

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Mécanique

Filière : Génie Mécanique

Option: Transport et Distribution des hydrocarbures

Réf:.....

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de:

MASTER

Thème

**Analyse de risque de la station de pompage
SP3 par la méthode AMDEC**

Présenté par

MAHMOUDI RAFIK LAID

Devant le jury composé de :

Dr. BENMACHICHE *ABDELHAKIM*

Dr. BEGAR *ABDELHAKIM*

Dr. CHOUCANE NACER

Président

Encadreur

Examinateur

Promotion : Juin 2017

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

REMERCIEMENTS

A ma directrice et présidente du thèse,

Mr. BEGAR ABELHAKIM

« Vous m'avez fait l'honneur d'accepter la direction de ma thèse. Je vous adresse mes plus sincères remerciements pour votre accueil et vos conseils lors de la réalisation de ce travail »

A mon jury,

*« Nous sommes tout reconnaissants à la présidente de jury **Mr BENMACHICHE ABELHAKIM** de nous avoir fait l'honneur de présider ce jury»*

*« Egalement ; nos remerciement les plus vifs au membre de jury **Mr CHOUCANE NACER** pour avoir accepté de juger notre travail»*

A mes parents,

« Qui m'ont aidé par leur extrême affection, leur soutien inconditionnel et leurs conseils avisés à avancer dans mes études et dans ma vie »

A mon frère,

« Pour leur bonne humeur contagieuse et leur présence dans les moments difficiles »

A tous les miens,

«Je remercie tous ceux et toutes celles qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail, surtout :

*L'université **Mohamed Khider –Biskra**, particulièrement le département de génie mécanique, la direction, les enseignants et tous les employés» .*

Merci ,à tous ...

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail:

A mon très Cher Mère

A mon très Cher Père

A mes très Cher Frères

A mes très Chers sœurs

A mes chers et fidèles amis :

Abdellah, Mohamed, Ali, Nadir.

*A toute la promotion transport et distribution
des hydrocarbures*

Rafik

Liste des figures	i
Liste des tableaux	ii
Introduction générale.....	1

CHAPITRE I .GENERALITE SUR LES HYDROCARBURES

I.1.Introduction.....	2
I.2.Historique des hydrocarbures en Algérie.....	2
I.3.Définition des hydrocarbures	3
I.4.Origine des hydrocarbures	3
I.5.Classification des hydrocarbures	3
I.5.1.Les hydrocarbures aliphatiques	3
I. 5.1.1. Les alcanes ou paraffines.....	4
I.5.1.2. Les alcènes ou « oléfine ».....	4
I.5.1.3. Les alcynes	4
I.5.2. Les hydrocarbures alicycliques.....	5
I.5.2.1. Cyclanes ou cyclo –alcanes	5
I.5.2.2. Les cyclènes ou cyclo-alcènes	5
I.5.2.3. Cyclynes	5
I.5.2.4. Les hétérocycles.....	5
I.5.3. Les hydrocarbures aromatiques	5
I.6.Formation des Hydrocarbures	6
I.7.Formation de l'huile et du gaz.....	8
I.8.Les différents processus d'une chaîne pétrolière.....	Erreur ! Signet non défini.0
I.8.1. L'exploration	Erreur ! Signet non défini.0

I.8.2. Le développement	Erreur ! Signet non défini.1
I.8.3.La production ou l'exploitation	Erreur ! Signet non défini.1
I.8.4.Le transport des hydrocarbures	Erreur ! Signet non défini.2
I.8.5.Le raffinage du pétrole	Erreur ! Signet non défini.2
I.8.6.La distribution	Erreur ! Signet non défini.3
I.9.Conclusion	Erreur ! Signet non défini.5

CHAPITRE II. PRINCIPE POUR GESTION DES RISQUES

II.1.Introduction	Erreur ! Signet non défini.6
II.2.Concepts et définitions	Erreur ! Signet non défini.
II.2.1.Notion de danger	Erreur ! Signet non défini.
II.2.2.Notion de risque	Erreur ! Signet non défini.
II.2.3.Notion de sécurité	Erreur ! Signet non défini.7
II.3.Principe pour la gestion des risques	Erreur ! Signet non défini.7
II.3.1.Analyse de risque	18
II.3.2.Évaluation du risque	18
II.3.3.Acceptation du risque	18
II.3.4.Réduction du risque	19
II.4. Méthode d'analyse de risque	Erreur ! Signet non défini.
II.4.1.étapes d'une analyse de risques	19
II.4.2.classements des méthodes d'analyse du risque	Erreur ! Signet non défini.0
II.4.2.1.L'analyse inductive et l'analyse déductive	Erreur ! Signet non défini.0
II.4.2.2. Méthodes qualitatives vs. Méthodes quantitatives	Erreur ! Signet non défini.0
II.4.2.2.1..Méthodes quantitatives	Erreur ! Signet non défini.1
II.4.2.2.2.Les méthodes qualitatives	Erreur ! Signet non défini.1
II.4.2.3. méthodes statiques ou dynamiques	Erreur ! Signet non défini.1

II.4.3. Les différentes méthodes d'analyse de risques	Erreur ! Signet non défini.
II.5. Analyse des modes de défaillances et de leurs effets et de leur criticité (AMDEC..	24
II.5.1. Historique et domaines d'application	Erreur ! Signet non défini.4
II.5.2. Principe de l'AMDEC	Erreur ! Signet non défini.5
II.5.3. Type de L'AMDEC.....	Erreur ! Signet non défini.5
III.5.3.1. AMDEC-Produit	Erreur ! Signet non défini.5
II.5.3.2. AMDEC-Process	Erreur ! Signet non défini.5
III.5.3.3. AMDEC- Moyen de production	Erreur ! Signet non défini.6
II.6. Terminologie	Erreur ! Signet non défini.6
II.7. But de l'AMDEC	Erreur ! Signet non défini.7
II.8. Avantages et inconvénients	29
II.9. CONCLUSION.....	Erreur ! Signet non défini.0

CHAPITRE III. PRESENTATION DE LA STATION POMPAGE SP3

III.1. Introduction	Erreur ! Signet non défini.1
III.2. Description générale de l'oleoduc ok1	Erreur ! Signet non défini.1
III.3. Description générale de quelque système composant la station sp3	
.....	Erreur ! Signet non défini.5
III.3.1. Système Turbopompe	Erreur ! Signet non défini.5
III.3.2. Système du bac de détente.....	Erreur ! Signet non défini.6
III.3.3. Système de production de gaz combustible	Erreur ! Signet non défini.7
III.3.4. Système de stockage et distribution du gasoil	Erreur ! Signet non défini.
III.3.5. Système de collecte des drainages fermés	Erreur ! Signet non défini.
III.4. Description du réseau Electrique	Erreur ! Signet non défini.8
III.4.1. Groupe électrogène de secours 350-DG-01	39

III.5.Description du système de contrôle et sécurité.....	Erreur ! Signet non défini.0
III.6.sécurité de la station.....	Erreur ! Signet non défini.1
III.6.1.REGLES GENERALES.....	Erreur ! Signet non défini.1
III.6.2.Efet des hydrocarbures.....	Erreur ! Signet non défini.1
III.7.Sécurité et protection incendie.....	Erreur ! Signet non défini.2
III.7.1.Systèmes de détection du feu et gaz.....	Erreur ! Signet non défini.2
III.7.2.Systèmes de défense contre l'incendie	Erreur ! Signet non défini.
III.7.2.1.Système de défense à gaz carbonique.....	Erreur ! Signet non défini.
III.7.2.2.Système de défense à eau	Erreur ! Signet non défini.5
III.7.2.3. Système de défense à mousse	Erreur ! Signet non défini.6
III.7.2.4.Système de défense à poudre.....	46
III.8. Conclusion	Erreur ! Signet non défini.6
 CHAPITRE IV. L'APPLICATION DELA METHODE AMDEC	
IV.1 Introduction.....	Erreur ! Signet non défini.7
IV.2 Les tableaux de l'amdec	48
IV.3 Conclusion	Erreur ! Signet non défini.5
Conclusion générale	Erreur ! Signet non défini.
Reference Bibliographies	Erreur ! Signet non défini.7

Liste des figures

Chapitre I

Figure 1: La série aliphatique des hydrocarbure.....	4
Figure2: HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques) prioritaires dans la liste de l'UEPA (United states environmental protection agency).....	6
Figure 3: Mécanisme de sédimentation.....	7
Figure 4: Transformation du kérogène.....	8
Figure 5: Formation de l'huile et du gaz.....	9
Figure 6: Production des combustibles fossiles a partir du kérogène.....	10
Figure 7: Les différentes phases de l'activité production.....	12
Figure 8: Les processus technique d'une chaîne pétrolière.....	14

Chapitre II

Figure 1: Relation entre les notions de danger et de risque.....	17
Figure 2 : principe de la gestion des risques.....	18
Figure 3: étapes d'une analyse de risques.....	19
Figure 4: Analyse déductive et analyse inductive.....	20
Figure 5: Typologie des méthodes d'analyse de risque.....	20
Figure 6: Classification des principales méthodes d'analyse de risque qualitatives.....	21

Chapitre III

Figure 1: Situation géographique de SP3.....	35
Figure 2: Vue générale d'une turbopompe.....	36
Figure 3: Le bac de détente.....	37
Figure 4: Système de production de gaz combustible.....	38
Figure 5: Salle électrique.....	39
Figure 6: Groupe électrogène 350-DG-01	40

Liste des tableaux

Chapitre II

Tableau 1: Présentation synthétique des méthodes d'analyse.....	24
Tableau 2: Indices de fréquence.....	28
Tableau 3: Indices Non- détection.....	29
Tableau 4: Indices de Gravité.....	29

Introduction générale

Dès le début de l'ère industrielle, l'exploitation de ressources naturelles (charbon, pétrole,...) s'est traduit par des accidents technologiques, chose suppose de viser des objectifs concernant la prévention et la maîtrise des risques industriels pour le respect de l'hygiène, de la santé, de la sécurité et de l'environnement afin de fiabiliser et pérenniser la production d'hydrocarbures et les équipements pétroliers.

