriger vers le centre et le haut, et jouant le rôle de lance, le jet liquide, violent qu'il provoque met en mouvement toute la masse du produit en créant des courants qui brossent l'ensemble.

- **Le mélange mécanique**

Il est préféré dans le cas des réservoirs de faible capacité ou encore les bacs à brut.

Pour éviter la sédimentation. On utilise soit des turbines, soit des hélices. Dans certain cas deux ou des produits doivent être mélangés dans le réservoir afin d'obtenir mélange homogène. On installe pour cela des hélices entraînées par moteur électrique. On peut aussi appliquer le système de circuit fermé ou de réservoir vers réservoir. [6]

-Accessoire d'entrée et de sortie du produit :

Ce sont des tubulures assez résistantes équipées de vannes à simple ou à double Opércule et fixées sur la paroi du réservoir. Des dispositifs de (by-pass) permettant d'égaliser la pression qui s'exerce sur le clapet pour faciliter son ouverture. [6]

-Accessoires de nettoyage :

Des tubulures de purge équipent les réservoirs pour évacuer les eaux de décantation. L'évacuation des boues qui ne peut se faire par ces dispositifs sera réalisée lors du nettoyage

duréservoir par les trous d'homme.[6]

-Conception des réservoirs de stockage :

- **Implantation des réservoirs de stockage :**

L'espacement des réservoirs est fonction de leur capacité, de leurs accessoires et des équipements de protection contre l'incendie.

En règle générale, les distances minimales recommandées entre les robes de réservoir sont les suivantes :

- 1/3 du diamètre pour les réservoirs à toit flottant.
- 1/2 du diamètre pour les réservoirs à toit fixe.

- **Cuvettes de rétention des réservoirs du stockage :**

Une cuvette de rétention est une capacité destinée à recevoir les hydrocarbures s'écoulant accidentellement d'un ou des réservoirs.

Une telle capacité peut être obtenue par délimitation d'un espace de terrain autour d'un réservoir ou plusieurs à l'aide de merlons.

Lorsqu'une cuvette de rétention contient un seul réservoir d'hydrocarbure liquide de catégorie « B », « C », et « D », sa capacité utile doit être au moins égale à la capacité du réservoir.

Lorsque plusieurs réservoirs sont groupés dans une même cuvette, la capacité utile de celle-ci doit être au moins égale à la plus grande des deux valeurs ci-après :

- 100% de la capacité du plus grand réservoir.
- 50% de la capacité globale des réservoirs.

- **Merlons en terre :**

- Leurs hauteurs maximales sont égales à 3m.
- Les merlons doivent être calculés pour résister à la poussée des hydrocarbures.
- Pour mieux réaliser l'étanchéité, on emploie une couverture de 30cm d'argile sur les talus intérieurs.
- Seront de section trapézoïdale avec une largeur en crête minimale de 0,80m de talus de pente de 1/1,5mm (verticale/ horizontale). De pente égale à l'angle du talus.
- La voie d'accès pour les engins de nettoyage est de 4m de largeur avec une pente maximale de 12%.

-Construction des réservoirs de stockage :

- Avant leur mise en service, les réservoirs subissent un essai hydraulique (un barimage) de résistance et d'étanchéité.
- Pour les toits fixes, le niveau de l'eau lors de l'essai hydraulique doit se trouver à 0,10m au-dessus de la hauteur maximale du niveau admis pour le service normal.
- Les réservoirs à toit fixe sont conçus de telles sortes qu'en cas de surpression accidentelle,

ladéchirure se produit à la jonction du toit et de robe.

- Toutes précautions préalables sont prises concernant la stabilité et la résistance de l'assiseque la tenue aux conditions climatiques locales.

- **Constitution des réservoirs de stockage :**

Tous les bacs sont constitués par les composants suivants :

- (6/10) colonnes montantes et déversoirs.
- 01 échelle.
- 01 escalier hélicoïdal.
- 01 galette.
- 01 garde-fou
- 01 joint d'étanchéité robe/toit.
- 01 plateforme d'accès.
- 01 porte de visite.
- 01 prise d'échantillon.
- 01 raidisseur.
- La robe.
- 01 réseau à mousse.
- 01 toit fixe ou flottant.
- Trous d'homme.
- 01 vanne auto-mécanique de remplissage et de vidange.
- 01 vanne de purge d'eau décantée.
- 01 vanne de purge de pluie.

II.2. Les équipements de sécurité d'un bac de stockage :

Un bac de stockage doit être menu par :

- **Les événements :** Ils sont installés sur le toit et permettent l'ouverture vers l'atmosphère
- **Les arrêts flamme :** Ces appareils sont destinés à empêcher la pénétration d'une flamme dans le réservoir.

- **La mise à la terre :** Elle doit être en cuivre avec une faible résistance.

- **Les installations à mousse :** Deux types d'installation à mousse sont utilisés : Centrale à mousse fixe et Centrale à mousse mobile

Pour un feu de surface, la mousse est projetée à l'aide d'une lance à mousse.

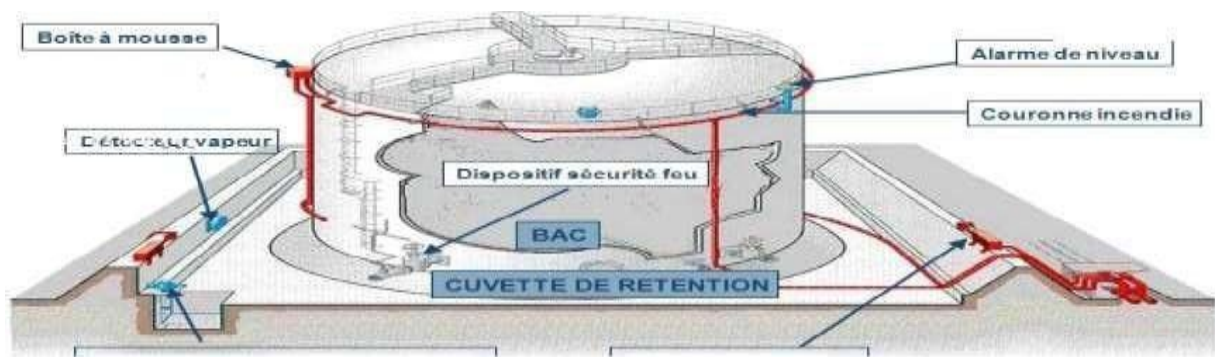


Fig.8 : les équipements de sécurité d'un bac de stockage

II.3. Les risques liés au stockage des hydrocarbures :

- **Le risque de corrosion :**

Le phénomène de corrosion est observé au niveau des bacs de stockage des Hydrocarbures (corrosion des fonds des bacs), la conséquence d'un tel phénomène se résume En particulier dans l'insécurité des installations (fuite des produits hautement inflammables) et les dépenses importantes d'entretien qui en résultent.

On distingue trois types de corrosion, chimique, électrochimique et bactérienne. Pour la lutte contre la corrosion plusieurs méthodes sont utilisées à savoir : les revêtements, l'apport des électrons des inhibiteurs de corrosion et les bactéricides.

La protection passive du réservoir se fait par application d'une couche de peinture Accompagnée d'une protection cathodique par anode sacrificielle. La protection extérieure du réservoir est obtenue par soutirage du courant (protection cathodique). Un poste de soutirage comprend un redresseur de courant et un transformateur dont le pôle positif est connecté à une prise de terre appelée déversoir et le pôle négatif aux structures à protéger. Les déversoirs sont constitués, soit de ferrailles abandonnées (rail) soit d'anode en graphite ou en matériaux présentant une bonne tenue à la corrosion tel qu'aluminium, magnésium, la distance minimale pour la disposition des anodes de protection est de 3 m du réservoir. La surface intérieure du fond du réservoir n'est pas protégée cathodiquement, mais il prévoit une couche de résine époxyde contre la corrosion interne due à la composition chimique du produit stocké telle que : teneur en soufre, et les sels.

- **Le risque mécanique :**

Ce risque est dû probablement aux mouvements des toits flottants durant le stade initial du remplissage d'un bac avec un hydrocarbure à bas point d'éclair -20°C. On distingue les sortes suivantes :

- **Le risque issu d'une fuite importante :**

Dans le cas d'un reculement de liquide important, il faut introduire de l'eau dans le Réservoir jusqu'au niveau de la fuite (si celle-ci est située au bas du réservoir). Si la fuite est en haut du réservoir il n'y a pas souvent assez de place, dans ce cas il faut procéder au soutirage du produit.

- **Le risque de débordement d'un réservoir :**

Le débordement d'un réservoir constitue, généralement un défaut de surveillance où l'expansion thermique (phénomène de BOILOVER). Pour éviter ce risque, on doit donner lieu à des mesures particulières effectuées dans un ordre déterminé, à savoir :

- Arrêter le remplissage ;
- Mettre en fonction le circuit de refroidissement ou arroser à la lance le toit et la paroi du réservoir ;
- Recouvrir le produit se trouvant dans la cuvette par une couche de mousse de protection ;
- Nettoyer des arrêtes flammes, probablement encrassées avant remise en service
- En cas de fuite importante sur la paroi, il faut procéder à la vidange du réservoir et pomper en même temps dans une citerne, les hydrocarbures se trouvant dans la cuvette ;
- En cas de fuite par le fond procéder comme précédent et maintenir une garde d'eau, en cas de fuite non visible à la partie inférieure du réservoir (en attendant le vidage de celui-ci).

- **Le risque de pression :**

Lors du remplissage d'un réservoir, il est impossible d'éviter la mise en communication de la phase gazeuse avec l'atmosphère car le réservoir n'est pas calculé pour résister à de telles variations de pression, de même les variations de température :

- Pour les réservoirs d'hydrocarbure on se contente de prévoir de simples événements pour la mise à l'atmosphère ;
- Pour les réservoirs d'hydrocarbure type A-B, l'utilisation des soupapes de sécurité est obligatoire.

- **Risque de surpression (la température de stockage ou transport)**

Un produit liquide stocké ou transporté émet des gaz dont la pression dépend de la température à laquelle le réservoir ou conduit est porté. Les gaz émis occupent plus de volume qu'à son état liquide, il y aura par conséquent un excès de pression exercée sur les parois du conduit réservoir par ces gaz. La conséquence d'une surpression est un

phénomène très

dangereux appelé « BLEVE ou fissure ».[5]

- **Le risque d'électricité statique :**

Les opérations de stockage des produits volatils dans les bacs à toit flottant présentent Sur ceux à toit fixe, le grand avantage de supprimer l'atmosphère gazeux au-dessus du liquide et en supprimant les pertes réduisent les risques d'incendie et d'explosion.

Le problème de l'électricité statique formé par le frottement des gouttelettes d'hydrocarbures les unes sur les autres et sur l'air de remplissage surtout en pluie est réglé en prévoyant des mises à la terre et des connections électriques de telle façon que l'écoulement des charges soit assuré dans de bonnes conditions.

- **Le risque de foudre :**

C'est une manifestation de l'électricité atmosphérique, comportant une décharge Électrique accompagnée d'une vive lumière (éclair) et d'une violente détonation. Le tonnerre peut provoquer des feux aux événements des bacs de stockage à toit fixe et aux joints de bacs à toit flottant.

- **Le risque d'incendie :**

L'incendie est une combinaison qui se développe généralement d'une manière Désordonnée et sans que l'on puisse le contrôler entre un comburant et un combustible en présence d'une source d'énergie, les différentes sources d'incendie au niveau du bac de stockage, peuvent être de plusieurs origines chimiques, électriques, physique et thermique. Pour la lutte contre ce type d'incendie il faut supprimer l'un des deux éléments : le combustible ou le comburant.

La localisation de l'incendie peut à lieu à différents niveaux, parmi lesquels on cite :

- **a) Incendie des caniveaux de tuyauteries**

Étant donné la longueur des tuyauteries, l'utilisation des générateurs des mousses Avec un débit continu est le moyen le plus adéquat à ce genre d'incendie, l'opération se fait par l'introduction de cette dernière (mousse) à une extrémité de la tuyauterie en laissant s'écouler d'elle-même.

- **b) Incendie de cuvette**

Les incendies de cuvette doivent être éteints immédiatement et ceci afin d'empêcher L'échauffement du réservoir, pour la même raison, les réservoirs voisins d'un foyer situé sous la même direction du vent d'un réservoir en flamme doivent être refroidis. La meilleure façon de protéger les réservoirs voisins d'un réservoir en feu et la suivante :

- Recouvrir de mousse la paroi exposée au feu de réservoirs voisins à celui qui

brûle par ruissellement ;

- Arroser la robe du réservoir en fin.

- **c) Incendie aux événements d'un réservoir**

Dans ce cas-là, il est déconseillé de vider le réservoir.

- **d) Incendie des réservoirs à toit fixes**

Dans ce cas l'incendie est généralement consécutif à une explosion provoquant l'arrachement complet ou partiel du toit, pour la lutte contre ce type d'incendie il faut :

- o Mettre en service le système fixe d'injection de mousse (il doit être utilisé voir Compter par des projections de mousse provenant des engins autonomes) ;

- o Refroidir simultanément les parois du réservoir dès le début de l'intervention et jusqu'à l'extinction, en limitant l'introduction d'eau à l'intérieur du réservoir.

- **e) Incendie des réservoirs à toit flottant**

L'incendie d'un réservoir à toit flottant est généralement localisé à ces débuts à la périphérie du toit, pour lutter contre cet incendie, deux cas sont envisageables à savoir :

- Si l'incendie est peu important, l'extinction envisagée à l'aide d'extincteurs Portatifs

- Si l'incendie est important et que le toit a été détérioré (ou coulé) l'extinction

S'obtiendra au moyen de la mousse projetée depuis le bas tout en refroidissant la paroi.

- **Incendie des réservoirs sous pression**

Pour cet incendie, deux possibilités peuvent se présenter à savoir :

- Flammes de couleur rouge orangé, brûle régulièrement assez mollement en mettent une épaisse fumée noire, l'atmosphère excisant à l'intérieur du réservoir est trop riche en vapeurs inflammables pour pouvoir s'enflamme ;

- Flamme de couleur bleu verdâtre, courte et crépitant avec ou sans fumée, dans ce cas l'atmosphère à l'intérieur du réservoir est entre les limites d'inflammabilité, le feu reste à l'intérieur du réservoir.

II.4. La prévention du risque lié au stockage des hydrocarbures :

- Demander systématiquement au fournisseur de joindre la fiche de données de sécurité au produit

- Prendre connaissance de l'étiquetage du produit (notamment sur les précautions d'emploi et de stockage)
- Mettre en place des mesures organisationnelles : gestion des stocks et des flux entrants et sortants, séparation des produits incompatibles, rayonnages non surchargés, contrôle d'accès, règles de déstockage et d'élimination des produits inutiles et périmés, ...
- Regrouper les produits de même nature à l'aide de leurs étiquetages
- Stocker une quantité minimum et nécessaire de produits aux postes de travail
- Disposer d'un local de stockage de préférence à l'extérieur à une dizaine de mètres du bâtiment, afin de limiter la propagation d'un éventuel incendie et faciliter l'intervention des secours, à défaut :
- Disposer d'un local de stockage au même niveau que le laboratoire ou l'atelier (afin d'éviter les passages difficiles : escaliers, sous-sol mais aussi en hauteur...)

- Assurer un rangement et une conception du local de stockage optimale pour éviter la création de risques supplémentaires (chutes, réactions dangereuses)
- Équiper le local de moyens de prévention et de lutte contre l'incendie (extincteurs adaptés, installation de lutte incendie, système de désenfumage...) et contre les déversements accidentels (rétentions, produit absorbant).
- Assurer une ventilation et un conditionnement d'air adéquat
- Mettre à disposition immédiate du personnel les moyens de traitement appropriés (douche de sécurité, lave œil...)
- Se munir des équipements de protection individuelle systématiquement lors de la manipulation et du transfert du produit (protections individuelles : gants, lunettes...)
- Informer les salariés sur les risques chimiques encourus et les moyens de s'en prémunir (précautions et mesures à respecter en cas d'incident et/ou d'accident)
- Ne pas stocker d'aliments ou boissons dans les réfrigérateurs, congélateurs, chambres froides et étuve où sont stockés des produits chimiques et vice-versa (risques d'intoxications, d'anoxie, d'incendie et d'explosion). [3]

Conclusion :

La sécurité industrielle liée au stockage des hydrocarbures essaye dans la mesure du possible de maintenir dans les installations une probabilité minimale d'accidents et d'éviter des conséquences Majeures sur le plan matériel et surtout humain.

I. Transports des hydrocarbures :

Introduction :

L'activité industrielle nécessite la fabrication et l'utilisation de matières dangereuses (MD), mais aussi le transport de celles-ci entre les installations fixes. Plusieurs facteurs augmentent les risques liés au transport et à l'utilisation de ces matières.

III.1. Les modes de transport :

Le transport de matières dangereuses (TMD) peut s'effectuer par voie routière, ferrée, maritime, fluviale ou aérienne. Il est régi par des accords internationaux mais également par des spécificités nationales fixant les règles de ce transport.

Transport maritime :

La massification du transport La croissance des échanges dans le monde a été facilitée par les possibilités de massification offertes par le transport Maritime. C'est un moyen de transport adapté aux matières pondéreuses transportées sur de longues distances par de gros navires. Les premiers navires destinés au transport du pétrole furent mis à l'eau en 1889. Leur capacité ne dépassait pas 3000 tonnes. Aujourd'hui, environ 3200 pétroliers sillonnent les mers. Les plus gros (tankers) transportent plus de 400000 tonnes de pétrole brut. La principale caractéristique d'un pétrolier est le compartimentage en citernes séparées, qui permet de transporter différentes sortes de pétrole ou de produits pétroliers tout en assurant la stabilité du navire.

Transport ferroviaire :

A l'intérieur d'un pays, la distribution des produits pétroliers s'effectue en grande partie par la route ou par rail. Ces deux modes de transport sont efficaces en raison de leur commodité et du volume de produit à transporter. Le camion est plus utilisé dans les agglomérations et en campagne. Le transport par rail est plus sûr et plus écologique que le transport sur route. Selon les capacités de chargement de la raffinerie et de réception du dépôt, selon les capacités du réseau ferroviaire, les trains à charger peuvent être des trains techniques, cas le plus fréquent (20 wagons, soit une charge utile de 1200 t), ou des trains lourds (40 wagons et 2400t).

Transport aérien :

Si le transport de marchandises par voie aérienne représente une part infime (inférieure à un pour cent) du fret transporté dans le monde, il croît rapidement. En outre, les préoccupations suscitées par les émissions des aéronefs se renforcent avec l'inquiétude grandissante que fait naître le réchauffement de la planète. Le fret acheminé par voie aérienne justifie ainsi une réflexion qui dépasse son importance actuelle comme moyen de transport. Le transport aérien

peut menacer l'environnement de trois façons importantes. Les émissions des aéronefs lors des décollages et des atterrissages contribuent à la fois à la pollution atmosphérique classique et au réchauffement de la planète. Les rejets au cours du vol participent au réchauffement de la planète. Le bruit, la pollution, les encombrements et autres questions associées à l'occupation du sol créent des difficultés majeures autour des aéroports. Il est toutefois difficile d'établir un lien entre ces répercussions et le fret aérien. L'on estime que deux tiers des marchandises acheminées par voie aérienne le sont par des vols commerciaux transportant des passagers, et les projections relatives aux augmentations du fret aérien devraient suivre dans une large mesure la même tendance. Il est simple d'imputer les coûts du bruit et de la pollution atmosphérique produits par le tiers des marchandises transportées par voie aérienne dans des aéronefs cargos. Cependant, pour les deux tiers acheminés dans des avions transportant des passagers, il s'avère malaisé de déterminer les externalités dues au fret et celles imputables aux voyageurs.