Dans le cadre de l'exploitation/transports pétrolière, le forage pétrolier présente des risques très importants en particulier le risque incendie dont les effets et impacts peuvent être d'une gravité considérable.

Pour répondre à cette problématique, il existe plusieurs méthodes d'évaluation des risques. Parmi ces méthodes, nous porterons intérêt à la méthode AMDEC qui consiste à examiner chaque mode de défaillances, ses causes et ses effets pour les différents états de fonctionnement du système, et elle permet d'identifier les modes communs de défaillances pouvant affecter le système étudié.

Parmi les risques majeurs menaçants le personnel et le matériel c'est les changements de paramètres de circuit de pompage qui peuvent provoquer des dégâts énormes tels que l'incendie et l'explosion.

Et pour envelopper ces problèmes nous avons proposé ce modeste travail qui introduit un programme de sécurité en se basant sur l'application des méthodes d'analyse AMDEC sur le circuit de pompage au sein de la station de pompage « SP3 » Biskra

Et pour atteindre notre objectif, nous avons divisé ce travail en 02 parties :

La partie théorique s'articule autour des chapitres suivants :

- Chapitre 1: Généralités sur les hydrocarbures
- Chapitre 2: Principe pour la gestion des risques

La partie pratique s'articule autour des chapitres suivants :

- Le chapitre 3: Présentation de la station pompage sp3
- Le chapitre 4 : Application de la méthode AMDEC

I.1.Introduction

Les hydrocarbures occupent depuis des décennies une place très importante non seulement dans le développement économique des pays producteurs mais aussi dans les relations géopolitiques internationales. De par leur abondance naturelle, ils font partie des produits chimiques les plus importants pour l'humanité et sont notamment utilisés comme source d'énergie primaire.

L'Algérie dispose de potentialités importantes en pétrole et gaz naturel. Le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures ont été confiés à la Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures.

I.2.Historique des hydrocarbures en Algérie

Avec un volume initial en place de 16 milliards de mètres cubes équivalent-pétrole découvert depuis 1948, date de la première découverte commerciale à Oued Guétérini, près de Sidi Aissa, en pleine zone des nappes, l'Algérie occupe le troisième rang parmi les pays producteurs de pétrole en Afrique, et le 12ème rang dans le monde.

Une grande partie de ces réserves a déjà été produite surtout pour le pétrole. Les ressources ultimes, générées migrées puis piégées dans les différents bassins sédimentaires, tout au long de leur histoire géologique, sont loin d'avoir été toutes explorées et encore moins découvertes. L'analyse de l'historique des découvertes depuis 1948, de la répartition des hydrocarbures à travers les provinces pétrolières, et de la répartition stratigraphique des accumulations connues, permet d'établir une classification des provinces et des objectifs. Il permet également une approche assez originale du potentiel en hydrocarbures du futur.

- Les réserves en hydrocarbures découvertes en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz, dont 73 sont situés dans le bassin d'Illizi, 57 dans les bassins du Sahara Central, 34 dans les bassins de Ghadamès – Rhourde Nouss et 31 dans le bassin de Oued Mya. Il y a 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements, dont 105 pour le Siluro Dévonien, 63 pour le Trias et 55 pour l'Ordovicien.
- Sur les réserves initiales en place prouvées d'environ dix milliards deux cents millions de mètres cubes d'hydrocarbures liquides, seuls 25% d'entre elles sont considérés récupérables avec les procédés d'exploitation actuels. La moitié de ces réserves d'huile récupérables a déjà été produite Environ 400 autres millions de mètres cubes d'huile sont aujourd'hui considérés comme réserves probables et possibles.

- Sur les réserves initiales en place prouvées d'environ quatre mille six cents milliards de mètres cubes de gaz, 80% d'entre elles sont considérées récupérables actuellement.

Uniquement 15% de ces réserves ont été produites à ce jour. Environ mille autres milliards de mètres cubes de gaz sont considérés aujourd'hui comme réserves probables et possibles [01].

I.3.Définition des hydrocarbures

Les hydrocarbures sont des composés organiques dont la formule chimique comprend uniquement des atomes de carbone (C) et d'hydrogène (H), ils ont pour formule brute C_nH_m où n et m sont deux entiers naturels [2].

I.4.Origine des hydrocarbures

Les rapides transformations chimiques et mécaniques du pétrole déversé dans l'environnement terrestre et du fait des mécanismes d'altération (évaporation, dissolution, photo oxydation, biodégradation...), sont souvent un obstacle à la détermination de son origine. Par conséquent, si un pétrole ne peut être rapidement analysé après son introduction dans le milieu naturel, son identification devient très difficile [3].

Les hydrocarbures dans l'environnement peuvent avoir plusieurs origines :

- Les hydrocarbures fossiles, qui proviennent de la décomposition d'une grande quantité de matière organique coincée entre deux couches sédimentaires. Cela demande des caractéristiques géologiques passées spécifiques ce qui explique la faible quantité de ressources disponibles.
- Les hydrocarbures actuels, qui sont produits par des bactéries décomposant la matière organique. Cette production a lieu essentiellement dans les zones humides (tourbières, marais) et en quantité limitée. Le changement climatique pourrait accroître cette production dans les zones actuellement gelée et relâcher de grandes quantités de méthane dans l'atmosphère terrestre ce qui accentuerait d'autant plus l'effet de serre.
- Les rejets industriels et urbains, qui sont les sources d'hydrocarbures pétroliers pyrolytiques.

I.5.Classification des hydrocarbures

On distingue trois séries distinctes des hydrocarbures: la série aliphatique, la série alicyclique et la série aromatique.

I.5.1.Les hydrocarbures aliphatiques

Les hydrocarbures aliphatiques (HA) sont constitués de chaînes carbonées linéaires qui peuvent être saturées ou posséder une ou plusieurs doubles ou triples liaisons[4].Selon la

nature des liaisons carbone-carbone , on distingue trois types principaux d'hydrocarbures aliphatiques :

- Les alcanes (C_nH_{2n+2}) ;
- Les alcènes (C_nH_{2n}) ;
- Les alcynes (C_nH_{2n-2}).

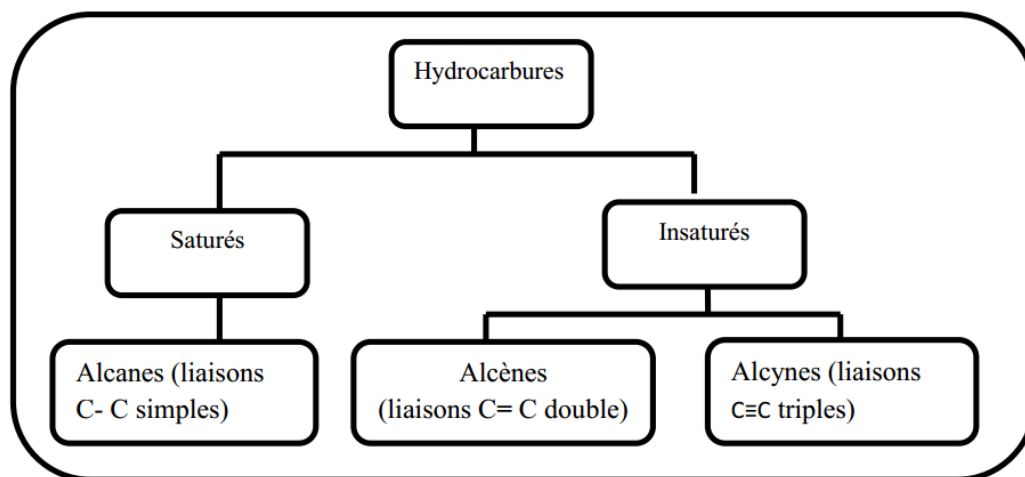


Figure1: La série aliphatique des hydrocarbures[4].

I. 5.1.1. Les alcanes ou paraffines

Ce sont des hydrocarbures aliphatiques saturés. Les alcanes sont constitués d'un enchaînement d'atomes de carbone portant chacun de 0 à 3 atomes d'hydrogène (sauf le méthane: CH_4). Toutes les liaisons carbone-carbone (C-C) sont simples et tous les atomes de carbone sont tétraonaux, Les alcanes représentent environ 30% du poids des pétroles bruts [5].

I.5.1.2. Les alcènes ou « oléfine »

Ce sont des hydrocarbures insaturés linéaires ou ramifiés, cycliques ou non; leur formule générale est C_nH_{2n} [6], qui est caractérisée par la présence d'au moins une double liaison covalente entre deux atomes de carbone.

I.5.1.3. Les alcynes

Ce sont des hydrocarbures insaturés et aliphatiques linéaires comportant une seule liaison triple carbone-carbone. Les deux atomes de carbone triplement liés sont dits diagonaux.

Selon qu'il existe un ou deux groupes alkyles, on classe les alcynes en deux groupes :

- les alcynes monosubstitués (ou vrais) de formule $R-C\equiv C-H$;

- les alcynes di substitués de formule $R-C\equiv C-R'$ (les radicaux R et R' pouvant être identiques ou différents) [7].

I.5.2. Les hydrocarbures alicycliques

Les hydrocarbures alicycliques peuvent également être saturés ou posséder une ou plusieurs doubles liaisons, on parle alors respectivement de cyclanes et de cyclènes.

I.5.2.1. Cyclanes ou cyclo-alcanes

Appelés communément les naphènes, leur formule générale est $(CH_2)_n$ ou C_nH_{2n} [8].

Ce sont des hydrocarbures entièrement saturés, c'est-à-dire ne comportant que des carbones tétras coordonnés, mais renfermant au moins un cycle carboné.

I.5.2.2. Les cyclènes ou cyclo-alcènes

Ce sont des hydrocarbures du même type que les cyclanes, mais ils comportent dans le cycle une double liaison carbone-carbone [9].

Ce sont des hydrocarbures cycliques insaturés de formule C_nH_{2n-2} .

Les cycles moyens possédant 5 ou 6 atomes de carbone possèdent une réactivité comparable à celle des alcènes.

I.5.2.3. Cyclynes

Ce sont des hydrocarbures cycliques insaturés de formule C_nH_{2n-4} avec $n > 8$.

Ils comportent une triple liaison : ce sont des composés très instables,[10].

I.5.2.4. Les hétérocycles

Le cycle d'une molécule peut contenir des atomes différents du carbone, appelés alors hétéroatomes. Les hétéroatomes le plus courant sont le soufre, l'azote et l'oxygène. On peut également rencontrer le bore, le phosphore et le sélénium,[11].

I.5.3. Les hydrocarbures aromatiques

La série aromatique ne comprend que des hydrocarbures insaturés. Elle rassemble tous les composés renfermant un ou plusieurs noyaux aromatiques.

Les hydrocarbures aromatiques contenant plusieurs noyaux aromatiques accolés sont appelés hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP).

En générale les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) forment généralement (entre 15 et 40%) des pétroles bruts.

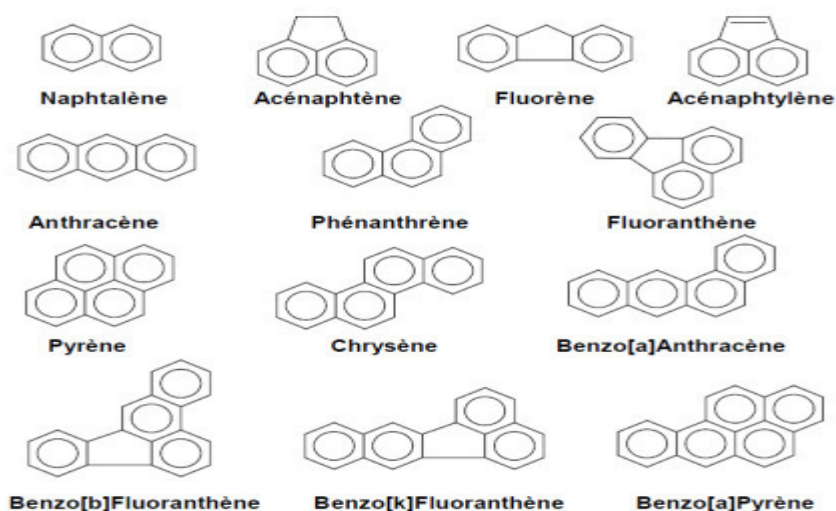


Figure2: HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques) prioritaires dans la liste de l'US EPA (United states environmental protection agency)[11].

I.6. Formation des Hydrocarbures

La formation des hydrocarbures est l'aboutissement d'un long processus de sédimentation de la matière organique (plusieurs millions d'années). Sur notre planète des organismes vivants meurent en permanence. Ces organismes sont composés pour l'essentiel de carbone, hydrogène, oxygène et azote sous forme de molécules complexes. À la mort de ces organismes, les molécules complexes se décomposent en molécules plus simples (CO₂ par exemple) qui sont pour la plus grande partie recyclées rapidement par la biosphère,[12].

Toutefois, une faible partie (moins de 1 %) de la matière organique se dépose et est entraînée vers le fond des mers et océans :

- Soit par processus alluvionnaire provenant de l'érosion des continents : charge terrigène
- Soit par dépôt de la matière organique provenant des océans eux-mêmes (plancton) : charge allochimique.

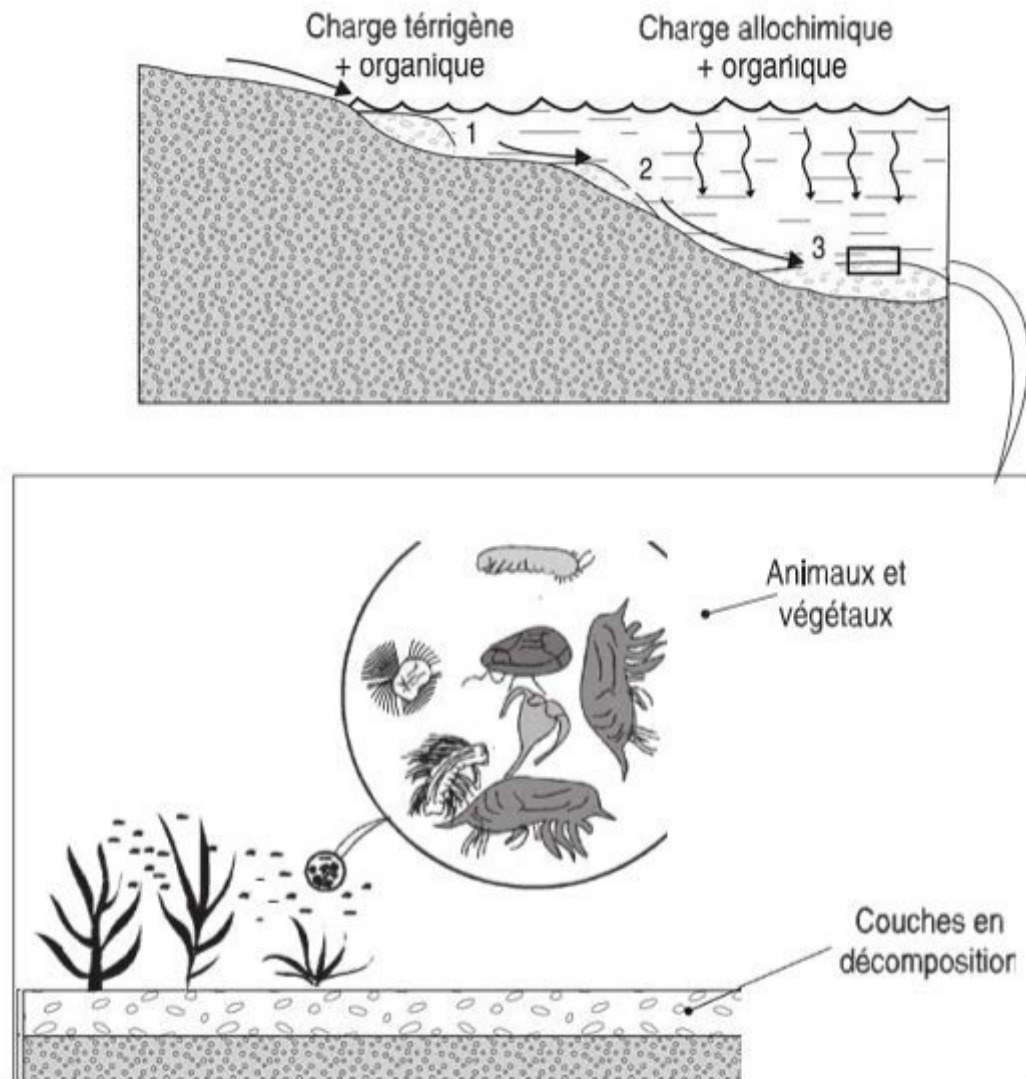
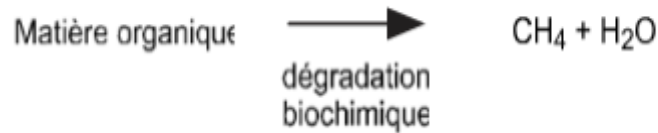


Figure3: Mécanisme de sédimentation[12].

Les sédiments minéraux en formation contiennent donc une part plus ou moins forte de matière organique qui s'y trouve piégée. Dans le sédiment, la quantité d'oxygène libre est faible et rapidement consommée par l'oxydation d'une partie de la matière organique. On se retrouve donc rapidement dans un milieu dépourvu de O_2 libre appelé milieu anaérobie. Dans ce milieu, la transformation se fait grâce à l'action des bactéries anaérobies qui utilisent l'oxygène et l'azote contenus dans les molécules organiques, laissant ainsi le carbone et l'hydrogène qui peuvent alors se combiner pour former de nouvelles molécules : les hydrocarbures. Cette première transformation par les bactéries – transformation biochimique – conduit à la formation d'un composé solide appelé kérogène disséminé sous forme de petits filets dans le sédiment minéral appelé roche-mère.

À ce stade, des atomes de carbone et d'hydrogène s'unissent afin de former une molécule simple, le méthane (CH_4). Ce gaz qui se forme dans les couches supérieures du sédiment est appelé méthane biochimique car il est le produit d'une dégradation biochimique.



De plus, les bactéries sont également responsables de la formation d'hydrogène sulfuré (H_2S) par dégradation des sulfates dissous dans l'eau.

I.7. Formation de l'huile et du gaz

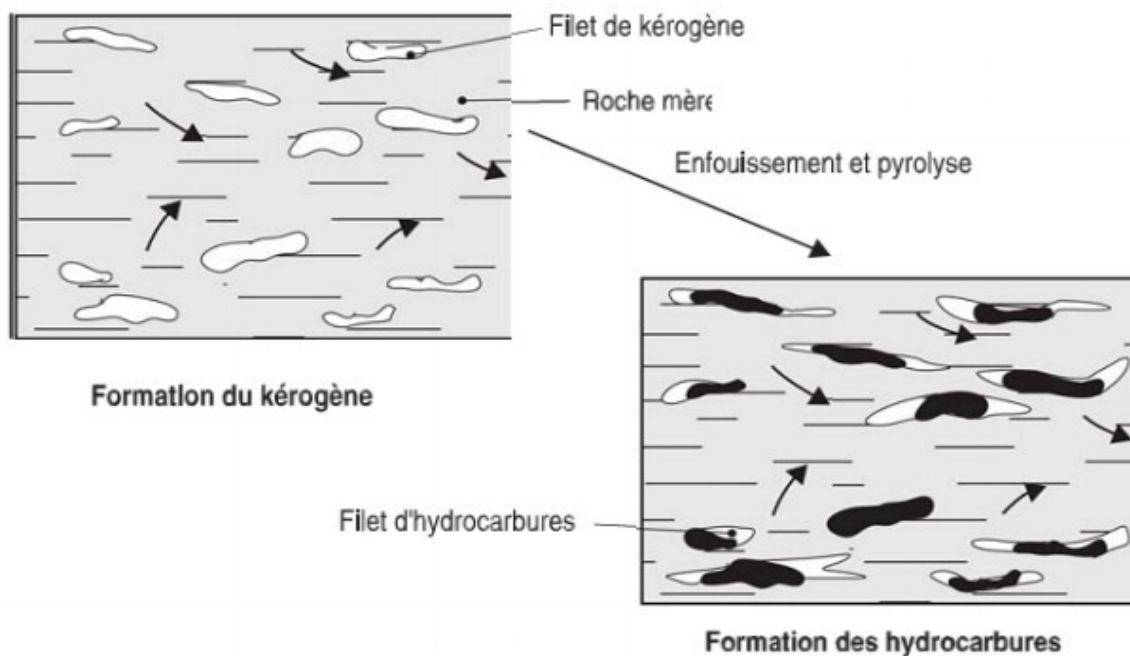


Figure 4: Transformation du kérogène[12].