Transport routière :

Les incidences du camionnage sur l'environnement ont suscité un grand intérêt en particulier si on le compare aux conséquences du transport par voie ferrée. Le camionnage représente une menace pour l'environnement par la pollution atmosphérique et le bruit qui en sont les deux principales sources quantifiables. En outre, l'utilisation de poids lourds porte atteinte à l'environnement dans le domaine de l'occupation des sols et également par les répercussions des accidents. Dans le premier cas, les questions d'ordre général ont été examinées précédemment en tenant compte des différents milieux naturels. Une analyse plus approfondie des problèmes par mode de transport demande une étude des conditions locales qui dépasse le champ d'application du présent rapport. Dans le deuxième cas, les données portent essentiellement sur le coût en vies humaines des accidents plutôt que sur leurs incidences sur l'environnement dans l'acception plus étroite du terme ; par conséquent cette question ne sera pas abordée dans le présent rapport. Le transport par la route est nécessaire pour ravitailler les stations-service et les immeubles chauffés au mazout ; les camions – citernes approvisionnent ainsi directement les consommateurs à partir des ports, des raffineries ou des dépôts pétroliers. La majorité des expéditions par route concerne les produits lourds (bitumes, fuels lourds) qui ne peuvent être transportés par oléoduc sauf exception en cas d'utilisation d'oléoducs réchauffés pour des clients situés à proximité de la raffinerie. Du point de vue intérêt, on peut dire que le Transport Routier est d'une grande importance (pour la distribution) et surtout pour les produits raffinés. Ce mode transport se caractérise par des quantités unitaires plus faibles que d'autres modes et une très grande souplesse. Il concerne aussi bien l'approvisionnement des

détaillants (stations-service, petits dépôts des revendeurs alimentés par semi-remorques de 40 tonnes) que celui des consommateurs (domestiques).

Transport par conduites (canalisation) :

On utilise les pipelines essentiellement pour transporter des produits pétroliers et du gaz naturel. Les pipelines assurent la quasi-totalité du transport des produits liés au gaz naturel. Des conduites relativement courtes transportent aussi d'autres produits comme l'ammoniac anhydrique (un engrais), le propane, le butane, d'autres substances chimiques et même de l'encre ; cependant ces canalisations sont tout à fait mineures par rapport aux pipelines transportant le pétrole et le gaz. Les oléoducs et les gazoducs représentent trois types de risques pour l'environnement : accidents, émissions de polluants dans l'atmosphère et menaces de morcellement de l'habitat des écosystèmes traversés.

Le transport par canalisation en Algérie :

Le transport par canalisation en Algérie est géré par l'entreprise nationale dénommée ' TRC ' (Transport par canalisation) dont le siège est situé à Sidi Arsine, Baraki, Alger. Cette entreprise est représentée sur tout le territoire national par des directions régionales. La structure d'exploitation de TRC gère un réseau qui totalise 11Gazoducs et 15Oléoducs (Pétrole, Condensât, GPL) ; d'autres ouvrages rentreront en exploitation dans le proche avenir. Cette gestion est assurée par les Divisions Exploitation et Maintenance. Quant à la construction de nouvelles installations, celle-ci est assurée par la Division Développement. La longueur totale de pipeline est de 17500kms environ.[7]



Fig.1 : Réseau de transport des hydrocarbures

III.2. Les risques liés aux transports des hydrocarbures par canalisation :

III.2.1. Risque pression et surpression :

Risque pression :

Dans la capacité de stockage et transport, le risque pression est le plus fréquent car ce dernier est la cause principale de certains accidents. Parmi les causes du risque pression :

- L'augmentation de la pression du liquide ;
- Pertes des caractéristiques mécaniques du réservoir ou conduit.

Risque de surpression (la température de stockage ou transport) :

Un produit liquide stocké ou transporté émet des gaz dont la pression dépend de la température à laquelle le réservoir ou conduit est porté. Les gaz émis occupent plus de volume qu'à son état liquide, il y'aura par conséquence un excès de pression exercée sur les parois du conduit réservoir par ces gaz. La conséquence d'une surpression est un phénomène très dangereux appelé « BLEVE ou fissure ».

III.2.2. L'éclatement :

Un éclatement est l'incident le plus grave qui puisse survenir sur une canalisation de transport d'hydrocarbures dans la mesure où il peut générer à la fois du danger pour les biens et les personnes, des pertes économiques importantes pour l'entreprise, des perturbations de l'exploitation de l'ouvrage, un coût relativement élevé pour sa réparation et des conséquences sur l'environnement. Il consiste en l'endommagement de la paroi de la conduite depuis sa déchirure sur quelques dizaines de centimètres, longitudinalement, transversalement ou en spirale jusqu'à sa rupture franche sur plusieurs mètres ou même dizaines de mètres. C'est un évènement subit, incontrôlable et imprévisible qui entraîne le plus souvent une perte importante de produit (plusieurs centaines ou milliers de mètres cube pour les liquides et des millions de mètres cubent pour les gaz). Sauf dans certains cas exceptionnels, un éclatement est généralement décelable, peu de temps après sa survenance, à partir des modifications des paramètres de fonctionnement de l'ouvrage que sont le débit et la pression. Lors d'un éclatement sur une canalisation on constate généralement une augmentation sensible du débit et une chute de la pression dans la canalisation, à la sortie de la station située en amont du point d'incident. Ceci s'explique par la variation des pertes de charge qui survient dans la conduite après l'éclatement. A l'entrée de la station située en aval le débit et la pression diminuent très rapidement.

III.2.3. Risque de corrosion :

Définition :

C'est l'attaque destructive d'un métal par réaction chimique ou électrochimique avec son environnement. Les propriétés mécaniques des matériaux sont altérées la détérioration par des moyens physiques n'est pas appelée corrosion, mais suivant le cas : Erosion - Usure – **Grippage**
Environnements corrosifs Les environnements corrosifs rencontrés dans les installations pétrolières sont principalement - les gaz de combustion (SO₂, SO₃, CO, CO₂, O₂ + sels de vanadium) à haute et basse température dans les fours et chaudières.

- les acides naphthéniques et les acides polys thioniques. - l'hydrogène et l'H₂S sec ou humide à haute et basse température - l'eau, l'air, l'humidité, les sols, les vapeurs qui se condensent. - les acides minéraux (ClH, SO₄H₂, etc. ...) et les bases (NaOH, NH₄OH, etc.). - l'eau de mer (ClNa) et l'eau recerclée (bactéries).

Les différents types de corrosion : Il convient de classer la corrosion suivant les formes qu'elle revêt ; l'apparence du méta corrodé servant de base pour ce classement. 08 forme de corrosions courantes sont indiquées sans aucun ordre particulier.

- attaque uniforme ou corrosion généralisée
- corrosion galvanique ou entre deux métaux
- Corrosion par pile de concentration différentielle
- piqûres
- cavitation
- corrosion par friction
- corrosion par attaque microbienne
- corrosion sous contrainte (sous tension).

III.3. la prévention des risques liés au transport des hydrocarbures :

Depuis des années, de nombreux textes réglementaires (arrêtés, règlements, accords...), spécifiques aux différents acteurs de transport, régissent les TMD aux niveaux local, national, international ou communautaire. Ils ont pour but d'organiser un dispositif de mesures préventives le plus complet possible.

- **Cadre international** : Convention de Genève du 10/10/1989, sur la responsabilité civile pour les dommages causés au cours des TMD par route, rail, canalisations et bateaux de navigation intérieure ; Réglementation ADR, pour le TMD par route, IATA et OACI pour le TMD aérien, l'ADN, ADND et ADNR pour TMD fluvial ...
- **Cadre communautaire** : Directive 96/35/CE du conseil du 3/06/1996 concernant la

désignation ainsi que la qualification professionnelle de conseillers à la sécurité pour le transport par route, rail, canalisations, ou par voie navigable de MD...

- **Cadre national** : décret exécutif n°90-79 du 27 février 1990 portant réglementation du transport de matières dangereuses ; décret exécutif n°03-451 du 1er décembre 2003 définissant les règles de sécurité applicables aux activités portant sur les matières et produits chimiques dangereux ainsi que les récipients de gaz sous pression...

La réglementation et les contrôles :

- *) Réglementation et normalisation de la construction des citernes.

- *) Contrôles techniques réguliers des équipements de sécurité des moyens de transport et tests de résistance et d'étanchéité.
- *) Agrémentation et spécialisation des emballages ; conditionnements selon la nature des substances transportées.
- *) Réglementation particulière de la circulation et du stationnement des véhicules TMD : restrictions de vitesse et d'utilisation du réseau routier, interdiction de circulation de tous les véhicules non légers lors des grands départs en vacances (la plupart des accidents routiers de TMD sont déclenchés par la collision avec un autre usager de la route).
- *) Concernant la réglementation et normalisation de la construction des canalisations qui impose des contraintes d'occupation des sols de part et d'autre de la canalisation. La réglementation impose les prescriptions techniques et organisationnelles suivantes :
 - . La qualité de la réalisation de la conduite elle-même : métal constituant la canalisation, contrôle des tubes, qualité et contrôle des soudures, protection contre la corrosion ; renforcement des canalisations selon la densité d'occupation des sols.
 - . Les dispositifs de sécurité mis en place : vannes de sectionnement, détecteurs de fuite ou de rupture avec alarme reportée à un PC de surveillance ;
 - . Les conditions d'enfouissement de la canalisation : profondeur d'au moins 80 cm mesurée depuis la partie supérieure de la canalisation ;
 - . Les règles d'exploitation et de surveillance : surveillance 24h/24 depuis un PC centralisant les alarmes et paramètres de fonctionnement de la canalisation, surveillance périodique le long du tracé de la canalisation à pied, en véhicule ou par voie aérienne ;
 - . Les essais de tenue de la canalisation : épreuve hydraulique de tenue à la pression avant mise en service, répreuves périodiques et/ou après réparations.

L'identification des produits et des dangers :

Toutes les matières dangereuses doivent comporter un dispositif visuel d'identification. Cette

signalisation permet aux services de secours d'identifier, à distance, la marchandise transportée et les risques sous-jacents en cas d'accident.

Tab.1 : classification des matieres dangereuses selon le code ADR

Classe	Type de matière dangereuse	Etiquette de danger
1	Matières et objets explosibles	1.4, 1.5, 1.6
2.2	Gaz comprimés, liquéfiés ou dissous sous pression	
3	Matières liquides inflammables	
4.1	Matières solides inflammables	
4.2	Matières sujettes à l'inflammation spontanée	
4.3	Matières qui au contact de l'eau dégagent des gaz inflammables	
5.1	Matières comburantes	
5.2	Peroxydes organiques	
6.1	Matières toxiques	
6.2	Matières infectieuses	
7	Matières radioactives	
8	Matières corrosives	
9	Matières et objets dangereux divers	



Fig.2 : Exemple d'un panneau orange ONU

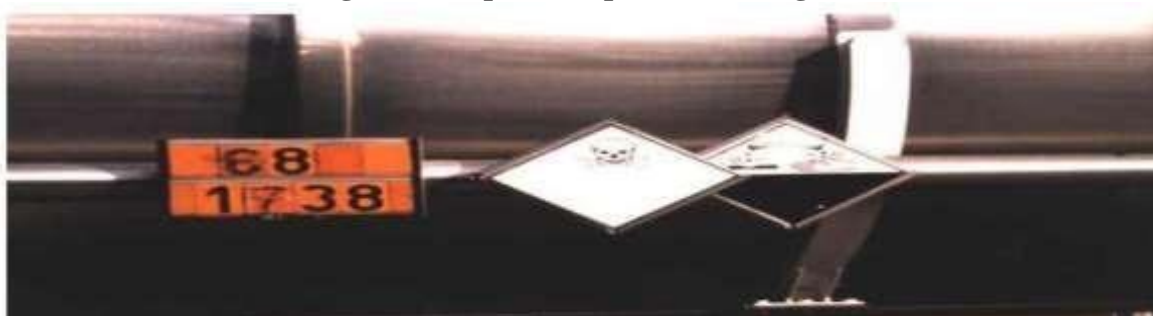


Fig.3 : Symbole et classe de matière sur une citerne.

- ❖ Des systèmes et des critères spécifiques appropriés pour classer tous les produits chimiques, selon le type et le degré de danger physique et pour la santé qui leur sont propres, pour

déterminer la pertinence des informations requises afin d'établir qu'ils sont dangereux, doivent être institués par l'autorité compétente, ou par un organisme agréé ou reconnu par l'autorité compétente, conformément aux normes nationales ou internationales.

- ❖ En ce qui concerne le transport, ces systèmes et critères doivent tenir compte des recommandations des Nations Unies sur le transport des marchandises dangereuses.
- ❖ Pour les TMD par canalisations « **Le règlement -Français- Multi fluide** » du 4 août 2006 propose une classification des fluides transportés, selon les dangers qu'ils présentent :

Tab.2 : Classification des produits transportés par canalisations selon le règlement multfluides.

Classe A	Liquides non inflammables à base d'eau
Classe B	Fluides inflammables ou toxiques en phase liquide à la température ambiante et dans les conditions de pression atmosphérique.
Classe C	Fluides non inflammables et non toxiques, en phase gazeuse à la température ambiante et dans les conditions de pression atmosphérique, y compris l'oxygène.
Classe D	Gaz combustibles au sens de l'article 4 de l'arrêté.
Classe E	Fluides autres que ceux relevant de la classe D, inflammables ou toxiques en phase gazeuse à température ambiante et dans les conditions de pression atmosphérique, qu'ils soient transportés sous forme gazeuse ou liquéfiée.
Classe A	Liquides non inflammables a base d'eau
Classe B	Fluides inflammables ou toxiques en phase liquides a la température ambiante et dans les conditions de pression atmosphériques
Classe C	Fluides non inflammableset non toxique, en phase gazeuse a la temperature ambiante et dans les conditions de pression

Etiquetage et marquage :

Tous les produits chimiques doivent être marqués de manière à permettre leur identification. Les produits dangereux doivent, en outre, être étiquetés de manière à fournir les informations essentielles au sujet de leur classification, des dangers qu'ils présentent et des précautions à prendre en matière de sécurité, et l'étiquette doit être facilement compréhensible par les travailleurs.

Les prescriptions de marquage ou d'étiquetage des produits chimiques doivent être établies par l'autorité compétente, ou par un organisme agréé ou reconnu par l'autorité compétente, conformément aux normes nationales ou internationales.

Fiches de données de sécurité :

- ❖ Pour les produits dangereux, des fiches de données de sécurité comportant les informations essentielles détaillées sur l'identification de ces produits, leur fournisseur, leur classification, les dangers qu'ils présentent, les précautions de sécurité et les procédures d'urgence doivent être fournies aux employeurs.
- ❖ Les critères applicables à la préparation des fiches de données de sécurité doivent être établis par l'autorité compétente, ou par un organisme agréé ou reconnu par l'autorité compétente, conformément aux normes nationales ou internationales.
- ❖ La dénomination chimique ou usuelle utilisée pour identifier le produit sur la fiche de données de sécurité doit être la même que celle utilisée sur l'étiquette.

Transfert des produits dangereux :

Les employeurs doivent s'assurer que, lorsque des produits dangereux sont transférés dans d'autres récipients ou appareillages, le contenu en est indiqué de manière à informer les travailleurs de l'identification de ces produits chimiques, des dangers que comporte leur utilisation et de toutes précautions à prendre pour la sécurité.

Exposition :

Les employeurs doivent :

- ❖ Faire en sorte que les travailleurs ne soient pas exposés aux produits dangereux au-delà des limites d'exposition ou des autres critères d'exposition pour l'évaluation et le contrôle du milieu de travail établis par l'autorité compétente, ou par un organisme approuvé ou reconnu par l'autorité compétente, conformément aux normes nationales ou internationales ;
- ❖ Évaluer l'exposition des travailleurs aux produits chimiques dangereux ;
- ❖ Surveiller et enregistrer l'exposition des travailleurs aux produits chimiques dangereux lorsque cela est nécessaire, pour assurer leur sécurité et protéger leur santé ou si l'autorité compétente le prescrit.
- ❖ S'assurer que les données relatives à la surveillance du milieu de travail et de l'exposition des travailleurs qui utilisent des produits chimiques dangereux sont conservées pendant une période prescrite par l'autorité compétente, et

qu'elles sont accessibles auxdits travailleurs et à leurs représentants.

L'alerte :

En raison du caractère diffus et non localisable à priori du risque TMD, il n'existe pas de signal d'alerte spécifique. En cas d'accident l'alerte serait donnée par les ensembles mobiles d'alerte (services de secours et de police dépêchés sur place) et relayée par les médias locaux.

La planification et la coordination des secours :

Selon le mode de transport considéré, seraient mis en place :

- ❖ Les **Plans de Surveillance et d'Intervention (PSI)** par les exploitants de canalisations, d'autoroutes concédées, etc.,
- ❖ Les **Plans Marchandises Dangereuses (PMD)**,
- ❖ Les **conventions expo « Transi »**, signée entre le ministère de l'Intérieur et l'Union des Industries Chimiques (UIC), pour apporter aux autorités responsables des secours aide, expertise et assistance technique spécialisée lors d'accidents de TMD,
- ❖ Le **plan ORSEC** (déclenché par le préfet) qui intègre des dispositions,
- ❖ Le **Plan Communal de Sauvegarde (PCS)**,

Ces plans destinés à mettre en place d'une part, des mesures de prévention et de sécurité et d'autre part, une organisation des secours. Ils comportent principalement :

- ✓ La description de l'installation,
- ✓ L'identification des risques,
- ✓ La mise en œuvre des moyens d'intervention,
- ✓ La liste des autorités et des personnes à avertir.
- ✓ Les moyens de surveillance,
- ✓ Les modalités de diffusion de l'alerte,

Conclusion :

Le transport par canalisation mobilise des fluides et des énergies qui représentent, comme toute activité industrielle, un danger. Le risque industriel lié à ce danger est estimé et traité, dans le cadre des réglementations locales et internationales en vigueur, pour être ramené à un niveau résiduel acceptable par la société, représentée par les organismes de contrôle et diverses associations.



Chapitre

II

Introduction

La croissance des risques industriels est un phénomène mondial préoccupant qui résulte notamment de l'industrialisation et de l'implication des systèmes technologiques complexes, sujettes à des événements dangereux et accidents majeurs.

Au niveau de ce chapitre, nous allons détailler le processus de gestion des risques et les techniques pour les réduire. Le but de ce chapitre dans un premier lieu est de connaître comment recenser les risques de façon claire et structurée pour ensuite être évalués. L'évaluation est une étape importante dans le processus de management des risques, elle permet à l'entreprise/organisme de mettre en œuvre un plan de prévention et de protection afin de rendre tous les risques envisagés sous le niveau jugé acceptable.

I.1. Gestion des risques

La gestion du risque permet à une organisation de s'assurer qu'elle connaît et comprend les risques auxquels elle s'expose. La gestion du risque amène également l'entreprise/organisme à dresser et à mettre en œuvre un plan destiné à prévenir les sinistres ou à en réduire l'incidence. Un plan de gestion du risque comprend des stratégies et des techniques visant à reconnaître ces menaces et à les endiguer. Une bonne gestion du risque n'est pas nécessairement coûteuse ou fastidieuse. Elle peut consister simplement à répondre aux trois questions suivantes :

- Qu'est-ce qui pourrait mal tourner ?
- Que ferons-nous pour prévenir les dommages et réagir à un sinistre ou à des pertes ?
- Si un sinistre se produit, comment paierons-nous les dommages ?

I.1.A. Définition de la gestion des risques

La gestion des risques permet de recenser les risques de façon claire et structurée. Une organisation qui comprend clairement tous les risques auxquels elle est exposée peut les jauger et les classer en ordre de priorité et prendre les mesures appropriées pour réduire les pertes. La gestion du risque comporte d'autres avantages pour l'entreprise/organisme, notamment :

- Économiser les ressources : Le temps, l'actif, le revenu, les biens et les personnes sont toutes d'importantes ressources que l'on peut économiser en réduisant au minimum les sinistres.
- Protéger la réputation et l'image publique de l'entreprise.
- Protéger les personnes contre les blessures.
- Protéger l'environnement.
- Améliorer la capacité de l'entreprise/organisme à se préparer à diverses situations.
- Réduire la responsabilité civile et professionnelle.
- Contribuer à définir clairement les besoins d'assurance.

- Une gestion efficace du risque n'élimine pas complètement le risque. Cependant, elle montre à L'assureur que votre entreprise/organisme se soucie de la réduction et de la prévention des sinistres, de sorte qu'elle représente un meilleur risque à assurer.

III.1.B. Principe de la gestion de risque

La gestion du risque est un processus itératif qui inclut notamment les phases suivantes :

- Analyse du risque (identification et appréciation du risque)
- Acceptation du risque (après évaluation).
- Maîtrise ou réduction du risque.

III.1.C. Les étapes de la gestion des risques

Il y a cinq étapes de la gestion des risques sont (Voir Fig 1):

- Identification des risques
- Estimation des risques
- L'évaluation des risques :
- Acceptabilité des risques
- Réduction du risque

L'évaluation des risques devrait suivre l'approche d'étape dans cet ordre de préférence donnée.