Par suite des mouvements très lents de la croûte terrestre, les sédiments s'enfoncent et la température ainsi que la pression ambiante augmentent. Le kérogène va alors subir une dégradation thermique -phénomène de pyrolyse- conduisant à l'apparition de molécules d'hydrocarbures de plus en plus complexes. Ce phénomène provoque également une expulsion d'eau et de CO_2 plus ou moins importante selon la quantité initiale d'oxygène.

La roche-mère doit être suffisamment imperméable afin que le temps de séjour du kérogène soit suffisamment long pour que le phénomène de pyrolyse ait lieu,[13].

Les phénomènes conduisant à la transformation du kérogène vont dépendre des conditions de température et de pression et donc de la profondeur d'enfouissement.

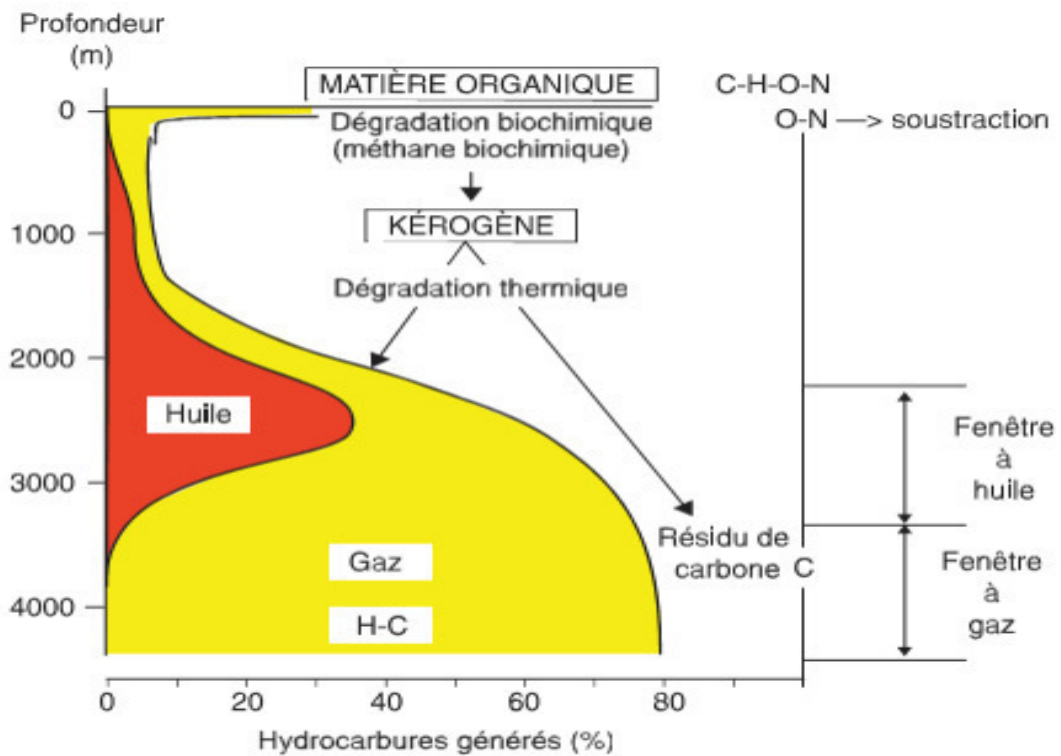


Figure5: Formation de l'huile et du gaz[13].

- À partir de 1000 m la dégradation thermique prend le pas sur la dégradation biochimique.
- Entre 1000 et 2000 m le kérogène se transforme en huile (pétrole brut) pour l'essentiel, avec une petite partie de gaz. - Entre 2000 et 3000 m , le kérogène produit un maximum d'huile. C'est la "fenêtre à huile".
- Au-delà de 3000 m, la fraction de gaz devient plus forte car le phénomène de pyrolyse est plus important et conduit à une dégradation de l'huile produite. C'est la "fenêtre à gaz".

La formation d'huile (pétrole brut) s'accompagne pratiquement toujours de formation de gaz en plus ou moins grande quantité selon les conditions de la transformation thermique qui s'est produite.

Dans la zone de la "fenêtre à huile", il peut également y avoir formation d'hydrogène sulfuré lors de la dégradation thermique du kérogène. Ce composé peut aussi être obtenu par un phénomène de réduction des sulfates par les hydrocarbures.

La formation des hydrocarbures à partir du kérogène est un processus extrêmement lent s'étalant sur des millions d'années.

De plus, la quantité d'hydrocarbures formés représente une très faible part de la masse totale de kérogène.

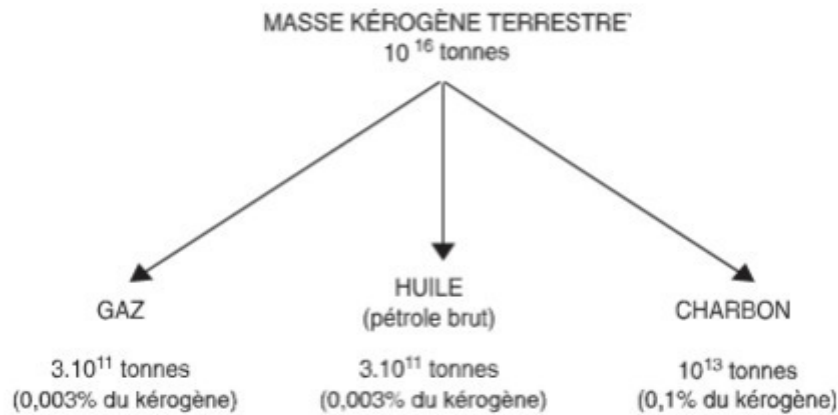


Figure6: Production des combustibles fossiles à partir du kérogène[13].

I.8. Les différents processus d'une chaîne pétrolière

Le processus de la chaîne pétrolière se décompose en six étapes séquentielles:

- L'exploration / appréciation ;
- Le développement ;
- La production ou l'exploitation ;
- Le transport des hydrocarbures ;
- Le raffinage du pétrole ;
- La distribution.

Il s'agit là d'une démarche de longue durée : plusieurs années d'exploration suivies en cas de découvertes d'une période de développement de 2 à 3 ans et en fin une période de production de 10 à 20 ans.

I.8.1. L'exploration

C'est un travail de recherche extrêmement important dont le but est de découvrir des gisements des hydrocarbures.

Des techniques de recherches sont utilisées dans un ordre présent pour faire progresser les différentes opérations du stade des études régionales du projet d'implantation de forage,[14].

Elle recouvre plusieurs opérations :

- Géologie
- Géophysique
- Forages d'exploration

- L'appréciation

I.8.2. Le développement

Cette phase consiste a :

- Rassembler toutes les données techniques : profondeur et forme du gisement, caractéristiques des réservoirs, nature et répartition des , volumes de pétrole et de gaz accumulés dans le sous-sol.
- Essayer de savoir combien de forages seront nécessaires. Les installations de production (forages, traitement des produits ramenés du sous-sol en surface, stockage provisoire et expédition) sont choisies et dimensionnées en fonction des données techniques. Plusieurs projets différents peuvent être envisagés. Après comparaison, le plus intéressant est retenu.
- Parallèlement, établir une simulation de production, du début à la fin de vie du gisement. On appelle cette simulation un profil de production. Le profil prévoit les volumes de production du gisement chaque année, ce qui permet ensuite aux économistes d'établir les prévisions économiques en fonction d'hypothèses de prix de vente des hydrocarbures.

Une fois que le projet semble solide économiquement, la décision de développer est prise: on passe à l'étape de construction des installations. En mer ou à terre, il s'agit d'un énorme chantier surgi de nulle part et qui va durer plusieurs années, une quinzaine en moyenne.

I.8.3.La production ou l'exploitation

C'est l'ensemble des opérations assurant la bonne marche des installations y compris le forage des puits producteurs supplémentaires ou la mise en moins des techniques pour optimiser la production.

La production proprement dite, démarre avec une montée en puissance avant d'atteindre le plateau qui peut se maintenir de quelque mois à 3 ans puis commence le déclin jusqu'à la fin de vie de gisement. Ces différentes étapes constituent le profil de production (figure07).

Dans le profil d'exploitation des gisements on distingue trois modes de récupération des hydrocarbures :

- La récupération primaire : elle consiste à exploiter le gisement jusqu'à l'épuisement de son énergie potentielle ;
- La récupération secondaire: consiste à utiliser une énergie externe provenant généralement de l'injection d'eau ou de gaz ;

- La récupération tertiaire: elle consiste à augmenter le taux de récupération en utilisant des produits chimiques tel que les tensioactifs[15].

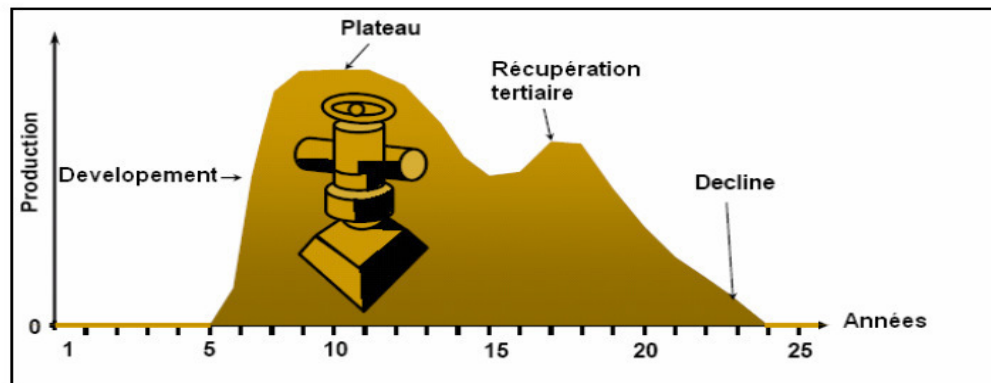


Figure7: Les différentes phases de l'activité production[15].

I.8.4. Le transport des hydrocarbures

Que le transport du pétrole des lieux de production vers les raffineries se fasse par voie maritime ou par voie terrestre, la question principale est celle de la sécurité et du respect de l'environnement.

En mer (réaliser par ce qu'on appelle : les navires pétroliers ou tankers, ces dernières peuvent avoir des tailles très différentes. Ils sont classés en fonction de leur capacité de transport mesurée en tonnes de brut.), le maximum doit être fait pour éviter les marées noires. Mais aussi les pollutions volontaires, ces rejets en mer de résidus de nettoyage des cuves qui doivent être sévèrement combattus ;

Sur terre, Le transport terrestre par oléoducs qui sont des gros tuyaux qui peuvent transporter de grandes quantités de pétrole, jusqu'à plusieurs dizaines de millions de tonnes par an. Le pétrole y circule grâce à sa mise en pression par des stations de pompage situées tous les 60 à 100 km. Sa vitesse dans les tuyaux est d'environ 2 mètres par seconde (7 km/h). L'état des oléoducs doit être surveillé et le matériel utilisé, remplacé.

Les grandes quantités de pétrole transportées ne sont pas toujours utilisées immédiatement. De même pour une partie des produits qui sortent des raffineries, qu'on appelle les produits finis. Il faut donc prévoir des lieux de stockage de produits pétroliers en toute sécurité.

I.8.5. Le raffinage du pétrole

Le brut qui entre dans une raffinerie va subir une série d'opérations, pour aboutir aux produits dont les industriels ou nous-mêmes avons besoin au quotidien. Il y a trois grandes familles d'opérations :

- La séparation ou distillation, c'est le premier traitement que subit le pétrole au niveau d'une raffinerie. C'est aussi opération essentielle car elle permet de séparer le pétrole en ses différents coupes ou fractions pour obtenir les différents types de produits de plus lourds aux plus légers ;
- La transformation (ou conversion), pour modifier les proportions naturelles des types de produits pour répondre à la demande des consommateurs ;
- L'amélioration, pour éliminer les composants indésirables et modifier les caractéristiques de certains produits pour les rendre compatibles aux normes.

A partir du raffinage, on peut obtenir les produits suivants : Le gaz de raffinage, le GPL, les essences, le pétrole lampant (Naphta), le kérosène, le fuel léger, le fuel lourd, les huiles, les paraffines et les bitumes.

I.8.6.La distribution

La distribution englobe l'ensemble des opérations de stockage, de transport, de conditionnement et de livraison de aux consommateurs. Ces structures dépensent non seulement de l'emplacement relatif des raffineries et des centres de consommation mais également de la nature et des caractéristiques du marché des produits pétroliers distribués. C'est, ainsi, le maillon final de la chaîne pétrolière.

Le stockage répond à une double nécessité : il permet d'abord d'assurer la régularité de l'approvisionnement des consommateurs compte tenu des fluctuations saisonnières de la demande et le sécurité en cas de pannes techniques.

Les moyens de transport massif (oléoduc, cabotage, transport fluvial et le transport ferroviaire), peu coûteux, sont d'une manière générale utilisé pour la livraison en droiture des consommateurs utilisant de grosses quantités d'un même produit tel que les centrale électriques, usines, aéroport....etc.

Les gros camion citernes sont dans ce cas les plus adaptés, pour les livraison de petites quantités des carburants vers les stations services ou du fuel domestique pour le chauffage des particulier, le transport se fait uniquement par camions citernes qui seuls peuvent atteindre l'utilisateur final,[16].

La figure dans la page suivante résume tout se qu'on a présenté précédemment en terme de processus technique d'une chaîne pétrolière :

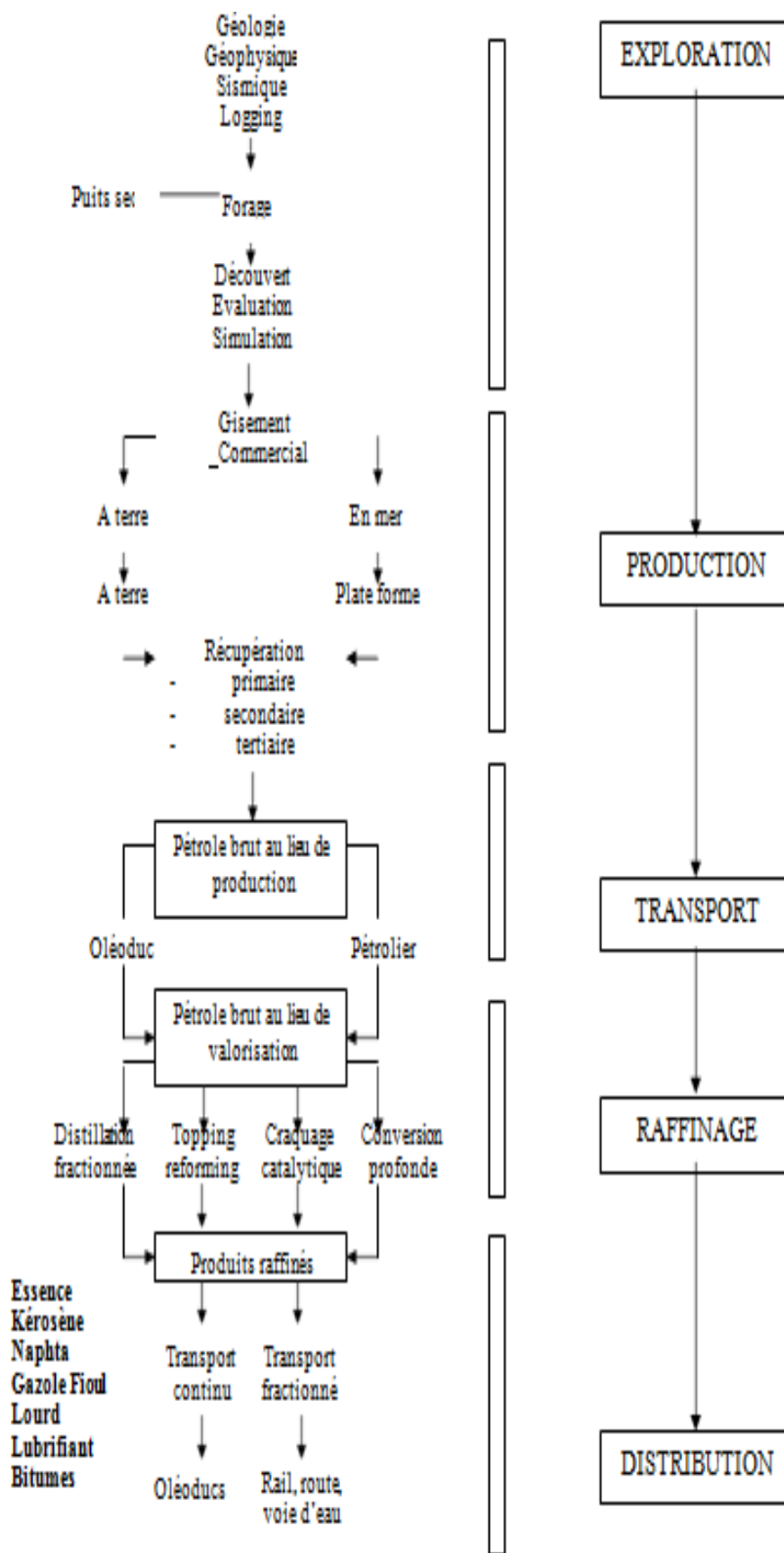


Figure8: Les processus technique d'une chaîne pétrolière[16].

I.9.Conclusion

Dans ce chapitre on a parlé sur l'hydrocarbure comme source d'énergie la plus utilisée pour bon fonctionnement de l'économie mondiale et ils continueront à jouer ce rôle stratégique aussi longtemps que l'homme n'aura pas trouvé d'autres sources d'énergies, qui pourront remplir leurs rôles avec plus de rentabilité et d'efficacité.

II.1.Introduction

La sécurité et la santé au travail (SST) est une discipline qui traite de la prévention des lésions et des dégradations de la santé liées au travail ainsi que de la protection et de la promotion de la santé des travailleurs. Elle a pour objectif d'améliorer les conditions et le milieu de travail. L'expression « santé des travailleurs » ne vise pas seulement la promotion et le maintien du plus haut degré de santé physique et mental de ces travailleurs; elle inclut aussi leur bien-être social quelle que soit leur profession. Dans ce contexte, anticiper, reconnaître, évaluer et maîtriser les risques, engendrés sur le lieu de travail ou en résultant, qui sont susceptibles de nuire à la santé et au bien-être des travailleurs constituent les principes fondamentaux de la méthodologie appliquée à l'évaluation et la gestion des risques professionnels. Leurs éventuelles conséquences sur les populations avoisinantes et sur l'environnement en général devraient également être prises en considération.

Le processus fondamental d'acquisition des connaissances sur la réduction des dangers et des risques se trouve à l'origine des principes plus élaborés sur lesquels est établie la SST d'aujourd'hui. A l'heure actuelle, la nécessité de maîtriser une industrialisation galopante qui recourt à des sources d'énergie hautement et intrinsèquement dangereuses, telles que l'énergie nucléaire, les modes de transport et les technologies de plus en plus complexes, a mené au développement de méthodes beaucoup plus perfectionnées d'évaluation et de gestion des risques.

II.2.Concepts et définitions

II.2.1.Notion de danger

Le danger désigne une nuisance potentielle pouvant porter atteinte aux biens (détérioration ou destruction), à l'environnement, ou aux personnes. Les dangers peuvent avoir une incidence directe sur les personnes, par des blessures physiques ou des troubles de la santé, ou indirecte, au travers de dégâts subis par les biens ou l'environnement [17].