Les trois premières étapes de l'évaluation des risques sont désignées souvent collectivement sous le nom de l'analyse des risques.

Une décision peut être prise si les mesures ramènent le risque à un niveau acceptable.

Il est également essentiel de vérifier que les mesures réduisant le risque sont efficaces.

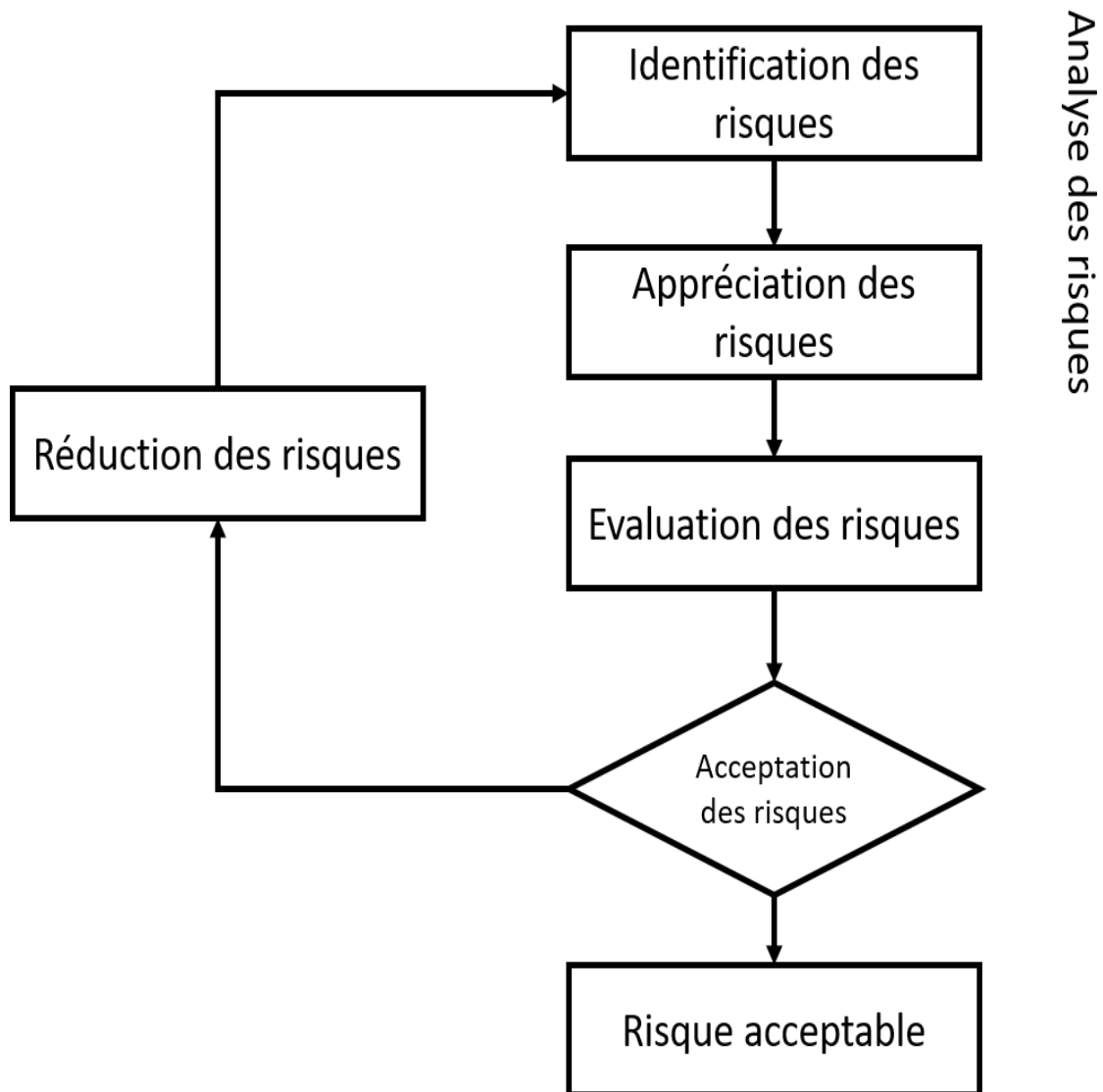


Figure 1: Processus de la gestion du risque

Signalons que lorsque la gestion des risques s'applique à un système complexe mobilisant plusieurs acteurs, ce processus doit s'accompagner d'une étape de communication, cette dernière pour concerner les dangers identifiés ou les mesures prises pour la maîtrise associée.

. Analyse des risques

L'analyse des risques vise tout d'abord à identifier les sources de dangers et les situations associées qui peuvent conduire à des dommages sur les personnes, les biens ou l'environnement.

Dans un second temps, l'analyse des risques permet de mettre en lumière les barrières de sécurité existant en vue de prévenir l'apparition d'une situation dangereuse (barrières de prévention) ou de limiter les conséquences (barrières de protection)

Consécutivement à cette identification, il s'agit d'estimer les risques en vue de hiérarchiser les risques identifier au cours de l'analyse et de pouvoir comparer ultérieurement ce niveau de risque à un niveau juge acceptable.[9]

. Estimation des risques

En principe, l'estimation du risque sera effectuée pour chaque événement dangereux alternativement en déterminant les éléments du risque après son identification.

Son estimation peut être effectuée de manière semi quantitative à partir :

- D'un niveau de probabilité.
- D'un niveau de gravité.

Bien entendu, l'acceptation de ce risque est subordonnée à la définition préalable de critères d'acceptation du risque.

Ainsi, la finesse dans l'estimation du risque dépend en partie de ces critères.[8]

. L'évaluation des risques

L'évaluation des risques est un processus itératif, si après que le risque est évalué, la décision sera prise et que le risque devrait être réduit, il est nécessaire de l'estimer.

Cette phase peut être accompagnée d'une quantification détaillée et prise des grandeurs caractérisation de risque.

L'évaluation de risque est la détermination de :

- La probabilité d'éprouver un accident ou un incident et une perte se produisant en raison de l'exposition à un danger.
- Fréquence de l'exposition à un danger.
- La sévérité potentielle de la perte (conséquence d'une perte) résultant d'un accident ou un incident.

L'évaluation des risques est une démarche qui se pratique en cinq étapes :

- Réunion des acteurs autour du chef d'établissement ou de service pour définir les

objectifs, la méthode de travail et les moyens.

- Identification des phénomènes dangereux, des événements dangereux possibles et donc des risques avec un maximum de détails et de rigueur dans la description des éléments de chaque risque.
- Estimation de chaque risque pour les classer en dégageant des priorités.
- Définitions des mesures de prévention en privilégiant celles qui répondent aux principes de prévention de la réglementation.
- Transcription des résultats de l'évaluation des risques dans un document unique pour alimenter le plan annuel de prévention.[8]

. Acceptabilité des risques

L'acceptabilité des risques est une étape-clé dans le processus de gestion du risque, dans la mesure où elle va motiver la nécessité de considération de nouvelles mesures de réduction du risque et rétroactivement, influencer les façons de mesure d'analyse et l'évaluation des risques. Quels que soient les critères d'acceptation retenus, il est indispensable qu'ils soient connus et explicites préalablement à toute phase d'analyse des risques.[8]

. Réduction du risque

La maîtrise du risque (réduction du risque) désigne l'ensemble des actions ou dispositions entreprises en vue de diminuer la probabilité ou la gravité des dommages associés à un risque particulier.

De telles mesures doivent être envisagées dès lors que le risque considéré est jugé inacceptable. De manière générale, les mesures de maîtrise du risque concernant :

- La prévention : c'est-à-dire réduire la probabilité d'occurrence de la situation de dangers à l'origine des dommages.
- La protection : vise à limiter la gravité du dommage considéré.[8]

I.1.D. Sécurité et gestion des risques

La sécurité est devenue un problème d'éthique dans les pays industrialisés. Les résultats en matière de sécurité reflètent la qualité de l'organisation générale de l'entreprise.

De bons résultats ne sont jamais dus au hasard mais sont le fruit d'une politique volontariste mise en place par la direction de l'entreprise. Cette politique nécessite des ressources humaines, financières, techniques et l'implication des employés à tous les niveaux de la hiérarchie. Mais ce n'est qu'après plusieurs années d'effort que des résultats concrets deviennent visibles.

Toute activité humaine comporte une part de risque et d'incertitude. L'industrie qui, par définition, met en œuvre des outils de production complexes dans un monde incertain, de plus

en plus compétitif et où tout s'accélère, n'échappe pas à cette problématique. Ces outils sont souvent un potentiel de danger et une source de risques.

Une entreprise qui sait gérer la sécurité, c'est une entreprise qui a su ramener les risques à un niveau acceptable. Notons cependant que le niveau d'acceptabilité est une notion qui varie suivant le lieu, l'époque. La recherche d'un équilibre entre la sécurité et les impératifs économiques et sociaux, sur la coexistence ville/industrie, va influencer le système productif existant pendant de nombreuses années.

I.1.E. Système dynamique de gestion des risques

Il se caractérise de la manière suivante :

- il s'agit d'un système, c'est-à-dire un ensemble de procédures et d'actes reposant sur un principe ordonné et constituant un ensemble cohérent;
- il est dynamique, c'est-à-dire qu'il est adapté en permanence aux conditions changeantes. Il s'agit donc d'un processus continu qui évolue sans cesse et qui, en d'autres termes, ne s'arrête jamais ;
- il s'agit d'un système qui a trait à la gestion des risques, c'est-à-dire la planification de la prévention et la mise en œuvre de la politique du bien-être, où on vise à maîtriser les risques pour le bien-être des travailleurs en les détectant et en les analysant et en fixant des mesures de prévention concrètes.

I.2. Les principaux outils d'analyse des risques :

Nous allons présenter dans cette section un échantillonnage de l'ensemble des méthodes d'analyse de risque. Chacune d'entre elle sera présentée brièvement.[10]

A. L'Analyse Préliminaire de Risque - APR / Analyse Préliminaire de Danger – APD (Preliminary Hazard Analysis –PHA):

L'analyse Préliminaire de Risque (Danger) a été développée au début des années 1960 dans les domaines aéronautique et militaire.

Selon la norme CEI-300-3-9 (CEI 300-3-9, 1995) : « L'APR est une technique d'identification et d'analyse de la fréquence du danger qui peut être utilisée lors des phases amont de la conception pour identifier les dangers et évaluer leur criticité ».

Le but consiste à identifier les entités dangereuses d'un système, puis à regarder pour chacune d'elles comment elles pourraient générer un incident ou un accident plus ou moins grave suite à une séquence d'événements causant une situation dangereuse.

Pour identifier les entités et les situations dangereuses susceptibles d'en découler,

l'analyste est aidé par des listes de contrôles (check-lists) d'entités dangereuses, de situations dangereuses et d'événements redoutés.

Ces check-lists sont spécifiques au domaine d'étude concerné.

Comme son nom l'indique, cette méthode n'est pas destinée à traiter en détail la matérialisation des scénarios d'accident, mais plutôt à mettre rapidement en évidence les gros problèmes susceptibles d'être rencontrés pendant l'exploitation du système étudié.

Cependant, l'APR peut aussi et même doit être complétée par la plupart des analyses de risques Fonctionnelles telles que l'AMDEC ou l'Arbre de Défaillances.

B. Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets - AMDE /et de leur Criticité - AMDEC (Failure Modes, and Effets Analysis - FMEA / Failure Modes, Effects, and Criticality Analysis - FMECA):

L'AMDE a été employée pour la première fois dans le domaine de l'industrie aéronautique durant les années 1960. Son utilisation s'est depuis largement répandue à d'autres secteurs tels que l'industrie chimique, pétrolière ou nucléaire. L'AMDEC est l'extension de l'étude AMDE quand il est question d'évaluer la criticité des défaillances.

Selon la norme CEI-300-3-9 (CEI 300-3-9, 1995), l'AMDE est une technique fondamentale d'identification et d'analyse de la fréquence des dangers qui analyse tous les modes de défaillances d'un équipement donné et leurs effets tant sur les autres composants que sur le système lui-même. Cette analyse vise d'abord à identifier l'impact de chaque mode de défaillance des composants d'un système sur ses diverses fonctions et ensuite hiérarchiser ces modes de défaillances en fonction de leur facilité de détection et de traitement.

L'AMDE(C) traite des aspects détaillés pour démontrer la fiabilité et la sécurité d'un système. Elle contient 3 (4) parties primaires :

1. Identification des modes de défaillance.
2. Identification des causes potentielles de chaque mode.
3. Estimation des effets engendrés. S'il s'agit d'une AMDEC :
4. Evaluation de la criticité de ces effets.

L'analyse commence toujours par l'identification des défaillances potentielles des modes opérationnels.

Elle se poursuit, par des inductions afin d'identifier les effets potentiels de ces défaillances (situation dangereuse, événement dangereux et dommages). Une fois les effets potentiels établis, on estime le risque on spécifie les actions de contrôle.

C. What-If Analysis :

What-if est une forme dérivée de HAZOP, dont l'objectif est d'identifier les phénomènes dangereux régissant le fonctionnement d'un système.

La méthode consiste à réaliser un brainstorming partant généralement de situations dangereuses ou d'événements dangereux imaginés, en essayant de répondre à la question : « qu'arrive-t-il si tel paramètre ou tel comportement n'est pas nominal ? ». Ceci va permettre d'identifier les effets provoquant des dommages.

D. Analyse par Arbre de Défaillances, Arbre de Causes ou Arbre de Fautes (Fault Tree Analysis - FTA) :

L'analyse par Arbre de Défaillances a été élaborée au début des années 1960 par la compagnie américaine « Bell Téléphone ». Elle fut expérimentée pour l'évaluation de la sécurité des systèmes de tir de missiles. Elle est employée pour identifier les causes relatives aux événements redoutés.

En partant d'un événement unique, il s'agit de rechercher les combinaisons d'événements conduisant à la réalisation de ce dernier. L'analyse par Arbre de défaillances peut également être poursuivie dans le cadre d'une reconstitution des causes d'un accident.

La méthode consiste en une représentation graphique des multiples causes d'un événement redouté. Elle permet de visualiser les relations entre les défaillances d'équipement, les erreurs humaines et les facteurs environnementaux qui peuvent conduire à des accidents. On peut donc éventuellement y inclure des facteurs reliés aux aspects organisationnels.

L'analyse par Arbre de Défaillances se déroule généralement en 3 étapes :

- a. Spécification du système et de ses frontières.
- b. Spécification des événements redoutés préalablement identifiés par exemple par APR.
- c. Construction des arbres de défaillances : On cible les événements redoutés un par un et on essaye d'identifier les successions et les combinaisons d'événements de base permettant de les atteindre.

Toutefois, un événement de base doit répondre à un certain nombre de critères, en l'occurrence :

- d. Il doit être indépendant des autres événements de base.
- e. Il ne doit pas être décomposable en éléments plus simples.
- f. Il doit avoir une fréquence évaluable.

Le calcul de la probabilité de l'événement sommet se fait à travers la propagation des probabilités d'occurrence des événements de base vers le sommet. Le calcul des coupes minimales peut s'effectuer avec le même principe en essayant cette fois-ci de trouver les plus petits ensembles d'événements de base pouvant mener à un événement redouté. Ceci permettrait de hiérarchiser les événements et d'implanter stratégiquement les barrières de

défense afin d'améliorer la fiabilité et la sécurité en même temps.

Une coupe minimale représente la plus petite combinaison d'évènements (chemin critique) pouvant conduire à un événement indésirable (intermédiaire) ou redouté (final). Plus l'ordre d'une coupe minimale est petit, plus l'occurrence de l'événement final suivant ce chemin critique peut paraître probable.

L'affectation des probabilités des événements de base se fait par extraction des bases de données, essais, retour d'expérience (REX), jugement d'experts, audits, etc.

E. Analyse par Arbre d'Evènements (Event Tree Analysis - ETA) :

L'analyse par Arbre d'Evènements a été développée au début des années 1970 pour l'évaluation du risque lié aux centrales nucléaires.

C'est une technique d'identification et d'analyse de la fréquence des dangers moyennant un raisonnement inductif pour convertir différents événements initiateurs en conséquence éventuelles relatives au fonctionnement ou à la défaillance des dispositifs techniques/humains/organisationnels de sécurité.

À l'inverse de l'analyse par Arbre de Défaillances, l'analyse par Arbre d'Evènements suppose la défaillance d'un composant ou d'une partie du système et s'attache à déterminer les événements qui en découlent.

L'analyse par Arbre d'Evènements se déroule en plusieurs étapes préliminaires :

- a. Considération d'un événement initiateur.
- b. Identification des fonctions de sécurité prévues pour contrôler son évolution.
- c. Construction de l'arbre.
- d. Description et exploitation des séquences d'évènements identifiées.

Il serait plus pertinent d'élaborer un Arbre d'Evènements à l'issue d'une première analyse identifiant les accidents potentiels à l'image de l'APR.

Les fonctions de sécurité doivent être assurées par des barrières ayant pour objectif d'empêcher le processus de matérialisation d'un accident provoqué par un événement initiateur.

La construction de l'arbre consiste à envisager soit le bon fonctionnement soit le dysfonctionnement de la première fonction de sécurité en partant de l'événement initiateur.

La suite de la méthode consiste à examiner le développement de chaque branche en considérant systématiquement le fonctionnement ou la défaillance de la fonction de sécurité jusqu'à l'atteinte d'un accident potentiel.

La propagation des probabilités d'occurrence des événements initiateurs permet de calculer la probabilité de l'évènement redouté.[14]

F. Nœud papillon :

Le « Nœud Papillon » est une approche arborescente développée par SHELL. Il permet de considérer une approche probabiliste dans le management du risque.

Le nœud papillon est une connexion d'un Arbre de Défaillances et d'un Arbre d'Evènements, généralement établie lorsqu'il s'agit d'étudier des évènements hautement critiques.

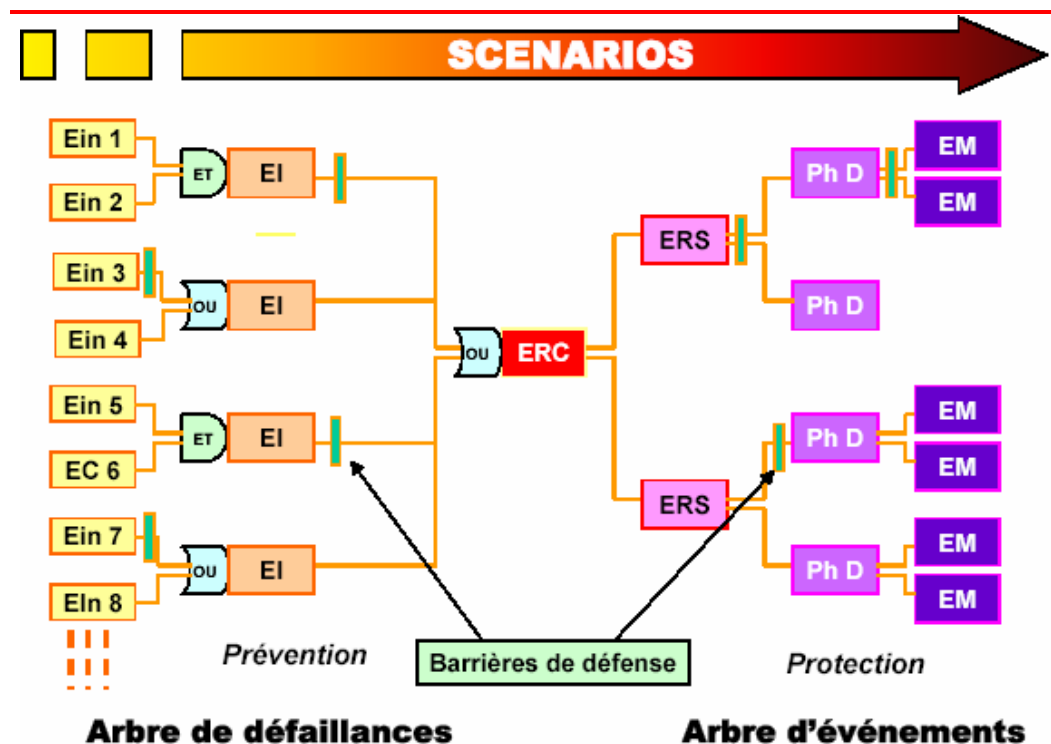


Fig. 2 Représentation de scénarios d'accident selon le modèle du Nœud papillon

Le point central du Nœud Papillon est l'« Événement Redouté Central ». Généralement, ce dernier désigne une perte de confinement ou une perte d'intégrité physique (décomposition). La partie gauche sert à identifier les causes de cette perte de confinement, tandis que la partie droite du nœud s'attache à déterminer les conséquences de cet événement redouté central. [15]

Chaque scénario d'accident est relatif à un événement redouté central et est représenté à travers un chemin possible allant des événements indésirables ou courants jusqu'à l'apparition des effets majeurs.