II.2.2.Notion de risque

Le risque tient compte d'une exposition un danger. Pour bien apprécier les effets négatifs d'un dommage potentiel lié à un danger, une autre dimension est à considérer : combien de fois ce dommage peut se produire. Cette idée nous amène à la notion du risque. Le risque peut être vu donc comme la possibilité qu'un danger s'actualise, c'est-à-dire entraîne effectivement des dommages. Le terme possibilité est généralement formalisé sous forme de probabilité ou de fréquence. Le risque peut donc être considéré comme une certaine

17 quantification du danger associant une mesure de l'occurrence (probabilité ou fréquence) d'un événement redouté à une estimation de la gravité de ses conséquences [18].

La figure suivante permet de bien apprécier l'interaction entre les notions de danger et de risque (émergence de la notion de situation dangereuse).

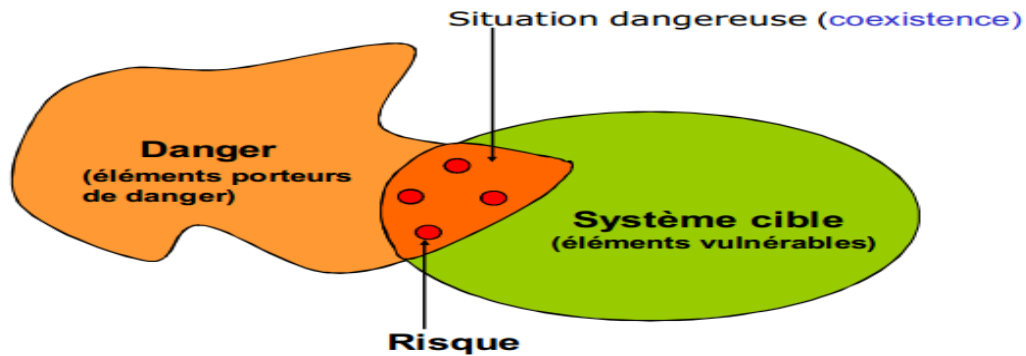


Figure1: Relation entre les notions de danger et de risque[18].

II.2.3. Notion de sécurité

la sécurité est l'absence de risque inacceptable, de blessure ou d'atteinte à la santé des personnes, directement ou indirectement, résultant d'un dommage au matériel ou à l'environnement.

A l'instar de ce qui est fait pour la fiabilité et la disponibilité dans diverses normes, la sécurité d'un système peut être définie en termes d'aptitude : « la sécurité d'un système est son aptitude à fonctionner ou à dysfonctionner sans engendrer d'événement redouté à l'encontre de lui même et de son environnement, notamment humain » [19].

II.3. Principe pour la gestion des risques

La gestion du risque peut être définie comme l'ensemble des activités coordonnées en vue de réduire le risque à un niveau jugé tolérable ou acceptable [20].

De manière classique, la gestion du risque est un processus itératif qui inclut notamment les phases suivantes:

- Appréciation du risque (analyse et évaluation du risque),
- Acceptation du risque,
- Maîtrise de la réduction du risque.

L'enchaînement de ces différentes phases est décrit de manière schématique dans la figure(2) ci-dessous:

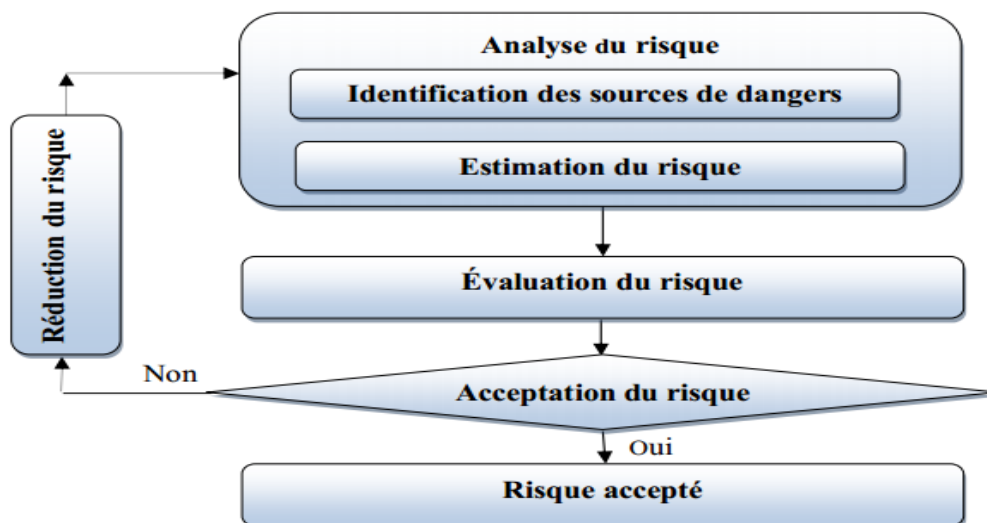


Figure 2 : principe de la gestion des risques[20].

II.3.1. Analyse de risque

L'analyse des risques occupe une place centrale dans le processus de gestion des risques. Cette étape sert à définir le système ou l'installation à étudier en recueillant toutes les informations et données nécessaires. Dans ce volet, une description à trois niveaux, structurel, fonctionnel et temporel est indispensable afin de mener une analyse efficace et atteindre les objectifs voulus en matière de maîtrise des risques. Dans un premier temps, les principales sources de dangers et les scénarios d'accident doivent être recensés et identifiés.

La complexité de certains systèmes étudiés requiert l'utilisation des outils d'analyse aidant à l'identification des dangers [21].

II.3.2. Évaluation du risque

Après avoir estimé le risque, on doit le comparer aux critères d'acceptabilité établis préalablement par l'entreprise / organisation concerné. Cette évaluation permet de prendre une décision sur l'acceptabilité ou l'in acceptabilité de chaque risque ,c'est-à- dire, déterminer s'il convient d'accepter le risque tel qu'il est ou bien de le réduire.

II.3.3. Acceptation du risque

L'acceptabilité d'un risque est faite à partir de ses deux paramètres. Le niveau du risque quantifié sera positionné dans une matrice d'évaluation et en fonction des critères d'acceptabilité retenus et le risque estimé qu'on juge de l'acceptabilité ou la non acceptabilité du risque . Si le risque est jugé acceptable le processus de gestion sera terminé et le risque jugé sera surveillé. Dans le cas contraire, le processus continue en passant à l'étape de réduction.

II.3.4. Réduction du risque

Cette étape consiste à mettre en œuvre les différentes mesures et barrières de prévention et de protection afin de réduire l'intensité du phénomène (réduction potentielle de danger, atténuation des conséquences) et à diminuer la probabilité d'occurrence par la mise en place de barrières visant à prévenir les accidents. Outre les améliorations techniques et de fiabilité d'équipements, la prévention passe aussi par une meilleure prise en compte des facteurs de risque liés à l'organisation et aux personnes. Le choix des actions préventives à engager est effectué en comparant les coûts de leur mise en œuvre avec les coûts des conséquences de risque, en tenant compte de leur probabilité d'apparition. Un suivi régulier de l'évolution des risques est recommandé dans la démarche de gestion des risques afin de contrôler et d'assurer la pertinence des actions préventives engagées et de corriger les dispositions prévues [22].

II.4. Méthode d'analyse de risque

II.4.1. Étapes d'une analyse de risques

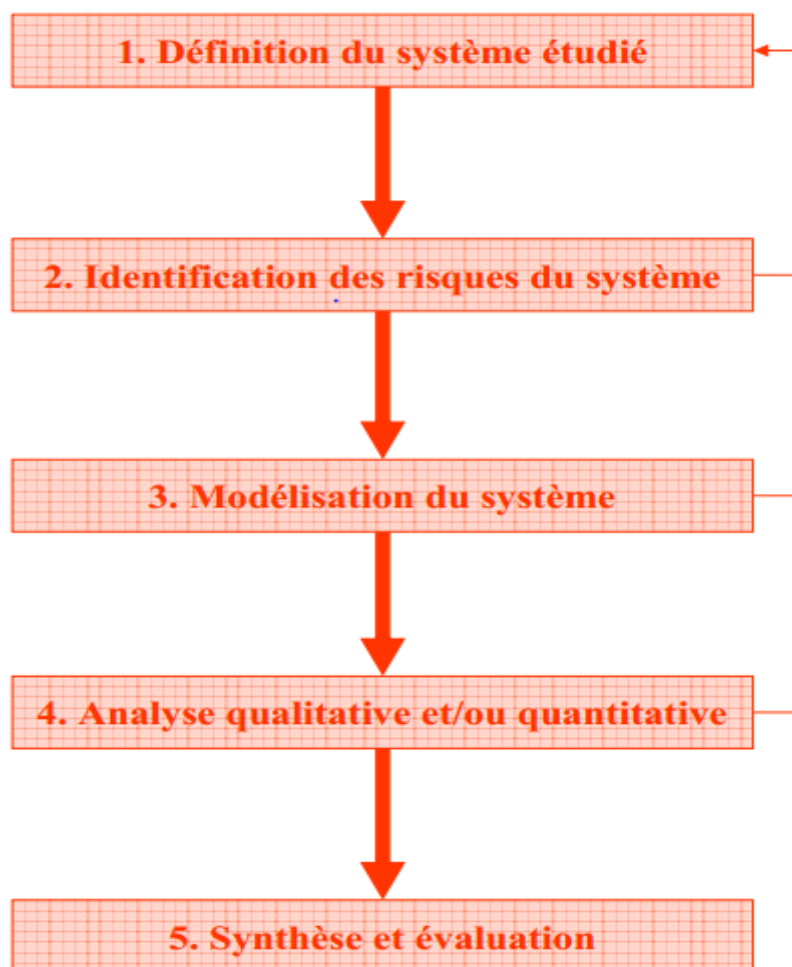


Figure 3: étapes d'une analyse de risques[22].

II.4.2. Classements des méthodes d'analyse du risque

Il existe différents classements des méthodes d'analyse de risques, nous retiendrons ici trois de ces classements:

II.4.2.1. L'analyse inductive et l'analyse déductive

L'analyse inductive (des causes vers l'effet) débute par la définition des possibilités de faute pouvant survenir lors de l'utilisation d'un système de production automatisé pour en venir à prédire leurs conséquences probables, c'est-à-dire les phénomènes dangereux pouvant être engendré. À l'inverse, l'analyse déductive (de l'effet vers les causes) consiste à identifier les phénomènes dangereux qui peuvent survenir pour identifier par la suite toutes les causes qui pourraient en être responsables. La figure qui suit schématise la démarche de ces deux types d'identification des phénomènes dangereux et de leurs causes [23].

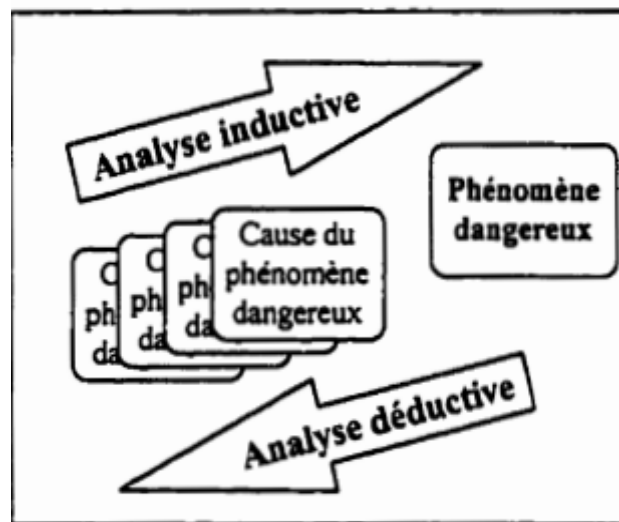


Figure 4: Analyse déductive et analyse inductive[23].

II.4.2.2. Méthodes qualitatives vs. Méthodes quantitatives

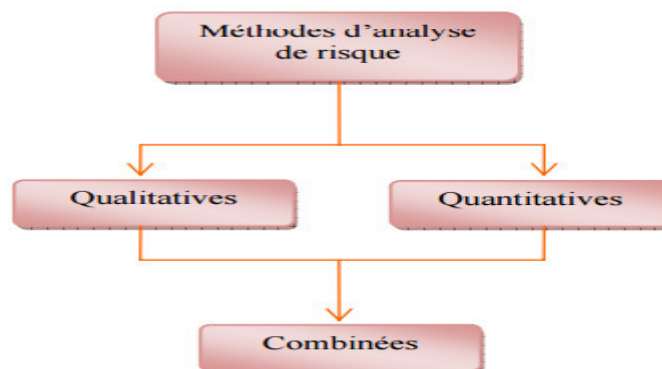


Figure 5: Typologie des méthodes d'analyse de risque[24].

II.4.2.2.1.Méthodes quantitatives

Les analyses quantitatives sont supportées par des outils mathématiques ayant pour but d'évaluer la sûreté de fonctionnement et entre autres la sécurité. Cette évaluation peut se faire par des calculs de probabilités (par exemple lors de l'estimation quantitative de la probabilité d'occurrence d'un événement redouté) ou bien par recours aux modèles différentiels probabilistes tels que les Chaines de Markov, les réseaux de pétri, les automates d'états finis, etc.

II.4.2.2.2.Les méthodes qualitatives

L'application des méthodes d'analyse de risque qualitatives fait systématiquement appel aux raisonnements par induction et par déduction.

La plupart des méthodes revêtent un caractère inductif dans une optique de recherche allant des causes aux conséquences éventuelles. En contrepartie, il existe quelques méthodes déductives qui ont pour but de chercher les combinaisons de causes conduisant à des événements redoutés [24].

L'APR, l'AMDEC, l'Arbre de Défaillances ou l'Arbre d'Evénements restent des méthodes qualitatives même si certaines mènent parfois aux estimations de fréquences d'occurrence avant la classification des risques.

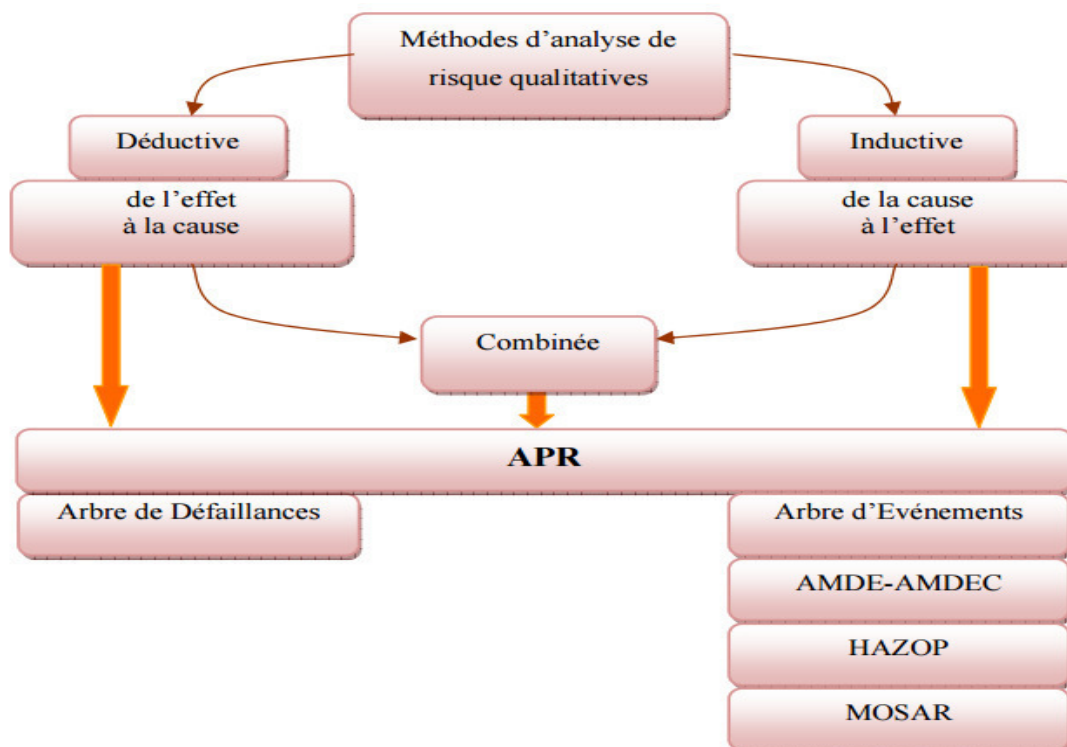


Figure 6: Classification des principales méthodes d'analyse de risque qualitatives[24].

II.4.2.3. méthodes statiques ou dynamiques

Une méthode dynamique permet de prendre en compte l'évolution de la configuration des composants du système au cours du temps, alors qu'une méthode statique étudie un système à différents instants de son cycle de vie, c'est-à-dire pour différents états possibles, sans pour autant s'intéresser aux transitions entre ces états.

II.4.3. Les différentes méthodes d'analyse de risques

Nom de la méthode	Objectif principal	Typologie
Méthode du Diagramme de Succès ou de Fiabilité (MDS/MDF) - Reliability Block Diagram Method	Evaluer le comportement d'un système de composants indépendants.	Quantitative Inductive Statique
Méthode de l'Arbre des Défaillances (MAD) ou des Causes- Fault Tree Method	Identifier les causes combinées à partir de la définition d'un événement redouté au niveau système.	Quantitative Déductive Statique
Méthode de l'Arbre des Conséquences ou Arbres d'Evénements (MACQ/MAE)- Event Tree Method	Décrire les scénarios d'accident à partir d'un événement initiateur.	Quantitative Inductive Statique
Méthode du Diagramme Causes-Conséquences (MDCC)- Cause-Consequence Diagram Method	Décrire les scénarios d'accident à partir d'événements initiateurs.	Quantitative Inductive et Déductive Statique
Analyse Préliminaire des Risques / Dangers (APR/APD)	Identifier les scénarios d'accident en présence de danger	Qualitative Inductive Statique
Analyse des Modes de Défaillances et de leurs Effets (AMDE)- Failure Mode, Effects Analysis (FMEA)	Identifier les effets des modes de défaillance des composants sur le système.	Qualitative Inductive Statique
Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC)- Failure Mode, Effects and Criticality	Identifier les effets des modes de défaillance des composants sur le système. Quantifier les occurrences des événements.	Quantitative Inductive

Analysis (FMECA)		Statique
Hazard and operability (HAZOP)	Identifier les dangers suite à une dérive des paramètres d'un procédé.	Qualitative Inductive Statique
Hazard Analysis Critical Control Point (HACCP)	Analyser les dangers qui pourraient se présenter dans l'entreprise, puis mettre en place des procédures de maîtrise et de surveillance préventive des points critiques spécifiques de son activité.	Qualitative Inductive Statique
Hazard identification (Hazid)	Identifier les risques suite à l'occurrence d'un événement initiateur	Qualitative Inductive Statique
Méthode des Combinaisons des Pannes Résumées (MCPR)	Regrouper les pannes ayant les mêmes effets et tenir compte des interactions indésirables entre systèmes.	Qualitative Déductive Statique
Méthode de l'Espace des Etats (MEE)	Evaluer les principales caractéristiques de fiabilité et de disponibilité d'un système réparable.	Quantitative Inductive Dynamique
Processus de Markov	Modélisation dynamique d'un système réparable en présence de pannes.	Quantitative Inductive Dynamique
Réseaux de Pétri	Modélisation du comportement dynamique d'un système réparable en présence de pannes.	Quantitative Inductive Dynamique
Simulation de Monte Carlo	Modéliser finement le comportement d'un système complexe.	Quantitative
Analyses de zone	Mettre en évidence les problèmes résultant des interactions physiques entre éléments voisins ou de flux perturbateurs générés par des sources externes.	Qualitative Inductive

		Statique
Analyses des causes communes de défaillance	Identifier les défaillances susceptibles d'entraîner plusieurs défaillances simultanées.	Qualitative Déductive Statique
Méthode de la Table de Vérité / Décision (MTV/MTD)	Identifier tous les états (fonctionnement ou panne) du système à partir de comportements binaires.	Quantitatif Inductif Dynamique
Méthode Nœud Papillon	Visualiser concrètement des scénarios d'accidents qui pourraient survenir en partant des causes initiales de l'accident jusqu'aux conséquences au niveau des cibles identifiées.	Quantitative Déductif Inductif Statique

Tableau 1: Présentation synthétique des méthodes d'analyse[1].