Un Nœud Papillon est généralement précédé par une analyse de risque plus générique de type APR ou What-If.

G. Analyse de la fiabilité humaine (Human Reliability Analysis) :

HRA traite l'impact des facteurs humains sur la qualité de fonctionnement du système. Elle peut être employée afin d'évaluer l'influence des erreurs humaines sur la sécurité.

De nombreux processus comportent un potentiel d'erreur humaine. L'erreur humaine (Mistake, Human error) est définie dans la norme CEI 50(191) (CEI 50(191), 1990) comme une : « action humaine qui produit un résultat différent de celui qui est recherché ». Selon la même norme : « une erreur est un écart ou discordance entre une valeur ou une condition calculée, observée ou mesurée, et la valeur ou la condition vraie, prescrite ou théoriquement correcte ».

L'humain est souvent perçu comme le maillon faible d'un système sociotechnique malgré que l'action humaine dans certaines situations demeure la meilleure si ce n'est la seule défense permettant d'éviter qu'une défaillance n'entraîne un accident.

La technique HRA comporte 3 étapes principales : l'analyse de la tâche, l'identification de l'erreur humaine et la quantification de la fiabilité humaine. La deuxième étape est la plus longue et nécessite le plus d'efforts.

J. Reason, psychologue d'origine, est l'un des précurseurs ayant considéré l'erreur humaine en tant que défaillance organisationnelle. Selon lui, les erreurs humaines peuvent être classées en trois catégories (Reason & Parker, 1993) : niveau comportemental, niveau contextuel et niveau conceptuel,

J. Reason (Reason & Parker, 1993) défend l'idée de focaliser sur la surveillance proactive des barrières de défense afin de traquer les erreurs latentes. Cependant, cette approche est intéressante pour des barrières techniques, car s'agissant de la 1^{ème} catégorie (niveau comportemental), on passe de la psychologie proprement dite à la sociologie des organisations voire même à la psycho- sociologie.

H. Modèle de danger MADS :

Le modèle MADS (Méthodologie d'Analyse de Dysfonctionnement des Systèmes) est une conceptualisation d'une approche systémique du risque d'accident. Le danger est représenté comme un ensemble de processus conduisant à un processus principal représentant le flux de danger pouvant être généré par un système source de danger.



FIG 3 : Processus de danger du modèle MADS (Perilhon, 1999)

Le modèle MADS permet de mettre en relation un système source et un système cible par l'intermédiaire des flux de danger dans un environnement dit « champ de danger ».

Le modèle de référence du processus de danger permet de considérer quatre couples « Source, cible ».

Le tableau suivant regroupe les différentes possibilités d'interaction entre sources et cibles :

Tab 1 : les différentes possibilités d'interaction entre sources et cibles

Système source	Système cible	Points de vue
Installation (Système)	Installation (Système)	Sécurité des matériels Sûreté de Fonctionnement
Installation (Système)	Opérateur (Facteur Humain)	Ergonomie Sécurité des installations (systèmes)
Opérateur (Facteur Humain)	Installation (Système)	Fiabilité humaine Malveillance interne
Installation (Système)	Population	Hygiène et santé publique Epidémiologie, génie sanitaire Sécurité industrielle
Population	Installation (Système)	Malveillance externe
Installation (Système)	Ecosystème (Environnement)	Génie sanitaire, écologie Hygiène et sécurité de l'environnement

Ecosystème (Environnement)	Installation (Système)	Risques naturels
---------------------------------------	-------------------------------	-------------------------

La méthode MOSAR :

La méthode MOSAR (Méthode Organisée et Systémique d'Analyse des Risques) a été mise au point par Pierre PERILHON au CEA. Elle est utilisée dans divers domaines, en particulier dans l'étude des risques d'installations à hauts risques (nucléaire, chimique, etc.). En effet, la méthode a été effectivement appliquée dans le domaine nucléaire et notamment à EDF (Centres de recherches et d'essais) et au CEA (Installations d'essais).

MOSAR contient deux modules hiérarchiques, un module macro

« Module 'A' » et un module micro « module 'B' ».

Le module 'A' a pour but d'identifier les dysfonctionnements techniques et opératoires provoquant un événement indésirable. Les scénarios d'accident sont examinés d'une manière macroscopique, autrement dit, sans traiter en détail des aspects fonctionnels du système et de ses interfaces. Principalement, le module 'A' se décompose en 6 étapes :

- Modélisation de l'installation.
- Identification des sources de danger. Identification des scénarios d'accident.
- Evaluation des scénarios de risque. Négociation des objectifs.
- Définition des moyens de maîtrise des risques.

Le module 'A' s'appuie essentiellement sur le modèle MADS dans la phase d'identification des sources, flux et cibles de dangers ainsi que les différents événements du processus de danger.

Le module B de la méthode MOSAR qui se présente d'ailleurs comme une suite logique du module A.

Il permet d'effectuer une analyse plus détaillée des dysfonctionnements techniques et opératoires et aussi de l'impact qu'ils pourraient engendrer sur le système global. Ce

module se décompose en 5 étapes :

- Identification des risques de dysfonctionnement.
- Evaluation des risques en constituant des Arbres de Défaillances.
- Négociation des objectifs précis de maîtrise des risques.
- Affinement des moyens complémentaires de maîtrise des risques.
- Gestion des risques.

I.3. Avantages généraux des méthodes d'analyse de risques :

✓ Identification systématique des composantes du risque :

Les différentes situations dangereuses, événements redoutés, causes, conséquences, ou accidents potentiels ; tous ces éléments sont identifiés d'une manière méthodologique et présentés dans une forme tabulaire à l'image de l'APR et l'AMDEC, ou arborescente à l'image de l'Arbre de Défaillances ou d'Evénements.

✓ Communication des risques :

La communication des risques englobe l'échange et le partage d'informations concernant les risques entre le décideur et d'autres parties prenantes. Les informations peuvent concerner l'existence, la nature, la forme, la probabilité, la gravité, l'acceptabilité, le traitement, ou d'autres aspects du risque (ISO/CEI Guide 73, 2002), l'analyse de risque représente un support très efficace d'étude et de communication des risques.

✓ Complémentarité :

Les méthodes d'analyse de risque sont complémentaires. On peut même interconnecter les résultats (sorties) des unes aux données (entrées) des autres à l'image du nœud papillon. Par exemple, l'APR peut être complétée par une AMDEC ou une étude HAZOP, en faisant porter l'étude cette fois-ci sur les éléments importants pour la sécurité (parties critiques) du système. Ensuite on peut procéder à des études encore plus fines des événements critiques par Arbre de Défaillances ou d'Evénement ou des deux à la fois à travers un modèle en nœud papillon

✓ Comparaison des méthodes d'analyse de risques étudiées

TAB- 2 : Caractéristiques des méthodes d'analyse de risque

Méthode	Approche Systémique	Approche (D/P/DP) D : Déterministe, P	Démarche (I/D/ID) I : Inductive, D : Déductive	Identification de scénarios	Estimation de fréquence	Phases du cycle de vie du système						
						R & D (faisabilité)	Conception	Test & validation	Réalisation	Exploitation	Modification	Démantèlement
APD	☺	D	ID	☺		☺	☺	☺			☺	☺
APR	☺	DP	ID	☺	☺	☺	☺	☺			☺	☺
AMDE		D	I					☺		☺	☺	
AMDEC		DP	I		☺			☺		☺	☺	
HAZOP		D	I					☺		☺	☺	
What-If		D	I			☺	☺	☺	☺	☺	☺	
AAD		P	D		☺			☺		☺	☺	☺
		P	I		☺			☺		☺	☺	
AAE												
Noeud Papillon		P	ID		☺			☺		☺	☺	
HRA			-		☺			☺	☺	☺	☺	
MADS	☺	D	I	☺	☺			☺		☺	☺	
MOSAR	☺	D	I	☺	☺			☺	☺	☺	☺	

What-if est dérivée de la méthode HAZOP qui est à son tour une forme de l'analyse AMDE. HAZOP est employée spécialement dans le domaine de l'industrie chimique. Elle permet de décider si les écarts de la spécification par rapport à la conception peuvent donner lieu à des dangers ou à des problèmes de faisabilité.

Cette méthode est particulièrement utile pour identifier des dangers non prévus pouvant être induits lors de la phase de conception (manque d'informations, modifications des conditions de processus ou des procédures de fonctionnement).

L'AMDE est une approche descendante qui tient compte des modes de défaillances de chaque composant pris séparément. Cette méthode véhicule une certaine forme de redondance avant que sa réalisation ne devienne fastidieuse. De même, ses résultats peuvent être difficilement vérifiés par une personne ne maîtrisant pas le système. L'AMDEC, qui est une extension de l'AMDE intègre la notion d'estimation d'occurrence.

Les principaux inconvénients de ces deux dernières méthodes sont la difficulté de traiter la redondance et l'intégration des actions de remise en état. Ainsi l'accent est mis sur des défaillances de composant unique.

Une autre difficulté spécifique aux AMDEC concerne le calcul de la fréquence d'occurrence de la défaillance d'un composant faisant partie d'un système.

En ce qui concerne l'analyse par Arbre d'Evènements, elle peut être employée pour identifier les conséquences possibles, et si nécessaires, leurs fréquences du fait de l'apparition d'un événement initiateur.

Cette méthode est fréquemment utilisée dans les installations munies de dispositifs de sécurité intégrés. La technique inductive de l'analyse consiste à répondre à la question fondamentale « qu'arrive-t-il si ... ? ».

La difficulté majeure de cette technique est l'identification des événements initiateurs.

En outre, les Arbres d'Evènements traitent uniquement des états de succès et d'échec d'un système et il est difficile d'y intégrer des événements de succès ou de récupération différés ; ce qui est indispensable s'agissant de systèmes non cohérents.

✓ Critères de choix d'une méthode d'analyse de risque :

Nous avons retenu l'essentiel des critères pesant dans la mise en œuvre d'une méthode plutôt qu'une autre dans l'étude d'un système donné :

- Domaine de l'étude.
- Stade de l'étude (spécification, conception, ..., démantèlement).
- Perception du risque dans ce domaine.
- Culture de la Sûreté de Fonctionnement de l'organisation.
- Caractéristiques du problème à analyser.
- Niveau envisagé de la démonstration de la sécurité.
- Savoir-faire des intervenants.
- Nature des informations disponibles (spécifications du système et de ses interfaces, contraintes, etc.).
- Retour d'expérience et base de données disponibles.
- Moyens humains, logistiques et autres.
- Délais et autres contraintes de management de projet.

Toutefois, l'utilisation séparée d'une seule méthode d'analyse de risque peut ne pas apporter une démonstration définitive de la réalisation des objectifs de sécurité, en effet, il est nécessaire de combiner plusieurs méthodes pour une meilleure complétude et une bonne cohérence en termes de résultats.

Conclusion :

De très nombreuses méthodes d'évaluation des risques :

- Complémentaires
- Des points communs
- Déclinées de différentes manières

Aucune ne permet d'assurer que tous les risques ont été pris en compte. Un dysfonctionnement bénin peut, par cascade successive engendrer des catastrophes.

Obligation :

- D'un système de management SHE.
- D'un comportement collectif individuel exemplaire.

A decorative border resembling a scroll, with a black outline and grey shaded areas at the top corners and along the left edge, suggesting the scroll is unrolled.

Partie pratique

Représentation du site

1. Introduction

Mon stage pratique a eu lieu au niveau de la région transport Est RTE de SKIKDA (DRGS). La variété des produits transportés et leurs natures (gaz, brut et condensat) font de cette entreprise un lieu de travail à haut risque.

RTE est l'une des activités SONATRACH donc elle est concernée par les différents Changements apportés par SONATRACH.

2. Présentation générale de la société SONATRACH :[11]

Issue de la nationalisation des hydrocarbures en 1971, l'entreprise publique algérienne SONATRACH a été créée pour exploiter et commercialiser les ressources en hydrocarbures du pays. Ses activités diversifiées touchent toute la chaîne de production : exploration, exploitation, transport, raffinage. Elle s'est diversifiée dans la pétrochimie et le dessalement d'eau de mer.

Le groupe SONATRACH a divisé ses activités opérationnelles en 4 activités :

- L'activité Amont, AMT (recherche, exploration et production),
- L'activité transport par canalisation (TRC) des hydrocarbures liquides et gazeux.
- L'activité Aval (raffinage, pétrochimie),
- L'activité Commercialisation (COM).

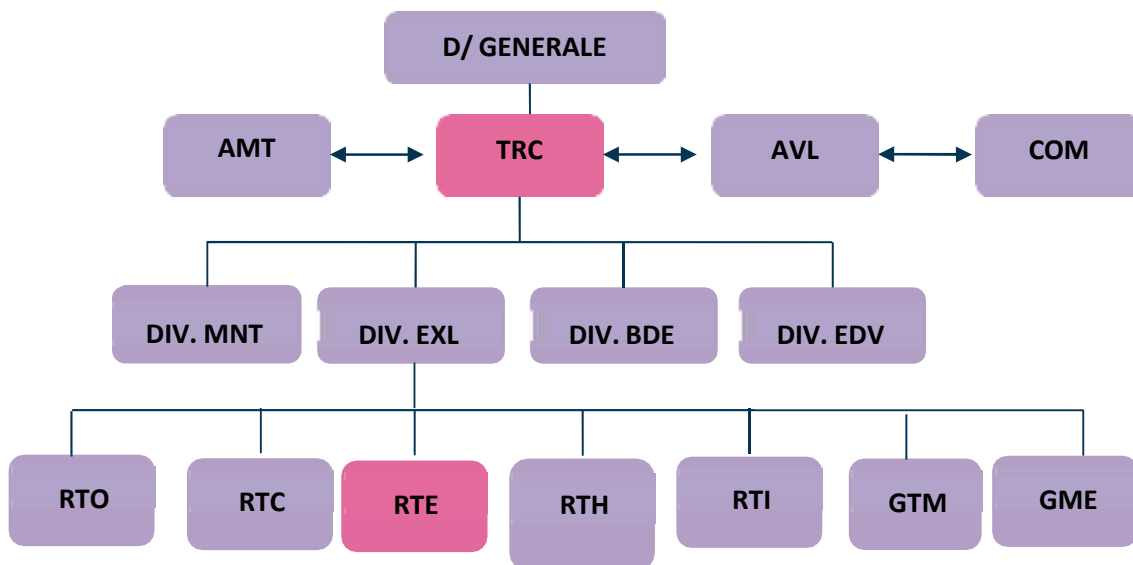


Figure III. 1 : La place de la RTE dans l'organigramme du SONATRACH

L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, GPL et condensat) et dispose d'un réseau de canalisations de près de 16 200 Km. A travers ce réseau d'oléoducs et de gazoducs, 244,5 millions de TEP (tous produits confondus) ont été transportés en 2007.

Le réseau de transport par canalisation compte 12 gazoducs d'une longueur totale de 7 459 km, avec une capacité de transport de 131 milliards de m³/an dont 39 milliards de m³ destiné à l'exploration.

Depuis la mise en service des 02 gazoducs transcontinentaux, Enrico Matei (reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie) et Pedro Duran Farrel (reliant l'Algérie à l'Espagne via le Maroc), de nouveaux projets de construction de gazoducs sont en cours de réalisation afin de répondre notamment à une demande croissante du marché européen.

L'activité Transport par Canalisation dispose de :

- ✚ 79 stations de pompage et de compression équipées de plus de 290 machines principales d'une puissance totale de plus de 02 millions de CV
- ✚ Une capacité de stockage de près de 3,4 millions de m³
- ✚ Une capacité de chargement portuaire de près de 210 MTA
- ✚ Une infrastructure de maintenance et d'entretien articulée autour de 03 bases principales de maintenance et 03 bases régionales d'intervention
- ✚ Un centre national de dispatching gaz (CNDG) à HassiR'mel
- ✚ Un centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) à Haoud El Hamra.

3.La région transport EST (RTE):[11]

La Direction Régionale SKIKDA est l'une des cinq régions de la Division Exploitation de la branche TRC de l'entreprise SONATRACH.

3.1 Organigramme du RTE :[11]

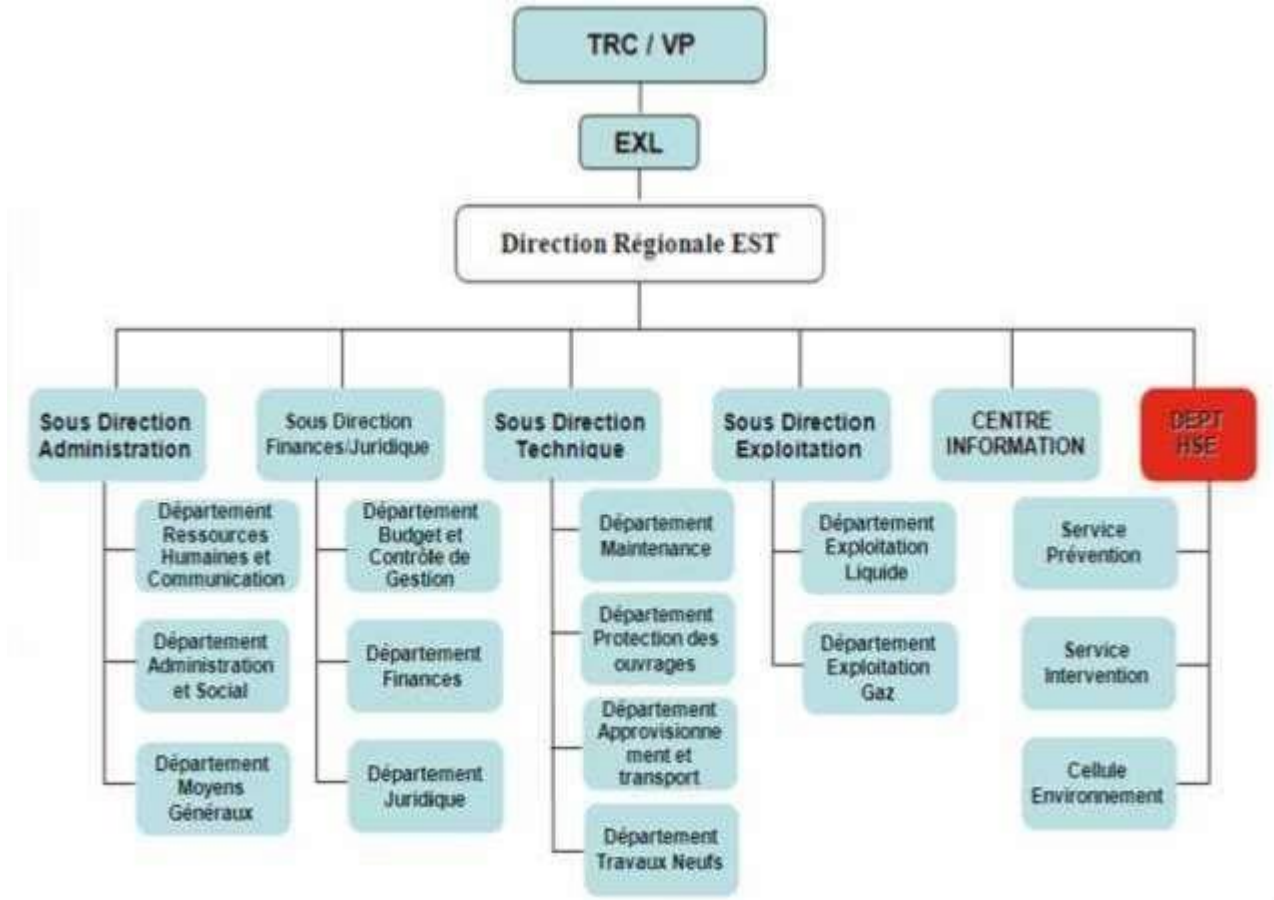


Figure III -2 : L’organigramme de RTE

3.2 Organisation du département HSE :[11]

La fonction sécurité (intervention, prévention et environnement) a pour mission de fournir à la hiérarchie un organe de contrôle et les moyens de soutenir les activités d’exploitation et de gestion dans un climat de quiétude.

Ses 03 niveaux de commandement sont des niveaux de fonction (chef département) de sous fonction (chef service) et un niveau de section.

Sa raison d’être est la préservation des hommes, des équipements et de l’environnement. Elle est subdivisée en 03 services spécialisés placés chacun sous l’autorité d’un chef service.

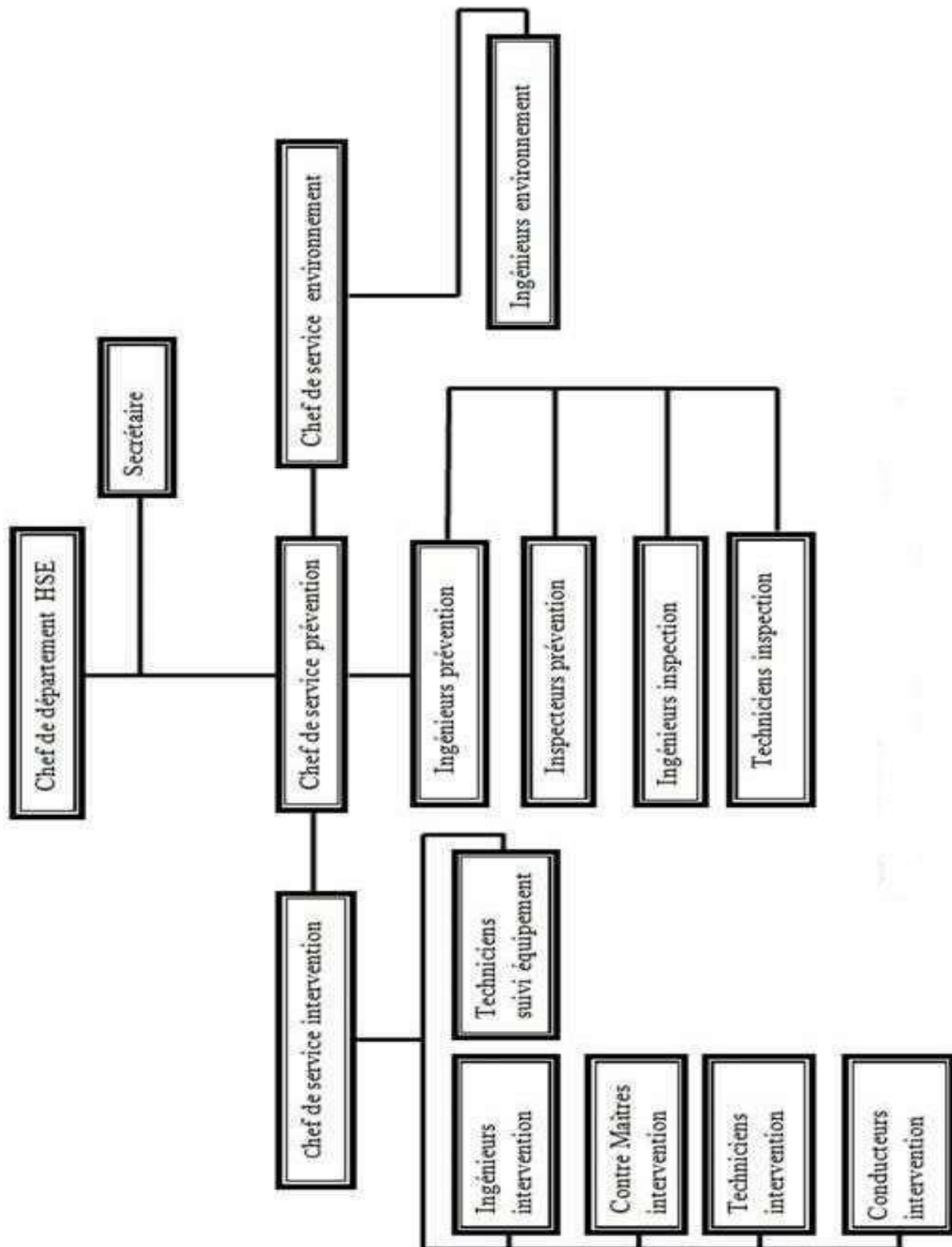


Figure III -3 : Organisation du département HSE

Tableau III.1: Nombre d'effectif HSE

	effectif HSE/ RTE	effectif HSE/département
Cadres	32	11
Agents maitrises	201	40
Exécutants	27	01
Total	260	52

3.3-Des objectifs HSE :[10]

-protection des hommes et des populations : maîtrise de la santé des hommes à leur poste de travail, des impacts santé sur le voisinage.

-protection des biens / efficacité économique : rentabilité, réputation, image de marque, sûreté.

-respect des tiers et de notre environnement :

- Rejets chroniques et accidentels / déchets
- Produits achetés / vendus (cycle complet de la vie du produit)

-respect des lois et règlements imposés par les pouvoirs publics : sécurité / hygiène-santé / protection de l'environnement résultent de la bonne articulation des éléments de prévention (règlements, actions mises en œuvre) :

- Modalité d'application et de contrôle
- recherche permanente basée sur la connaissance des textes et sur l'expérience
- formation des hommes

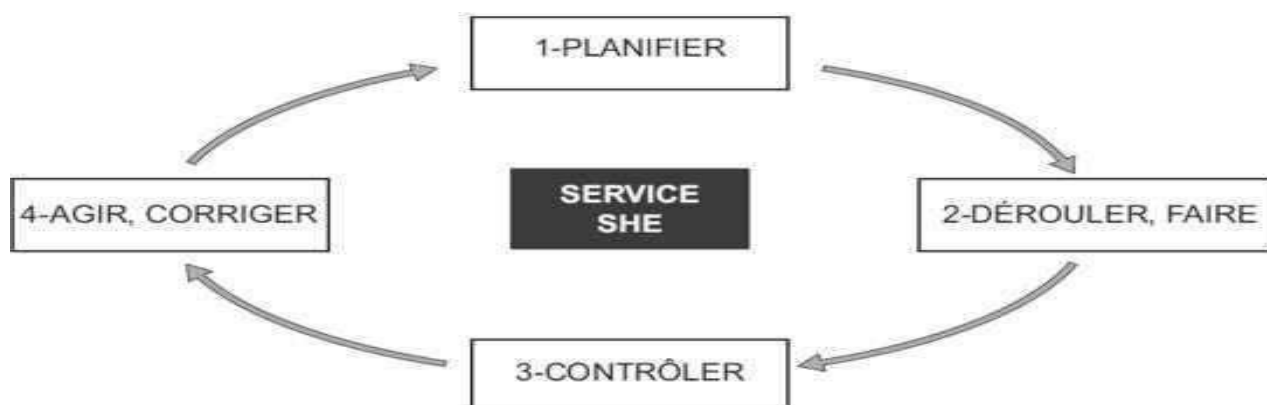


Figure III-4 : Objectifs d'un service HSE

3.4-Les missions HSE :[10]

Les différents objectifs d'un service HSE peuvent être traduits, d'une autre manière, en missions :

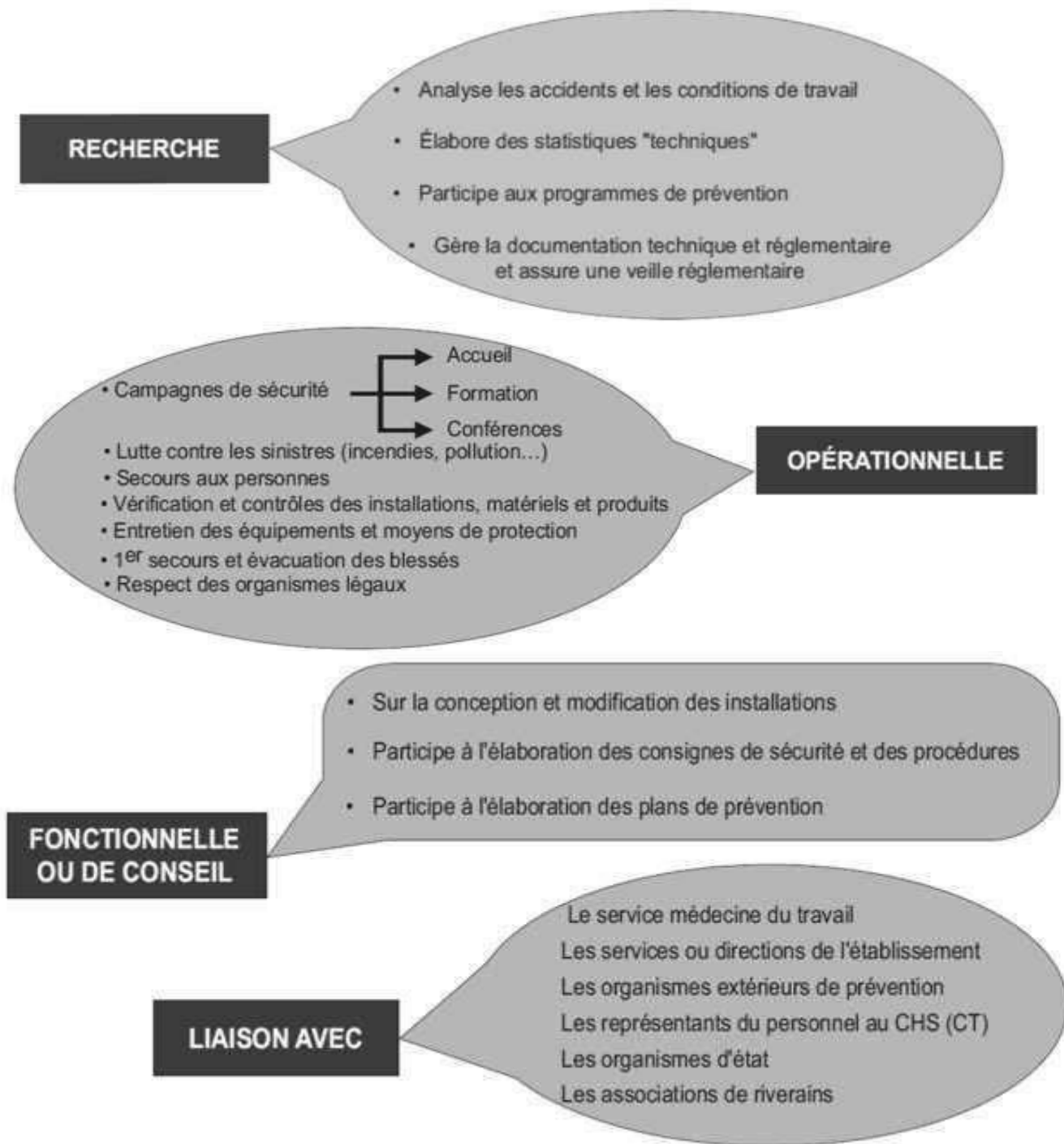


Figure III-5 : Mission HSE

3.5 Le rôle de l'ingénieur HSE :[11]

Le fonctionnement de tout cet ensemble d'installation peut engendrer des risques potentiels tel que : incendie, explosion, diversement, etc....

Pour cela il est indispensable de cerner ces systèmes par des moyens et mesure de sécurité appropriée, dont l'ingénieur HSE à une grande part de responsabilité de veiller quotidiennement sur les personnes et préserver les installations du patrimoine

- il conseille et assiste la direction de la station à côté du chef de station et il est sous le commandement du chef de département HSE de la région ainsi en étroite collaboration avec les différents services de la production et maintenance pour l'élaboration et l'évolution des risques, et la sécurité des hommes et des installations industrielles.
- Il met en place les moyens correspondants aux mesures de prévention qui découlent de cette politique
- Il exerce une veille approfondie sur la législation la réglementation.
- Il organise les actions de sensibilisation et de formation du personnel dans ce domaine
- Il établit les analyses les diagnostics à la suite des accidents et incidents.

3.6 Identification de l'unité :[11]

- Nom de l'unité : **Direction Régionale Skikda (DRGS).**
- Année de mise en exploitation : **1971**
- L'unité est classée : au sens du décret exécutif 98- 339, relatif aux établissements classés dans la première catégorie, des installations soumises à autorisation du ministre chargé de l'environnement, ceci conformément à la nomenclature prévue à l'article premier du décret.

3.7 Implantation de l'unité :[11]

- Localisation et délimitation : **au sein de la zone industrielle de Skikda**
- Superficie : **110 Ha**
- Description du voisinage du site : **l'unité est située au niveau de la zone Industrielle de Skikda, formant son angle Sud –Est ; avoisinant :**

- ✓ De l'Est, la Direction Générale ENIP
- ✓ De l'Ouest, la route nationale n°44
- ✓ Du Sud, la commune Hamrouche Hammoudi
- ✓ Du Nord, l'unité topping condensat

3.8 Constitution de la Région de Transport Est :[11]

La région transport Est comporte les ensembles suivants :

- 3 Stations de pompages (turbopompes).
- 5 Stations de compression (chacune : 04 turbocompresseurs GE MS 3002 /Cooper Bessemer).
- La RTE dispose d'installations annexes telles que divers bâtiments administratifs, un magasin central. Une sous-station électrique, deux laboratoires pour les analyses chimiques, une infirmerie, une salle de conférences équipée pouvant contenir 260 personnes avec des salles attenantes. Tout comme elle dispose de deux parcs de stockage de matériel. D'une station de carburant et d'un terrain de sport.
- Terminal arrivée gaz naturel (GK 1 40" et GK 2 42").

Au niveau de ce terminal, le gaz naturel est réceptionné, il en est fait un comptage puis il est livré au complexe de raffinage RA1K de Skikda, à la centrale thermique ou au complexe CP1K.

- Terminal arrivée oléoduc 34" (OK 34).

Au niveau de ce terminal, le pétrole brut est réceptionné, stocké, transféré vers les installations portuaires ou livré au complexe de raffinage RA1K de Skikda.

Le terminal est constitué d'un Parc de stockage pour brut et condensat contenant 18 bac en exploitation d'une capacité de 51200 m³ chacun et une pompe booster pour chaque bac.

Une installation d'expédition du pétrole et condensat vers les clients contenant Des pompes de chargement au nombre de 10.

Une Installation d'expédition du brut vers les bouées du sea-line contenant des filtres, motopompes et la robinetterie associées.

Tableau III.2: différents produits stockés au niveau du parc de stockage

Nature	Conditions de stockage	Lieu de stockage	Dispositifs de sécurité
Pétrole brut	14 bacs flottant 51200 m ³	Parc de stockage terminal terrestre	1 cuvette de rétention par bac (25 600 m ³) 1 Pompe booster d'expédition pour chaque bac Réseau de mousse (5 couronnes sur un bac 10 déversoirs, actionnement manuel par véhiculanti-incendie) Moyens mobiles de refroidissement des bac (canons répartis sur la zone de stockage)
Condensat	4 bacs 51200 m ³	Parc de stockage terminal terrestre	

3.9 Activités industrielles :[11]

- **Activité principale :** Transport des hydrocarbures liquide et gazeux par canalisation et stockage du pétrole brut et condensat.
- **Activité secondaire :** Entretien et maintenance des équipements.

La région de Skikda assure le transport du pétrole brut, condensât et gaz naturel respectivement en provenance de Houde EL Hamra et HassiR'Mel et les acheminent vers les terminaux arrivées oléoduc et gazoduc à Skikda.

3.9.1 Produits liquides transportés :[11]

➤ Le brut :

Le brut est envoyé par des turbopompes dans un oléoduc OK1 depuis la région de Haoud El Hamra vers le terminal, en passant par des stations de pompage. Une fois

réceptionné et stocké dans des 14 réservoirs de 51200 m³ chacun dont 12 sont Opérationnels, après une décantation de 24H à 48H, le contenu des bacs est expédié en grande partie (90%) vers la raffinerie et le port pétrolier de Skikda pour exportation.

➤ **Transport condensât :**

Le condensât est arrivé au terminal à partir d'un oléoduc NK1 est stocké dans 04 réservoirs de 51200 m³, le contenu des bacs est expédié en grande partie vers le client principal topping condensat.

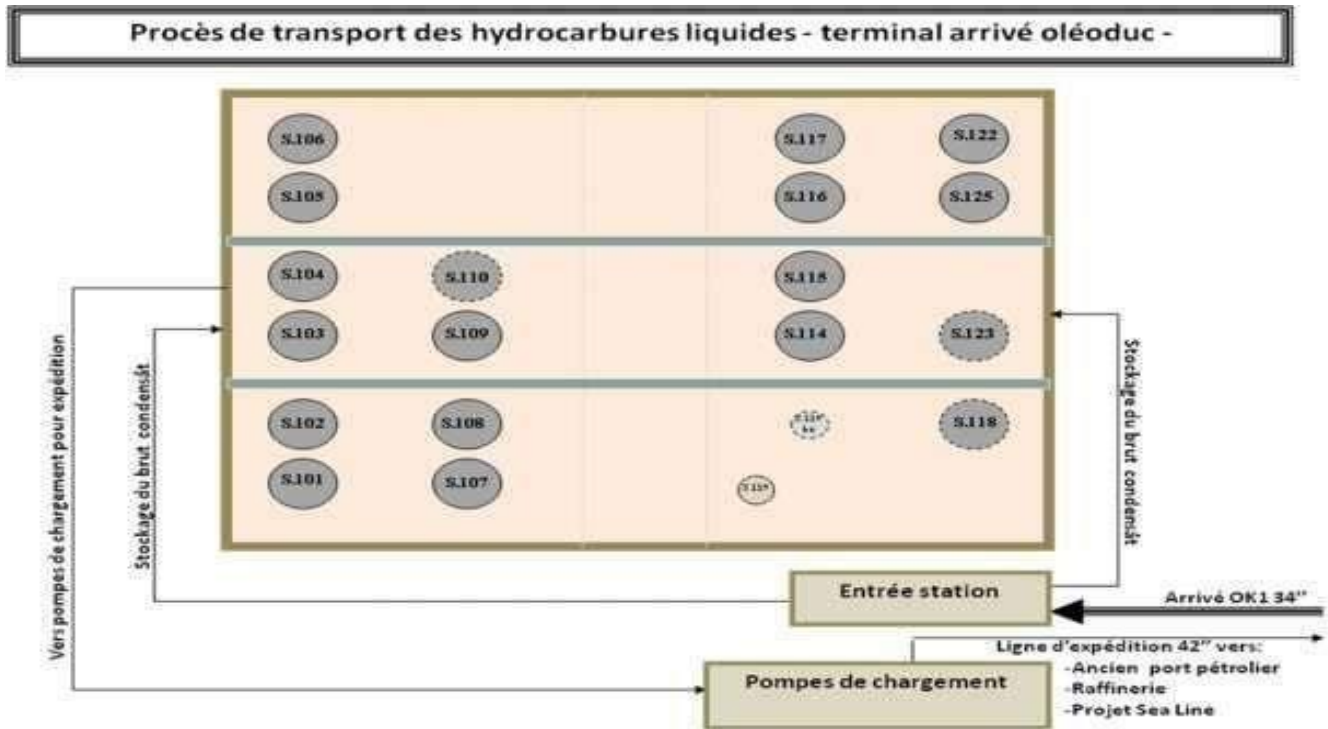
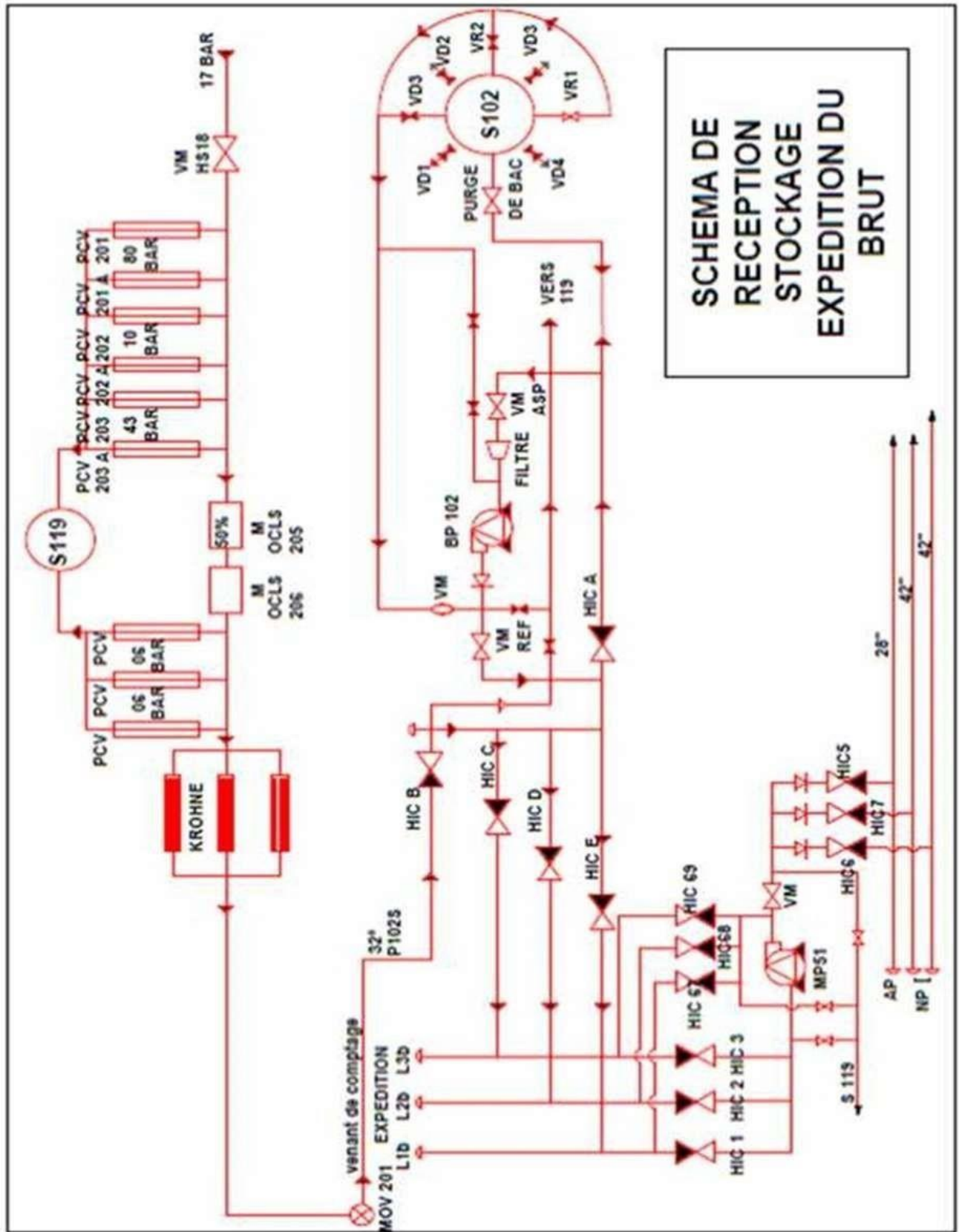


Figure III -6 : procès de transport des hydrocarbures liquides.

Mon étude sera focalisée sur la réception, le stockage et l'expédition du pétrole brut, nous décrivons ainsi le procès qui est choisi au niveau du bac de stockage S102 décrit dans la figure suivante. (III.7)



La réception et le stockage et l'expédition du brut au niveau terminal

Une fois le brut est arrivé au niveau du terminal par le canal de venu à partir du gisement d'El Haoud el Hamra, il entre dans le circuit du manifold du terminal avec une pression de 17 bars pour assurer l'approvisionnement des Bacs de stockage, cette conduite est équipée d'une vanne manuelle (HS18) qui doit être tout le temps ouverte, une fois le brut traverse cette dernière on procède à la détente de la pression au moyen de deux détendeurs de pression en série (OCLS 205), (OCLS 206), au niveau de ces deux détendeurs la pression de brut va diminué jusqu'à [0,8- 3] bars, une fois le brut passe par les détendeurs, il arrive dans un appareil appelé (KROHNE), ce dernier a pour rôle de transformer le régime de l'écoulement turbulent du brute vers un état laminaire, au même temps cet appareil sert de comptage et il mesure la quantité de brut arrivée.

Une fois le brut est transformé et compté, il traverse une vanne auto manuelle (MOV 201) et suit son écoulement dans un pipe de 32'' passant par deux autres vannes (HIC B) et (HIC A) avant d'arrivé à la vanne de purge du bac et enfin remplit le bac de stockage. Cette description du procédé concerne la réception du brut au niveau du terminal.

Après le stockage et la décantation du brut dans le bac S102, on entame l'opération d'expédition, ceci s'effectuera à l'aide de deux pompes une appelé pompe BOOSTER (BP102) et l'autre autopompe d'expédition (MP51), mais avant allumage de la première pompe, il faut tout d'abord procéder à un recyclage pour garantir l'homogénéité du produit (brut) et aussi pour éviter la cavitation au niveau de la pompe.

Pour expédier le brut, il faut avant tout allumer la pompe BOOSTER qui va aspirer le brut à partir du bac de stockage en passant par la vanne de purge de ce dernier, traversant par la même la vanne manuelle d'aspiration (VM ASP) et le filtre, et sera refouler vers une auto pompe (MP 51) en passant par la vanne de refoulement (VM REF) et passe vers deux autres vannes (HIC C, HIC 3) ou (HIC E, HIC 1) ou (HIC D, HIC 2) selon la demande, une fois le produit est arrivé à l'auto pompe, il sera envoyé vers les pipes d'expéditions (ancien port 28 "ou le nouveau port 42") à travers les vannes (HIC 5, HIC 6, HIC 7).

3.9.2 Produits gazeux transportés : [11]

Du centre national de dispatching gaz de HassiR'mel via les gazoducs GK1 (à l'arrêt suite au problème de corrosion) et GK2, le gaz est successivement comprimé dans des stations de compression. Reçu au terminal arrivée gaz, il subira une filtration préliminaire dans une batterie de séparateurs (06) pour être ensuite dirigé vers les vannes de régulation de pression et rampes de comptage ; Les principaux clients sont l'unité de liquéfaction et fractionnement du gaz naturel et la centrale thermique, tous les deux situées à l'intérieur de la zone industrielle de Skikda.

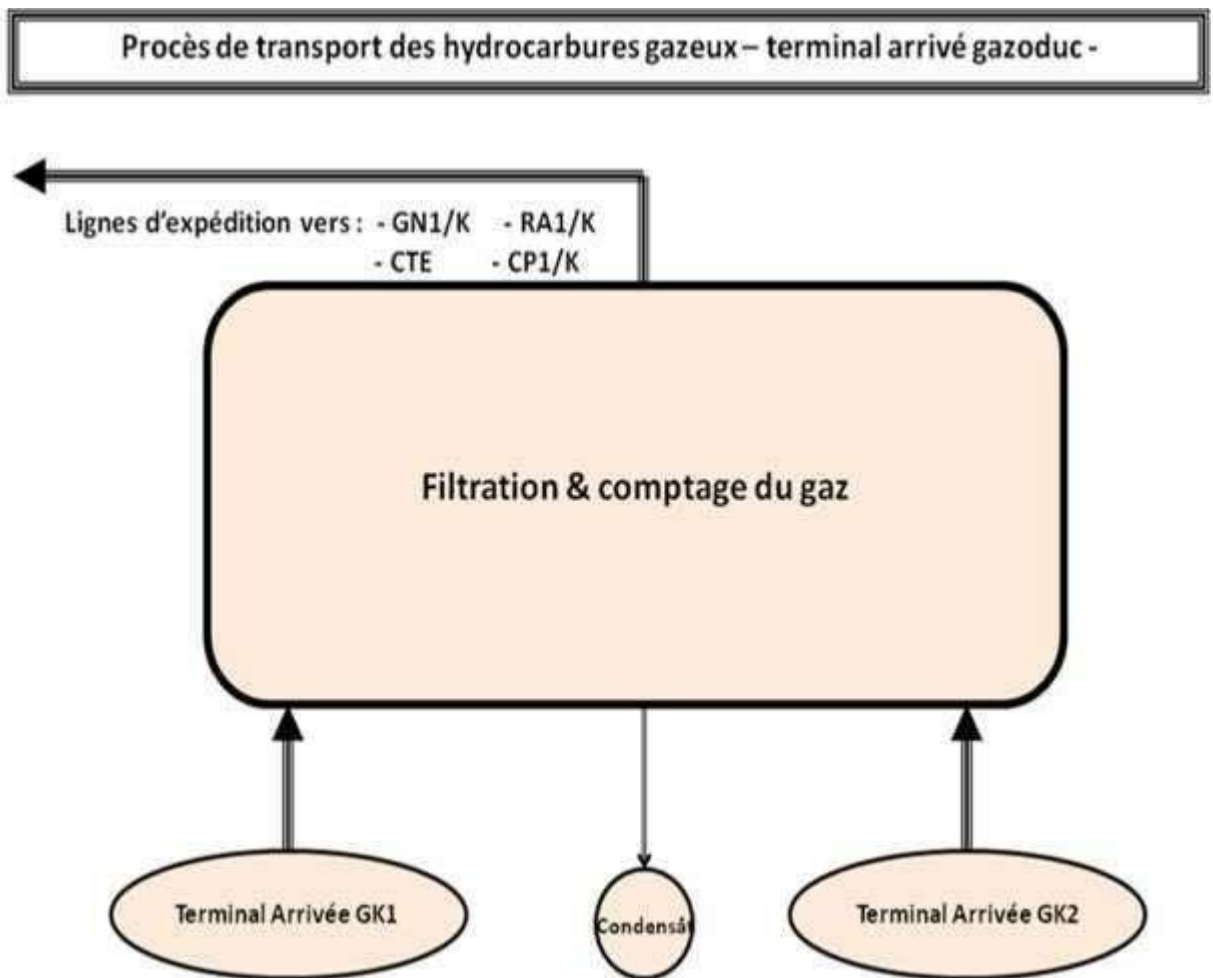


Figure III -7 : Procès de transport des hydrocarbures

1. Objectif :

- Rechercher les défaillances pouvant conduire à un événement indésirable
- Classifier ces défaillances
- Contrôler les défaillances critiques au moyen d'actions correctives

2. Mise en œuvre de la méthode :

- Définir le système
- Découpage du système en sous-système, assemblage, composant, etc.

3. Exemple : compresseur alternatif

- Compression de gaz (cylindre, piston, clapets)
- Étanchéité
- Transmission du mouvement
 - Définir les modes de défaillances
 - Cause des défaillances sous l'angle de fonction et défaillance de performances
 - Effets des défaillances locaux et sur le système
 - Compensations / détection
 - Gravité /probabilité /criticité (niveau de risque)
 - Actions correctives

4. Intérêts et limites de la méthode :

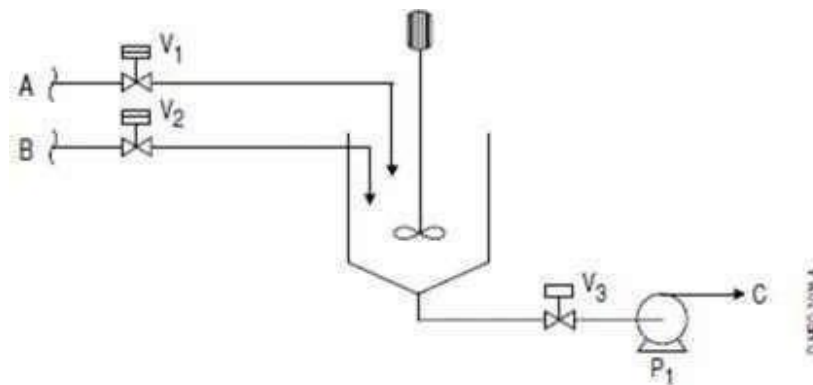
- Analyse qualitative et quantitative rigoureuse et précise
- Intègre différentes notions liées à la sécurité : maintenance, opérabilité, fiabilité
- Méthode longue et fastidieuse pour systèmes complexes. Toutefois la méthode peut
- Etre arrêtée à l'analyse qualitative et porte le nom d'amde
- Inadaptée pour système très informatisé
- Ne permet pas de détecter les défaillances multiples
- Difficultés pour déterminer "à quel niveau ?" Doit s'arrêter l'analyse
- Démarche inverse de l'arbre des défaillances

• **INTÉRÊT POUR L'EXPLOITANT :**

Utilisable en maintenance pour cerner les priorités, hiérarchiser les actions et améliorations.

REPLISSAGE ET VIDANGE D'UN MÉLANGEUR

- Mélange discontinu, géré par programmeur (Timer), de deux produits A et B pour obtenir le produit C
- A et B ne sont pas réactifs entre eux et sont corrosifs
- Remplissage par gravité, vidange par pompe centrifuge
- V1 / V2 / V3 motorisées pneumatiquement et équipé de commande manuelle
- V1 / V2 fermées par manque d'air, V3 ouverte par manque d'air



REMPLISSAGE ET VIDANGE D'UN MÉLANGEUR

Composants - Assemblages - Sous-systèmes		Effet de la défaillance		Existence et fonctionnement des compensations	Gravité	Probabilité	Risque	Représentation des risques	Recommandations	
		Local	Sur le système							
1. Alimentation mélangeur	V1 et V2 bloquées fermées	Causes	Vannes fermées	Mélangeur vide	2	3	23	1	LSL qui arrête pompe	
		Mode de défaillance	Motorisation HS		Agitateur tourne à vide	2	2	22		2
		Causes	Automatisme HS		Pompe désamorçée	2	4	24		3
2. Vanne de vidange	V1 et V2 bloquées ouvertes	Causes	Vannes ouvertes	Mélangeur débordé	3	3	33	4	Robinet manuels en série avec V1 et V2 LAH - LSH qui ferme V1 et V2 (?)	
		Mode de défaillance	Motorisation HS		Commandes manuelles	3	2	32		5
		Causes	Automatisme HS		Vidange incomplète	3	3	33		6
2. Vanne de vidange	V3 bloquée en position intermédiaire	Causes	V3 entrouverte	Mélange débordé	3	4	34	7	LSL qui autorise l'ouverture de V1 et V2	
		Causes	Commande manuelle Dépôts		Commande manuelle	3	1	31		8

Exemple d'analyse de type AMDEC (2/2)

Description des bacs de stockage à toit flottant :

Le bac de stockage à toit flottant comprend une structure flottante directement posée sur le liquide. Ces réservoirs (bacs), Ces structures flottantes ont pour mission principale de réduire les pertes par évaporation en raison du produit volatil.

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 qui permet au toit de coulisser sans entraves à l'intérieur de la robe.

Il existe deux types de toit flottant :

- Toit à ponton annulaire : Caisson recouvre jusqu'à 50% surface du liquide.

Partie centrale libre de gonfler pour libérer espace aux vapeurs qui peuvent se former.

- Toit à double ponton : c'est le cas de la DRG SKIKDA, constitué de 2 couches de tôle, séparées par un espace vide d'environ 40cm compartimenté en caissons renforçant la structure du toit.

Les réservoirs de stockage à toit flottant éliminent la perte de produit pendant le remplissage et réduisent les pertes par "respiration".

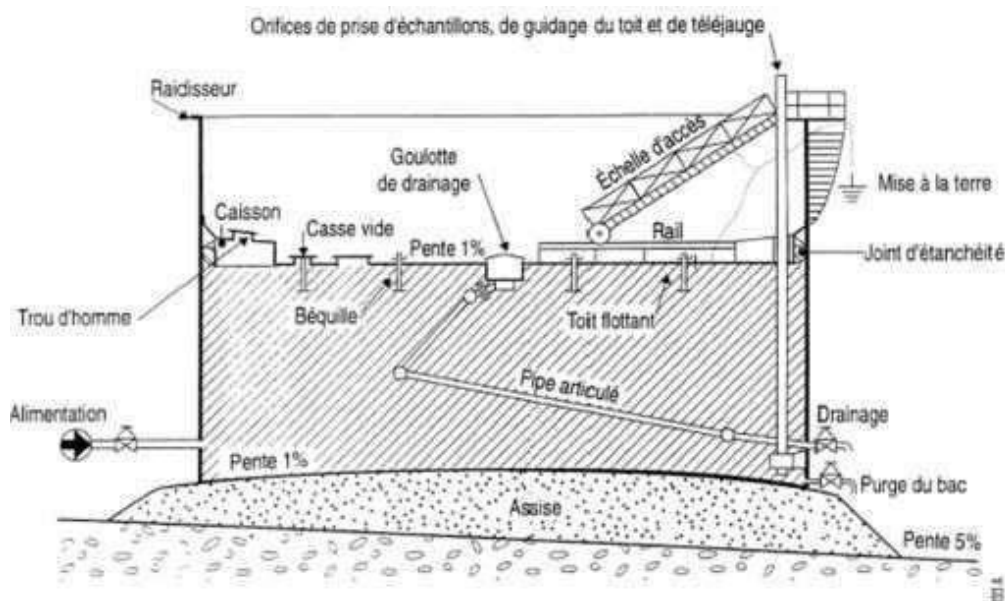


Figure III-8 Exemple de bac a toit flottant type ponton annulaire

1.2 Les accessoires des réservoirs :

1.2.1 Accessoires d'accès au réservoir :

Les accessoires d'accès aux réservoirs comprennent : cuvette de rétention, escaliers, passerelles et échelle mobile.

- **La cuvette de rétention :**

Une cuvette de rétention est une capacité destinée à recevoir les hydrocarbures S'écoulant accidentellement des réservoirs.

Une telle capacité peut être obtenue par délimitation d'un espace de terrain autour ou à proximité des réservoirs, à l'aide de merlons ou de murs, ou par formation d'une excavation autour ou à proximité de ceux-ci.

La capacité réelle d'une cuvette est celle qui est calculée suivant ses dimensions géométriques, sans tenir compte de la présence des réservoirs implantés dans cette cuvette.

- **Un escalier :**

Un escalier d'accès à mains courantes. Avec marches orientales.

- **Une échelle :**

Une échelle mobile pour les bacs à toit flottant, cette échelle est menée d'une crinoline, lorsque la hauteur dépasse 10m, un escalier d'accès avec main courante.

- **Les passerelles :**

Des passerelles ou plateforme fixes, menés de garde-corps, sont disposées de façons à permettre l'accès sans risque aux orifices de jaugeage et de respiration à moins que le toit soit bordé par un garde-corps dans la partie intéressée.



Figure III-9 Les accessoire d'accès au réservoir

1.2.2 Les accessoires de sécurité :

Les accessoires de sécurité sont indispensables à l'exploitation du bac en toute Sécurité, ses accessoires sont :

- **Soupapes de sécurité :**

La nature du brut l'exige pour l'évacuation du gaz, la soupape est menée d'un ressort qui permet son ouverture automatiquement en cas de surpression à l'intérieur du bac, et se ferme automatiquement lorsque les conditions normales ont été rétablies.

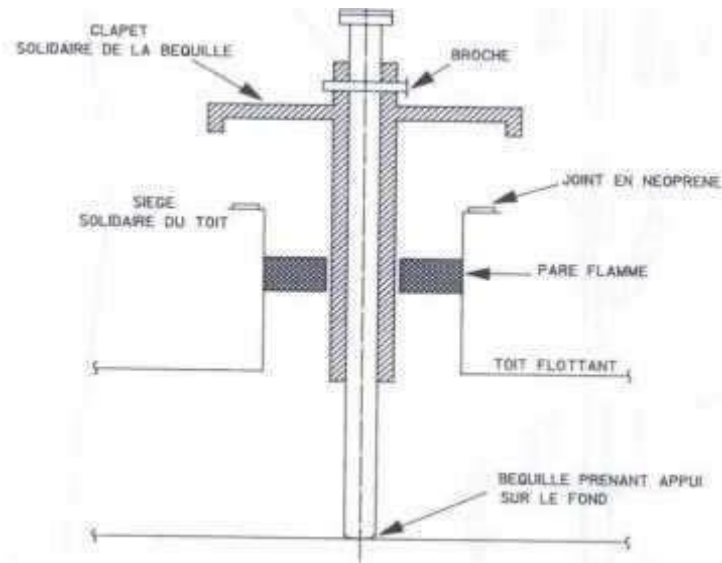


Figure III -10 Exemple d'une soupape ouvert

- **Arrêtes-flammes :**

Ces appareils sont destinés à empêcher la pénétration d'une flamme dans le réservoir. Ils sont constitués par des grilles ou des empilages de tôles endurcis d'aluminium, ils agissent par disparition de la chaleur et sont construit de la manière à ne pas créer que très peu de perte de charge. On place des arrêtes- flammes sur des événements ou à la sortie de soupapes de sécurité.

- **La mise à la terre :**

Les réservoirs doivent être mis à la terre, de cette façon ils forment des cages faraday dont l'intérieur est préservé de toute influence électrique et l'écoulement des charges atmosphériques se fait dans des bonnes conditions.

Les réservoirs de DRG Skikda sont mis à la terre (03 mises à la terre chacun) étant donné qu'ils sont de grand diamètre, leurs mises à la terre se fait en plusieurs points symétriques de leur robe (une prise tous les 20m).

Les mises à la terre ont plusieurs buts :

- Ecoulement au sol des charges électrostatiques produites par l'écoulement du Produit dans les parois des réservoirs.
- Ecoulement au sol des courants de foudre (charges électriques résultant de la foudre) pour éviter tout amorçage d'arc et les destructions matériels qui pourraient en résulter.

- Ecoulement au sol des courants forts dus au défaut d'isolement du réseau électrique.

- **Drain d'évacuation des eaux de pluviales du toit :**

L'évacuation des eaux pluviales est faite par des flexibles ou des tubes articulés. De plus, en cas de bouchage de ce système, un drain de sécurité permet à l'eau de s'écouler dans le produit afin d'éviter que le toit ne coule.

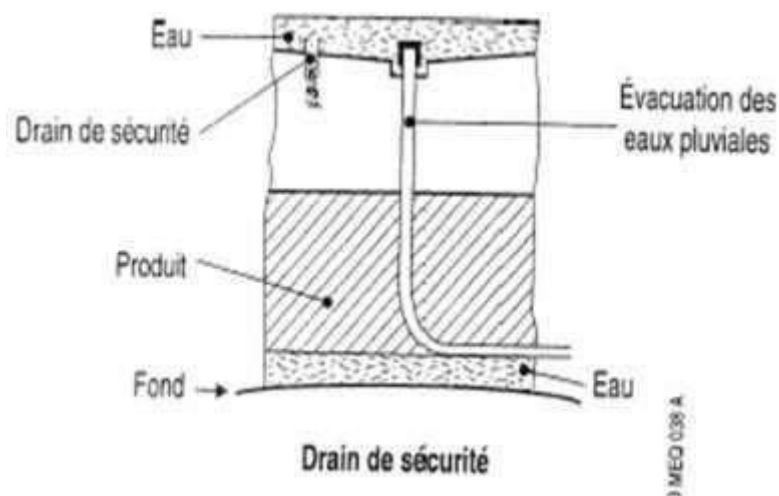


Figure III -11Exemple d'évacuation des eaux pluviales

- **Circuit mousse :**

Des diffuseurs placés en haut de la robe étalent sur la surface de du liquide un tapis de mousse capable d'étouffer les flammes en cas d'incendie. Pour assurer une couverture rapide et uniforme repartir judicieusement plusieurs diffuseurs installés sur le tour de réservoirs.

- **Les déversoirs :**

Tubes défecteurs : qui ont pour but de ramener le jet de mousse contre la paroi du déversoir, la mousse découle le long de cette dernière jusqu'à la surface des hydrocarbures laquelle elle s'étale.

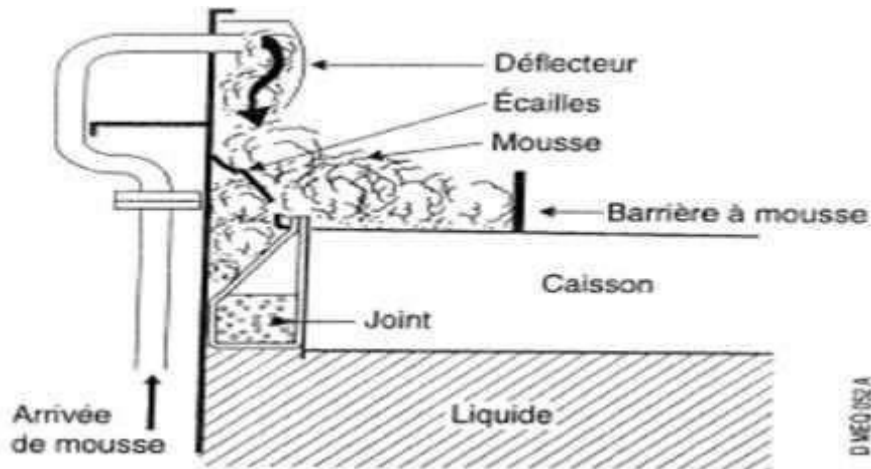


Figure III -12 Exemple de circuit à mousse.

- **Système fixe de refroidissement :**

C'est une canalisation circulaire où se trouvent les têtes d'arrosage en gardant un certain intervalle. Les tuyaux d'alimentation en eau vers chaque réservoir sont raccordés avec la canalisation principale à incendie.

- **Système de détection et extinction automatique USD:**

- ✓ Composantes du système :

- ❖ USD (unité de stockage et de dosage).
- ❖ Bouteilles d'Azote.
- ❖ Des fusibles, contres poids.
- ❖ La couronne et les buses de diffuseurs.

- ✓ Fonctionnement du système :

Lorsque la température atteint 92°C les fusibles fonctionnent, provoque la chute du contre poids sur le toit, qui percute la bouteille d'Azote, la libération de ce dernier à 125 bar percute a son tour l'USD.

1.2.3 Accessoires de contrôle et d'entretien :

- **Joint d'étanchéité :**

L'étanchéité entre le toit flottant et la robe du bac est assurée par des joints qui peuvent être réalisés de différentes manières. De plus, afin d'améliorer l'étanchéité entre robe et toit, de nombreux bacs sont équipés d'un système de double joint primaire et secondaire.

L'étanchéité entre la robe et le toit est maintenue par un "boudin" compartimenté rempli de kérosène ou de gazole. Ce dispositif est peu utilisé car en cas de percement, le joint perd son étanchéité.

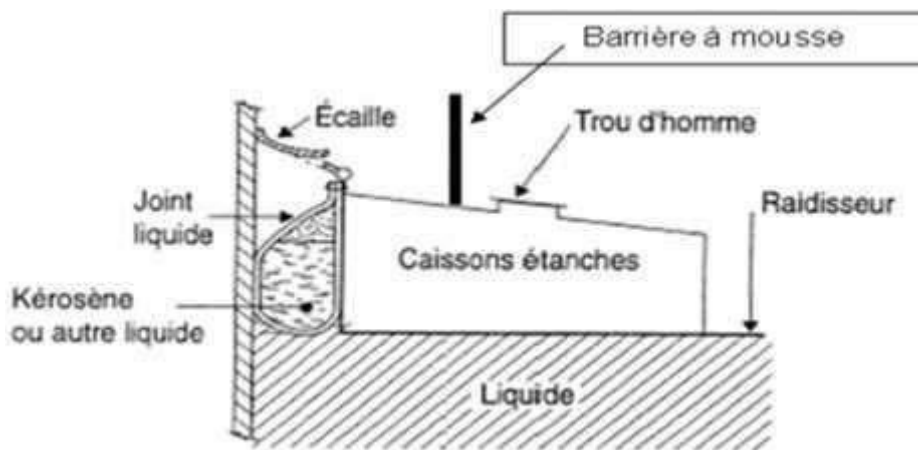


Figure III -13 Joint (Kérosène ou Gazole)

- **Trous d'homme :**

Les trous d'homme pour l'inspection des réservoirs et le nettoyage.



Figure III – 14 Exemple d'un trou d'homme sur le toit

- **Les caissons :**

Les caissons des toits flottants sont munis d'orifice permettant le contrôle de leur atmosphère.

- **Les béquilles :**

Lorsque la hauteur du liquide ne permet plus de maintenir le toit en flottaison, son supportage est assuré par des béquilles. Le nombre de béquilles nécessaires dépend de la taille du bac



Figure III – 15 Exemple d'une béquille.

- **Système de jaugeage :**

Le jaugeage, sert au prélèvement des échantillons. L'entrée des hydrocarbures dans les réservoirs doit se faire par le bas.

- **Un indicateur de niveau :**

Il sert à indiquer le niveau de pétrole au niveau du bac, il est relié à la salle de contrôle par un transmetteur.

- **Réseaux de drainage des eaux de purge :**

Équipé de quarts vannes (D1, D2, D3, D4) servent à la purge de l'eau après la Décantation.

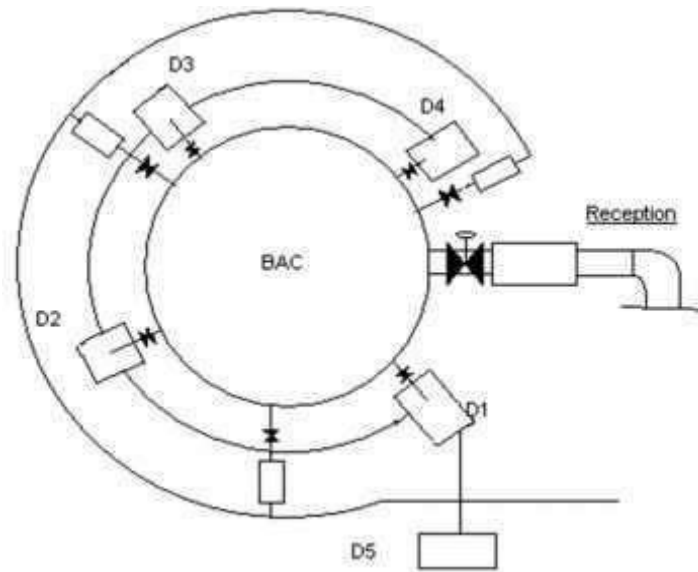


Figure III – 15 Les vannes de réservoir

- **Les pompes booster d'expédition :**

La décomposition du bac « cas de bac S 102 »

Le bac est pour le stockage du pétrole brut.

On considère le bac comme un système, et ces sous-systèmes sont :

1. Entrée principale :

- 1) Accès
- 2) Merlon
- 3) Cuvette de rétention

2. Ligne de réception/expédition :

- 1) Vanne pied de bac
- 2) Ligne de remplissage
- 3) Joint d'expansion
- 4) Vanne d'évent

3. Réseau de recyclage :

- 1) Vanne r1, r2, r3
- 2) Joints d'expansion r'1, r'2, r'3
- 3) Ligne de recyclage

4. Réseau drainage :

- 1) Vanne d1, d2, d3, d4, d5
- 2) Fosse de la purge principale du bac
- 3) Regard d1, d2, d3, d4,

5. Robe :

- 1) Escalier hécoïdal
- 2) Trous d'homme
- 3) Le Corps du bac (robe) tôle en acier (viroles)
- 4) La mise à la terre

6. Toit flottant :

- 1) Echelle mobile
- 2) Caissons
- 3) Le joint d'étanchéité «joint primaire »
- 4) L'indicateur de niveau
- 5) La mise à la terre
- 6) Guide du toit
- 7) Béquilles
- 8) Soupapes de respiration
- 9) Circuit d'évacuation eaux pluviales
- 10) Joint secondaire à écaille

7. Réseau anti incendie :

- 1) Processus de détection / fil thermosensible
- 2) USD
- 3) Des fusibles, contres poids
- 4) La couronne et les buses de diffuseurs
- 5) Vanne principale du réseau
- 6) Circuit de pré-mélange
- 7) Circuit de refroidissement
- 8) Déversoirs / Générateur de la mousse

8. Système de pompier :

- 1) Pompe Booster d'expédition.
- 2) Clapet anti retour.
- 3) Vanne motorisée d'admission.
- 4) Tuyauterie.
- 5) Fosse de pompe.

Tableaux d'AMDE du système de stockage (Bac de stockage de pétrole brute)

Système : Stockage de pétrole brut.		Sous système 01 : Entrée principale				
composants	Fonction et état	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
Accès	Accès au bac	Ravinement	-changement climatique (pluies, froid, soleil). -Passage engins en cas d'entretien.	Endommagement de la piste (terrain impraticable)	-visuelle	-aménagement
Merlon	Les murs de la cuvette.		changement climatique (pluies, froid, soleil).	Endommagement du mur de merlon	-visuelle	-Aménagement -renforcement (bétonner les merlons)
Cuvette de rétention	Contenance du volume du produit stocké	-Sous dimensionnement de la cuvette -Mauvaise étanchéité -Eclatement du béton couvrant le merlon	- Volume inférieur à celui du réservoir -Erosion du merlon -Béton du merlon non résistant aux ondes de choc en cas de feu/déversement -Détérioration de la paroi et fond de cuvette	-déversement du produit vers l'extérieur. - pollution du sol et sous sol - propagation du risque d'incendie aux bacs environnants	-Détection visuelle télésurveillance	-Vérification et entretien périodique. - nettoyage, désherbage et curage des caniveaux -assainissements

cuvette

Système : stockage de pétrole brut.		Sous système 02 : Ligne de réception/expédition				
composants	Fonction et état	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
Vanne pied de bac	-Fermeture et ouverture de la ligne réception/expédition	-Blocage (fermeture, ouverture), -étanchéité non complète (externe/interne)	-l'état de joint -corrosion -manque de graissage -mauvais type de graissage utilisé	-débit incontrôlable et même non désirable -temps de remplissage	-avec manipulation -visuelle	-Graissage -peinture -manipulation -serrage des tirants des raccords à brides -nettoyage de l'enceinte -recherche les traces de corrosion
Conduite 40 "	-Remplissage et expédition	-obturation -fuite	-mauvaise état des crépines -érosion -mauvaise protection (peinture)	-risque d'incendie - temps de remplissage	-Visuelle	-peinture -contrôle périodique des crépines
Joint d'expansion	-Pour permettre à la conduite d'être stable lors de la dilatation -en cas de cavitation,	-désalignement	-serrage inadéquat de tiges filetées -corrosion - choc et vibration à la conduite	-Non stabilité de la conduite	-visuelle	-contrôle de l'alignement -éviter le phénomène de cavitation crée par le mauvais fonctionnement de pompes (P aspiration > P refoulement)
Vanne d'évent	-Evacuer les gaz contenus dans la conduite	-Blocage (fermeture, ouverture), -étanchéité non complète (externe/interne)	-l'état de joint -corrosion -manque de graissage -mauvais type de graissage utilisé	-La surpression de la conduite -dépression dangereuse	-visuelle	-Graissage -peinture -manipulation -serrage des tirants des raccords à brides -nettoyage de l'enceinte -recherche les traces de

Système : stockage de pétrole brut.			Sous système 03 : Réseau de recyclage			
composants	Fonction	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
Vanne r1, r2, r3	- Fermeture et ouverture de la ligne de recyclage	-Blocage (fermeture, ouverture), -étanchéité non complète (externe/interne)	-l'état de joint -corrosion -manque de graissage -mauvais type de graissage utilisé	-bruit -vibration des tuyaux	-visuelle	-Graissage -peinture -manipulation -serrage des tirants des raccords à brides -nettoyage de l'enceinte -recherche les traces de corrosion
Joint d'expansion r1, r2, r3	- Pour permettre à la conduite d'être stable lors de la dilatation	-désalignement	-serrage inadéquat de tiges filetées -corrosion -choc et vibration à la conduite	--Non stabilité de la conduite	-visuelle	-contrôle de l'alignement -éviter le phénomène de cavitation crée par le mauvais fonctionnement de pompes (P aspiration > P refoulement)
Conduite de recyclage	-agitation pour l'homogénéité du produit	-obturation -fuite	-corrosion / érosion -mauvaise protection (peinture)	-fluide non homogène	-analyse d'échantillon	-peinture -contrôle

Modes de
défaillanceCauses de
la
défaillanceEffets de
la
défaillanceMoyens de
détection

Actions préventives

composants

Fonction et état

Système : stockage de pétrole brut.

Sous système 04 : Réseau drainage

<p>Vanne d1, d2, d3, d4, d5</p>	<p>-Drainage des eaux de purge</p>	<p>- la vanne bloquée en position fermée ou ouverte</p>	<p>-défaut mécanique. -manque de graissage -décantation des impuretés. -erreur humaine</p>	<p>-diminuer la quantité de l'eau à purger. - le déversement du pétrole brut à l'extérieur du réservoir. - la mise en indisponibilité du bac au cas où la vanne est maintenue ouverte.</p>	<p>Détection visuelle et manuelle.</p>	<p>-contrôle et entretien périodique</p>
<p>Regard d1, d2, d3, d4, d5</p>	<p>Evacuation de l'eau de pluviale</p>	<p>-Obturation -Bouchage</p>	<p>Introduction des corps étrangers</p>	<p>-débordement des eaux sur le sol -pollution du sol</p>	<p>-visuelle</p>	<p>-nettoyage</p>
<p>Fosse de purge principale du bac</p>	<p>Réception et évacuation des eaux de purge vers le réseau de drainage</p>	<p>- fosse fuyarde - débordement de la fosse</p>	<p>- fissure au niveau du béton - bouchage de l'ouverture du réseau - sous dimensionnement de la fosse</p>	<p>- déversement du produit à partir des fosses -incendie -pollution</p>	<p>- Détection visuelle - télésurveillance</p>	<p>-contrôle et entretien périodique</p>

Système : stockage de pétrole brut.			Sous système 05 : Robe			
composants	Fonction et état	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
Escalier hécoïdal	L'accès sur le bac et le toit - Accès aux déversoirs - inspection du bac	- état dégradées - échelle non conforme	- corrosion - détachement de marches / garde-fou - surfaces lisses des marches -mauvaise conception -manque de propreté	- la chute de personne	- détection visuelle	- contrôle et entretien périodique
Trous d'homme	Entrée de l'homme pour la maintenance.	-Ne s'ouvre pas. -bride n'est pas serré. - mauvaise adhérence de la jointure d'étanchéité	-corrosion interne ou externe. -corrosion des boulons. -mauvais serrage. -endommagement du joint.	-fuite du produit vers l'extérieur. -perturbation des travaux de l'entretien.	-détection visuelle	-vérification périodique. -changement du joint et boulons.
Le corps du bac (tôles en acier)	Stockage de pétrole brut	-fissure. -déformation. - inclinaison. -effondrement de bac.	-corrosion interne ou externe. -amincissement de la paroi. - inspection et entretien insuffisants -la foudre. -glissement de terrain.	-fuite. -endommagement du bac. -déversement du produit. - incendie / explosion - pollution	-détecteur de niveau. -détection visuelle. - télésurveillance - Mesures d'épaisseurs	-entretien et réhabilitation périodique du bac. -inspection et contrôle périodique. - cuvette de rétention capable de contenir la totalité du volume de BAC.

<p>La mise à la terre</p>	<p>Evacuation des charges électriques (statiques ou actives) vers la terre.</p>	<p>-Mauvaise liaison -Coupure des câbles.</p>	<p>- la foudre. -Vitesse importante de chargement de produit. -le nombre et profondeur des puits insuffisants. -traitement des puits non conforme. - qualité non adéquate des câbles.</p>	<p>- endommagement du bac suite à la foudre - déversement de produit. -accumulation des charges statiques causant l'étincelle et provoquant un incendie ou explosion.</p>	<p>-détection visuelle. - mesures des mises à la terre.</p>	<p>- installation des pylônes de terre (paratonnerre) - mettre en conformité l'installation. - contrôle périodique et entretien des installations.</p>
----------------------------------	---	---	---	---	---	--

Système : stockage de pétrole brut.			Sous système 06 : Toit flottant			
composants	Fonction et état	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
Echèle mobile	L'accès sur le toit flottant	- ruptures d'échelle - détérioration de la matière anti -étincellent au niveau de la roue	- déraillement de l'échelle - Corrosion du corps de l'échelle -marches d'échelle lisses / bloquées en position inclinées- - Mouvements répétitifs du toit	- déformations et fissures du toit - glissement et trébuchement en plein pied des intervenants sur toit	-Détection visuelle.	-contrôle et entretien périodique de l'échelle
Caissons	Assure la stabilisation du toit au dessus de produit. - confiner les fuites de pétrole brut	- Perforation /fissure. -déformation. - inclinaison	-Corrosion interne/ externe. -stagnation d'eau sur le toit.	-Caissons remplies d'eau ou de produit. - déséquilibre et/ ou enfoncement du toit - la dégradation du joint primaire	-Détection visuelle. -élé-surveillance	-contrôle et entretien périodique des caissons
Le joint d'étanchéité/ joint annulaire	Assurer l'étanchéité entre la paroi et le toit du bac.	-Détérioration. -Fissure. -Usure.	-Exposition au changement climatique (gel, froid, soleil).	-Mauvaise étanchéité. - création d'un nuage gazeux sur le toit.	-Détection visuelle et olfactif. - test	- assurer une bonne étanchéité par le joint secondaire (écaille). -contrôle et

	- la diminution du taux de vaporisation. - conçus à une manière de faciliter le glissement du toit.		- déformation ou démontage des écailles du joint secondaire. - Serrage ou montage incorrect. - erreur humaine / matériel	Incendie/ explosion -infiltration de l'eau pluviale dans le bac.	d'atmosphère	entretien périodique -appoint
composants	Fonction et état	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
La mise à la terre	Evacuation des charges électriques (statiques ou actives) vers la terre.	-Mauvaise liaison -Coupure des câbles.	- la foudre. -Vitesse importante de chargement de produit. - qualité et connexion non adéquate des câbles.	-endommagement du toit suite à la foudre - déversement de produit. -accumulation des charges statiques causant l'étincelle et provoquant un incendie ou explosion.	-détection visuelle. - mesures des mises à la terre.	- installation des pylônes de terre (paratonnerre) - mettre en conformité l'installation. - contrôle périodique et entretien des installations.
Guide du toit	-Protection du toit -contre les rotations -Prise d'échantillon -Jaugeage	- fissure - inclinaison	- piqûre de corrosion	- rotation du joint - joint annulaire détérioré	Détection visuelle	-Vérification et entretien périodique. - graissage des roues de guidage
Béquilles	Ils servent à tenir le toit en position exploitation et position de maintenance	- Détérioration - perte d'équilibre du toit dans la position de maintenance.	-Corrosion/ rupture - blocage en position vidange totale ou position de visite - Goupilles retirées	Déformation / chute du toit lors de sa pose sur béquille - difficulté de la pose du toit	-Détection visuelle.	-contrôle et entretien périodique des béquilles

			- inclinaison du béquille	- blocage du toit en position incliné.		
Soupapes	Evacuation des gaz - protection du bac contre les phénomènes de pression	- blocage. - obturation	- Corrosion. - Usure de ressort.	Surpression/dépression à l'intérieur de bac de stockage.	- Manomètre. - Détection visuelle	- Vérification périodique. - Etalonnage. - Changement en cas de défaillance.
composants	Fonction et état	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
Joint secondaire à écaille	- Protéger le joint primaire des conditions climatiques	- endommagement	- mal fixation des	- joint annulaire non	-	- appoint de liquide pour une meilleure adhérence et étanchéité. une meilleure adhérence et étanchéité.
Trou d'homme	Entrée de l'homme pour la maintenance.	- Ne s'ouvre pas. - bride n'est pas serré. - mauvaise adhérence de la jointure d'étanchéité	- corrosion interne ou externe. - corrosion des boulons. - mauvais serrage. - endommagement du joint.	- perturbation des travaux de l'entretien.	- détection visuelle	- vérification périodique. - changement du joint et boulons.

Système : stockage de pétrole brut.		Sous système 07 : Réseau anti incendie				
composants	Fonction et état	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
USD	-Stockage et approvisionnement en émulseur	- Pas d'expédition d'émulseur - Blocage de la vanne arrivée eau - Non étanchéité de la vessie - Défaut de dosage d'émulseur - colmatage de l'émulseur à l'intérieur de la tuyauterie	-La pression exercée sur la vessie n'est pas suffisante pour éjecter l'émulseur -Surpression exercée sur la vessie / ouverture spontanée (non progressive) des vannes -Manque de la vérification de la vessie après usage -Manque rinçage de la tuyauterie après usage -Erreur de manipulation des vannes -Orifice non étalonné	- non réponse du système -Dosage non adéquat pour l'extinction -Propagation du feu -Obturation de la tuyauterie	Détection visuelle, manuelle et instrumentée	contrôle et entretien périodique - rinçage de la tuyauterie après usage - vérification de la vessie après usage
Câble thermosensible	-Détection des incendies	- Coupure	-Travaux -vents, pluies	-fausse alerte -dérangement	-automate	-simulation -tets

				systeme en cas d'incendie		
Générateur de la mousse / Déversoirs	Foisonnement et déversement de la mousse	- Obturation des déversoirs et orifices entrés d'air	- dépôts de sédiments - Corrosion	- mauvais foisonnement - propagation du feu	Détection visuelle	-contrôle et entretien périodique
composants	Fonction et état	Modes de défaillance	Causes de la défaillance	Effets de la défaillance	Moyens de détection	Actions préventives
Circuit de pré-mélange	Véhiculer l'eau et le pré mélange (eau – émulseur) vers les déversoirs	- rupture - fissures - détérioration des bouches de raccordement des camions ravitailleurs en émulseur	- Corrosion interne ou externe - dépôts et sédiments	- manque de	-Non arrivé e du mélange eau émuls	systeme
Circuit de refroidissement	Refroidissement de la robe du bac	-fuite au niveau du réseau anti incendie - rupture - fissures - Obturation des buses - coup de bélier	-Manque de pression suffisante -Corrosion interne ou externe. - chocs mécaniques. -mauvaise soudure de liaison. -Dépôt de sédiment - Insuffisance d'entretien.		eur - fuite - Perturbation du bon fonctionnement de	

1. Conclusion :

Dans ce chapitre j'ai fait une description générale de l'entreprise objet de mon stage, ainsi qu'établir un état des lieux du terminal de Skikda, et aussi un schéma général des différentes installations est décrit.

Aussi, dans ce chapitre j'ai fait une description approfondie de l'organisation structurelle de la direction HSE dans sa nouvelle version qui rentre dans le cadre général de l'entreprise mère : SONATRACH.

Recommandation

Sur la base de l'étude réalisée sur les systèmes de ce centre, nous nous proposons de faire quelques recommandations techniques qui sont les suivantes:

- 1- Vérifier l'efficacité de réseau anti-incendie et vérifier le bon fonctionnement des systèmes de sécurité.
- 2- la quantité d'émulseur suffisante pour préparer la mousse.
- 3- Effectuer des contrôles quotidiens avant l'opération de chargement.
- 4- lors du remplissage d'un camion-citerne des mesures techniques appropriées doivent être prises pour éviter un débordement du camion.
- 5- Augmenter les nombres des poteaux d'incendie dans le poste de déchargement wagons-citernes.
- 6- Contrôle annuelle des bacs de stockage (la peinture, l'épaisseur).
- 7- Maintenance tout mauvais fonctionnement.
- 8- Il faut préparer les pièces des rechanges avant la première défaillance.
- 9- Eviter les émissions des composés organique volatils dans l'air.
- 10- La prévention de la santé et la sécurité des personnes par la gestion des déchets.
- 11- Il faut respecter les consignes de sécurité dans le poste de chargement
- 12- La réalisation des vérifications périodiques des matériels constituant les systèmes de la mise à la terre.

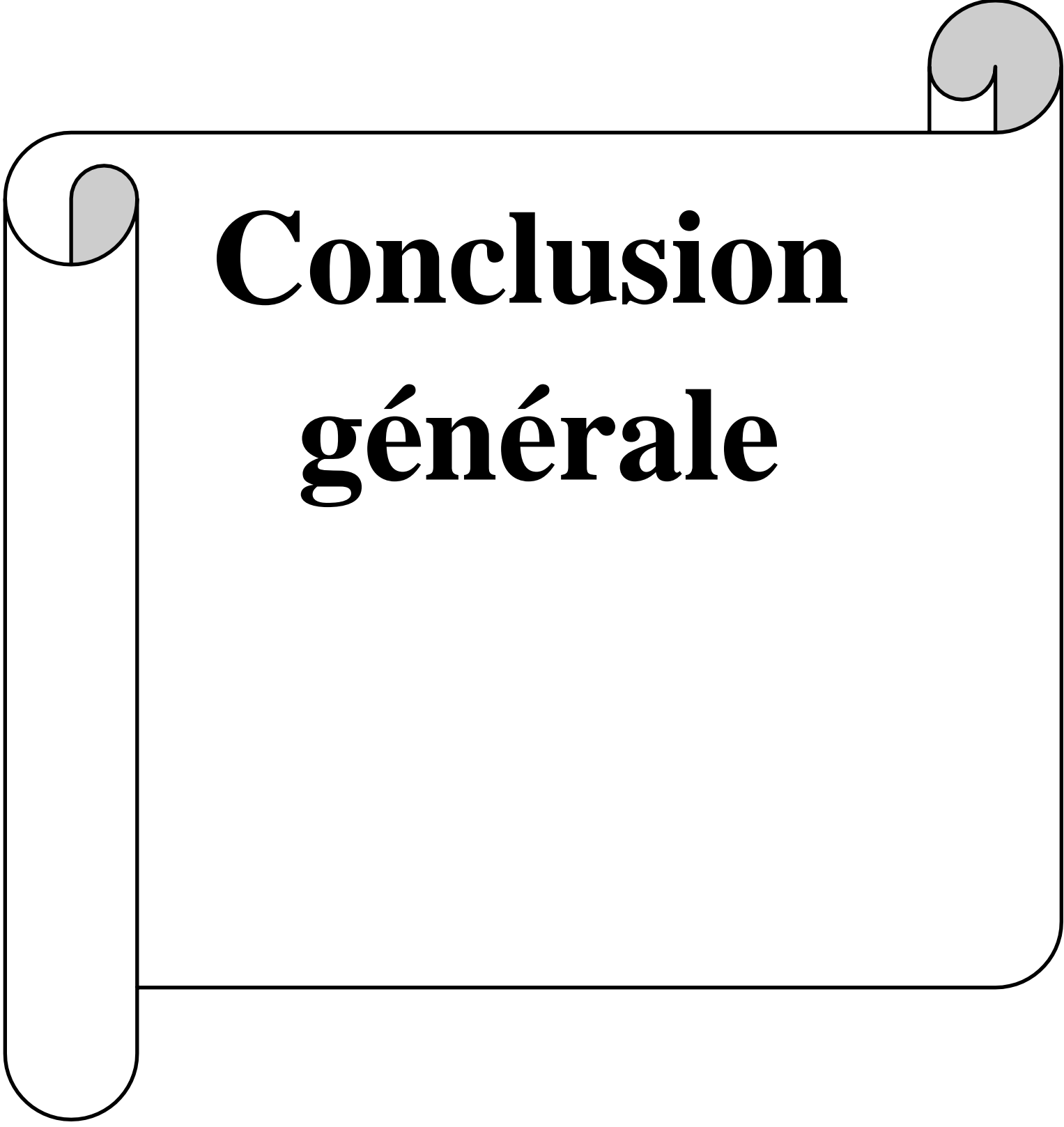
13- Dans ce type d'installation de stockage, il faut renforcer les dispositifs de lutte contre l'incendie; les détecteurs de fumée et de température de produits et le système d'extinction.

14- La réduction des risques à la source.

15- interdiction de l'utilisation de téléphone portable dans les zones à risque.

16- Fournir des éléments pour l'information et la formation du personnel sur site, notamment l'exploitant exposés au risque, sur les risques des hydrocarbures portés des équipements de protection individuelle.

17- La mise en place de barrières de sécurité visant à limiter la fréquence d'apparition de dommages significatifs au niveau de zones cibles.

A decorative graphic of a scroll with a black outline and grey shading on the curled ends. The scroll is oriented vertically, with the top end on the right and the bottom end on the left. The text is centered within the scroll's frame.

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

La méthodologie développée dans ce mémoire suit deux parties essentielles :

- 🌈 La première partie est axée sur une étude bibliographique concernant des généralités sur les hydrocarbures ainsi que les différents risques liés aux différentes activités de l'entreprise (transport, stockage, etc.), ainsi qu'une description des différents risques et danger liés à ces activités, et les méthodes d'analyses de ces risques, puis on a décrit en détail l'entreprise Sonatrach, ainsi que le processus choisi pour notre étude.
- 🌈 La deuxième partie quant à elle est axée sur l'analyse des risques liés au terminal SKIKDA par l'application de la méthode AMDE : outil systématique permettant d'identifier tous les phénomènes dangereux relatifs aux dérives d'un système. Les résultats de cette application m'ont permis de déceler un certain nombre de risques prédominants, à savoir risque explosion, incendie, éclatement, inhérents aux équipements de l'installation. Les mesures de protection mises en place s'avèrent satisfaisantes, néanmoins il est toujours préférable d'apporter quelques recommandations et suggestions nécessaires pour maîtriser et minimiser les risques existants.

A decorative border resembling a scroll, with a black outline and grey shaded areas at the top-left and top-right corners. The scroll extends downwards on the left side.

ANNE

X

Notion de bases

Sécurité :

Absence de circonstances susceptibles d'occasionner soit accidentes ou mort de Personnel soit dégradation ou perte d'équipements ou bien

Risque :

C'est la possibilité de survenance d'un dommage résultant d'une exposition à un danger.

- C'est une mesure de niveau de danger
- C'est une fonction de probabilité d'occurrence d'accident.

Danger :

C'est une situation une condition ou une pratique qui comporte en elle-même un potentiel à causer des dommages aux biens ou à l'environnement. Quelquefois appelé « facteur potentiel d'accident »

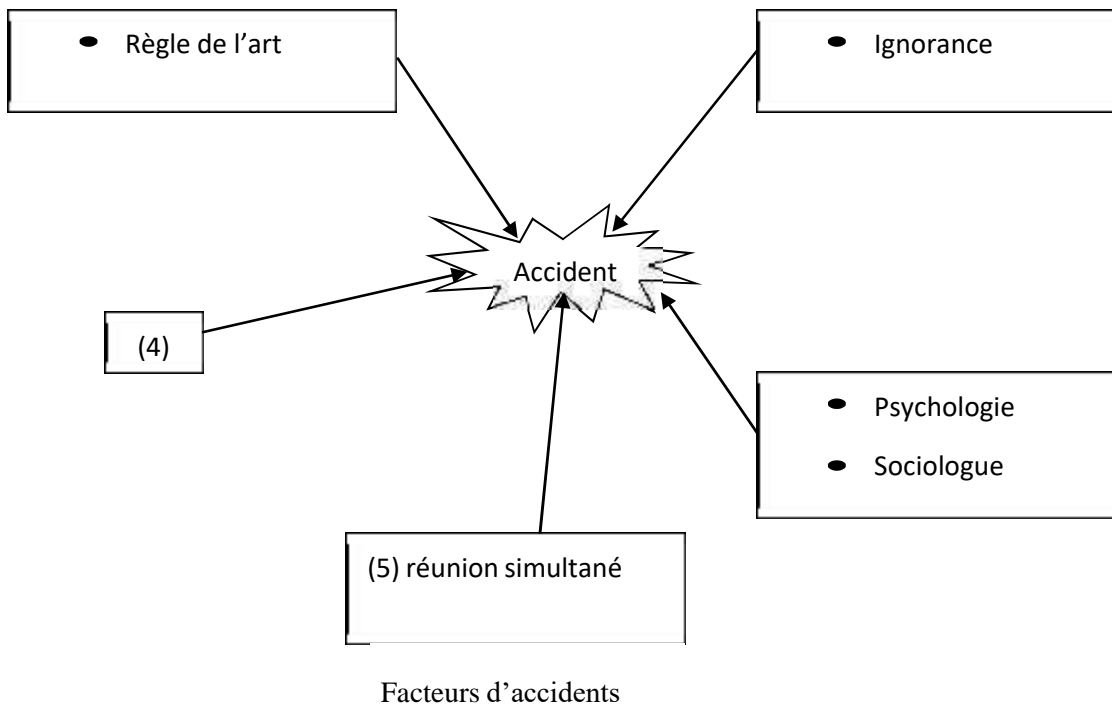
L'incident :

L'incident est un événement non désiré, il est défini comme une perte de contrôle Ou une atteinte à l'environnement.

Accident :

Définie comme une perte de contrôle qui provoque une blessure, un dommage Matériel ou une atteinte à l'environnement.

- Les facteurs d'accident :
- Les facteurs d'accidents sont représentés par la figure suivant



Les conséquences d'accident :

Lorsque de tels accidents arrivent, en plus de la détérioration des équipements, on peut enregistrer pour les personnes :

- Des blessures
- Des brûlures
- Des asphyxies
- Même des décès

La sécurité dans l'entreprise :

La sécurité peut être définie comme l'aptitude d'un système à fonctionner en maîtrisant à un niveau acceptable des risques pour les personnes, les biens et l'environnement, en finalement protégé toutes les composantes d'entreprise.

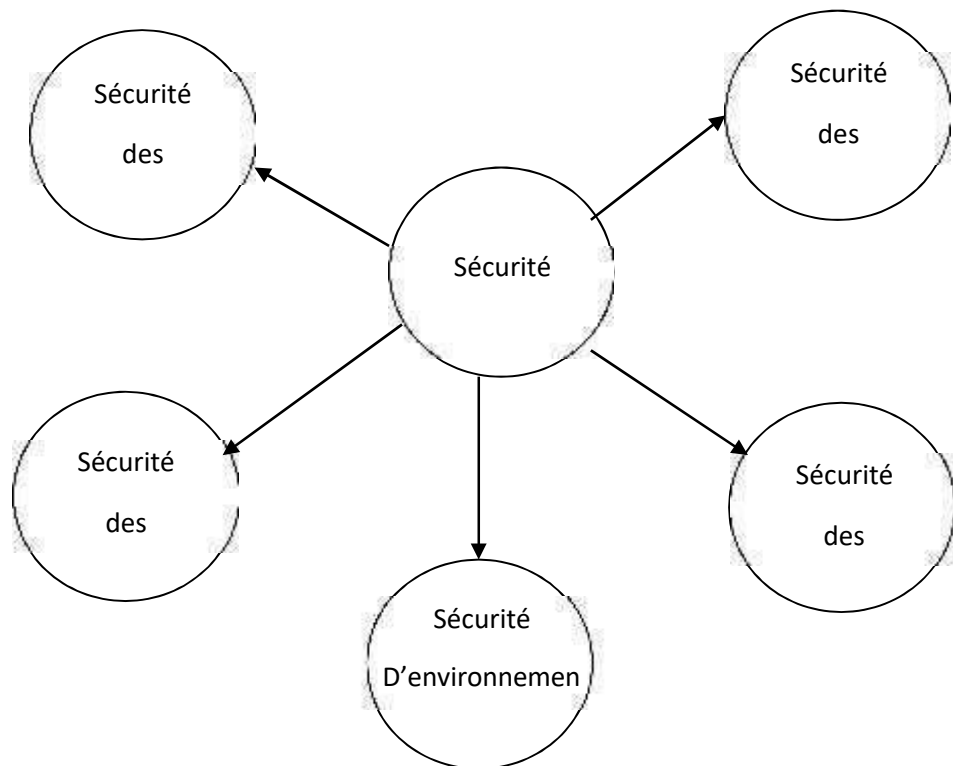
La sécurité dans l'entreprise est très importante pour assurer le fonctionnement d'un

Systeme avec des risques dont le niveau est acceptable.

Divers aspects de la sécurité dans l'entreprise :

Les divers aspects de la sécurité dans l'entreprise sont représentés par le schéma

Suivant :



Divers aspects de la sécurité dans l'entreprise

🚩 Notion de sécurité intégrée :

La sécurité intégrée concerne la sécurité des différentes composantes du système(entreprise) et consiste à établir plusieurs programmes de sécurité. Ces derniers constituent des volets d'un programme global de sécurité.



bibliographie

Bibliographie



[1] : les feux d'hydrocarbures, sergent-chef LESCOLE C.

Centre de secours de Divonne-les-Bains

404, avenue des voïrons

01220 - **Divonne-les-Bains**

Site web: <http://www.csdivonne.fr.st>

E-mail : pompierdivonne@hotmail.com.

[2] : l'encyclopédie libre. Un article de Wikipédia/ pétrole.

[3]: mémoire de fin d'études « Identification des effets dominos dans les études de danger pour lephénomène de BLEVE par application de la méthode MICADO»

Promotion 2008 IHSL.

[3] : le stockage des matières dangereuses dans l'agglomération lyonnaises (livre blanc)

[4] Risque liés au transport de marchandise dangereuse (TMD) Http / [www.mementodumaire.net /02risques_technos/RT3.htm](http://www.mementodumaire.net/02risques_technos/RT3.htm)

[5] : formation industrie séminaire sur Stockage du pétrole brut et des produits finisAlgérien pétroleur Institute IAP spa – Skikda

[6] : Transport des hydrocarbures Dr : A. BENAHMED

[7] : ISO/CEI 51 et

73 pour la gestion des risques[9]

[INERIS. 2003].

[10] : Formation ENSPM 2009 pour l'analyse des risques

[11] : Document interne de l'Enterprise RTE

SITE INTERNET :

1. www.google.fr;
2. fr.wikipedia.org/wiki/Audition.