II.5. Analyse des modes de défaillances et de leurs effets et de leur criticité (AMDEC) :

II.5.1. Historique et domaines d'application

L'AMDEC a été créée aux États-Unis par la société Mc Donnelly Douglas en 1962.

Elle consistait à dresser la liste des composants d'un produit et à cumuler des informations sur les modes de défaillance, leur fréquence et leurs conséquences.

La méthode a été mise au point par la NASA et le secteur de l'armement sous le nom de FMEA pour évaluer l'efficacité d'un système.

Dans un contexte spécifique, cette méthode est un outil de fiabilité. Elle est utilisée pour les systèmes où l'on doit respecter des objectifs de fiabilité et de sécurité.

À la fin des années soixante dix, la méthode fut largement adoptée par Toyota, Nissan, Ford, BMW, Peugeot, Volvo, Chrysler et d'autres grands constructeurs d'automobiles.

La méthode a fait ses preuves dans les industries suivantes : spatiale, armement, mécanique, électronique, électrotechnique, automobile, nucléaire, aéronautique, chimie, informatique et plus récemment, on commence à s'y intéresser dans les services. Dans le domaine de l'informatique la méthode d'Analyse des Effets des Erreurs Logiciel (AEEL) a été développée.

Cette approche consiste en une transcription de l'AMDEC dans un environnement de logiciels. Aujourd'hui, dans un contexte plus large comme celui de la qualité totale, la prévention n'est pas limitée à la fabrication. Il est maintenant possible d'anticiper les problèmes dans tous les systèmes du processus d'affaires et de rechercher à priori des solutions préventives. C'est pourquoi l'application de l'AMDEC dans les différents systèmes du processus d'affaires est très utile souvent même indispensable. Cette méthode est donc considérée comme un outil de la qualité totale [25].

II.5.2.Principe de l'AMDEC

L'AMDEC est une méthode de réflexion créative qui repose essentiellement sur la décomposition fonctionnelle du produit en élément simple jusqu'au niveau des composants les plus élémentaires. Cela consiste à faire une analyse systématique et exhaustive des défauts possibles de chacun de ces éléments, et de les hiérarchiser par les biais de leurs criticité à travers:

- La fréquence d'apparition des défaillances appelée aussi probabilité d'occurrence.
- La gravité des conséquences ou gravité des effets.
- La probabilité de ne pas découvrir l'effet ou probabilité de non détection[25].

II.5.3.Type de L'AMDEC

Il existe globalement trois types d'AMDEC suivant que le système analysé est :

- le produit fabriqué par l'entreprise ;
- le processus de fabrication du produit de l'entreprise ;
- le moyen de production intervenant dans la production du produit de l'entreprise.

II.5.3.1.AMDEC-Produit

L'AMDEC-Produit est utilisée pour l'aide à la validation des études de définition d'un nouveau produit fabriqué par l'entreprise.

Elle est mise en œuvre pour évaluer les défauts potentiels du nouveau produit et leurs causes. Cette évaluation de tous les défauts possibles permettra d'y remédier, après hiérarchisation, par la mise en place d'actions correctives sur la conception et préventives sur l'industrialisation.

II.5.3.2.AMDEC-Process

AMDEC-Process est utilisée pour étudier les défauts potentiels d'un produit nouveau ou non, engendrés par le processus de fabrication.

Elle est mise en œuvre pour évaluer et hiérarchiser les défauts potentiels d'un produit dont les causes proviennent de son processus de fabrication.

S'il s'agit d'un nouveau procédé, l'AMDEC-Process en permettra l'optimisation, en visant la suppression des causes de défaut pouvant agir négativement sur le produit. S'il s'agit d'un procédé existant, l'AMDEC-Process en permettra l'amélioration.

II.5.3.3.AMDEC- Moyen de production

L'AMDEC - Moyen de production, plus souvent appelée AMDEC-Moyen, permet de réaliser l'étude du moyen de production lors de sa conception ou pendant sa phase d'exploitation [25].

II.6.Terminologie

Un certain nombre de notions sont utilisées dans l'AMDEC. Il est important de les connaître parfaitement afin de comprendre précisément le fonctionnement de l'AMDEC et d'en assurer la meilleure application possible.

- **Défaillance**

Une défaillance est la cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise). Une défaillance désigne tout ce qui paraît anormal, tout ce qui s'écarte de la norme de bon fonctionnement. La défaillance peut être complète ; il s'agit de la cessation de la réalisation de la fonction du dispositif .La défaillance peut être partiel ; il s'agit de l'altération de la réalisation de la fonction d'un dispositif.

Exemple : impossible de démarrer la voiture (défaillance complète), panne du circuit d'éclairage (défaillance partielle de la voiture et complète du dispositif).

- **Mode de défaillance**

Un mode de défaillance est la manière par laquelle un dispositif peut venir à être défaillant, c'est-à-dire à ne plus remplir sa fonction. Le mode de défaillance est toujours relatif à la fonction du dispositif .Il s'exprime toujours en termes physiques

Exemple : blocage, grippage, rupture, fuite, etc.

- **Cause de défaillance**

Une cause de défaillance est l'événement initial pouvant conduire à la défaillance d'un dispositif par l'intermédiaire de son mode de défaillance. Plusieurs causes peuvent être associées à un même mode de défaillance. Une même cause peut provoquer plusieurs modes de défaillance.

Exemple : encrassement, corrosion, dérive d'un capteur, etc.

- **Effet de la défaillance**

L'effet d'une défaillance est, par définition, une conséquence subie par l'utilisateur. Il est associé au couple (mode-cause de défaillance) et correspond à la perception finale de la défaillance par l'utilisateur.

Exemple : arrêt de production, détérioration d'équipement, explosion , pollution, etc.

- **Mode de détection**

Une cause de défaillance étant supposée apparue, le mode de détection est la manière par laquelle un utilisateur (opérateur et/ou mainteneur) est susceptible de détecter sa présence avant que le mode de défaillance ne se soit produit complètement, c'est-à-dire bien avant que l'effet de la défaillance ne puisse se produire[26].

Exemple : détection visuelle, température, odeurs, bruits, etc.

- **Criticité**

La criticité est une évaluation quantitative du risque constitué par le scénario (mode-cause-effet-détection) de défaillance analysé. La criticité est évaluée à partir de la combinaison de trois facteurs :

- la fréquence d'apparition du couple mode-cause
- la gravité de l'effet ;
- la possibilité d'utiliser les signes de détection

II.7. But de l'AMDEC

L'AMDEC est une technique qui conduit à l'examen critique de la conception dans un but d'évaluer et de garantir la sûreté de fonctionnement (sécurité, fiabilité, maintenabilité et disponibilité) d'un moyen de production. doit analyser la conception du moyen de production pour préparer son exploitation, afin qu'il soit fiable dans son environnement opérationnel. L'AMDEC va permettre d'atteindre ces objectifs en traitant systématiquement les paramètres suivantes:

- ✓ Recensement et définition des fonctions :
 - du moyen de production ;
 - des sous-systèmes ;
 - des composants.
- ✓ Analyse des défaillances par :
 - le recensement des modes de défaillance ;
 - l'identification des causes de défaillance ;
 - l'évaluation des risques ;

- la recherche des modes de détection.
- ✓ Hiérarchisation des défaillances avec la cotation de la criticité qui va permettre d'estimer, pour chaque défaillance, trois critères de définition :
 - la fréquence d'apparition de la défaillance (indice F) ;
 - la gravité des conséquences que la défaillance génère (indice G) ;
 - la non-détection de l'apparition de la défaillance, avant que cette dernière ne produise les conséquences non désirées (indice D).

Chacun de ces critères sera évalué avec une table de cotation établie sur 4 niveaux, pour le pour le critère de gravité, et sur 4 niveaux, pour les critères de fréquence et de non-détection.

Les tableaux 1, 2 et 3 présentent un exemple de barème de cotation de la criticité[26].

L'indice de criticité est calculé pour chaque défaillance, à partir de la combinaison des trois critères précédents, par la multiplication de leurs notes respectives :

$$C=F*G*D$$

Valeurs de F	Fréquence d'apparition de la défaillance
1	Défaillance pratiquement inexistante sur des installations similaires en exploitation, au plus un défaut sur la durée de vie de l'installation.
2	Défaillance rarement apparue sur du matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par an) ou Composant d'une technologie nouvelle pour lequel toutes les conditions sont théoriquement réunies pour prévenir la défaillance, mais il n'y a pas d'expérience sur du matériel similaire.
3	Défaillance occasionnellement apparue sur du matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par trimestre)
4	Défaillance fréquemment apparue sur un composant connu ou sur du matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par mois) Ou Composant d'une technologie nouvelle pour lequel toutes les conditions ne sont pas réunies pour prévenir la défaillance, et il n'y a pas d'expérience sur du matériel similaire.

Tableau 2: Indices de fréquence

Valeurs de D	Non- détection de la défaillance
1	Les dispositions prises assurent une détection totale de la cause initiale ou du mode de défaillance, permettant ainsi d'éviter l'effet le plus grave provoqué par la défaillance pendant la production.
2	Il existe un signe avant-coureur de la défaillance mais il y a risque que ce signe ne soit pas perçu par l'opérateur. La détection est exploitable.
3	La cause et/ou le mode de défaillance sont difficilement décelables (détectables) où les éléments de détection sont peu exploitables. La détection est faible.
4	Rien ne permet de détecter la défaillance avant que l'effet ne se produise: il s'agit du cas sans détection.

Tableau 3: Indices de Non- détection

Valeurs de G	Gravité de la défaillance
1	Défaillance mineure : aucune dégradation notable du matériel.
2	Défaillance moyenne nécessitant une remise en état de courte durée.
3	Défaillance majeure nécessitant une intervention de longue durée
4	Défaillance catastrophique très critique nécessitant une grande intervention

Tableau 4: indice de gravité

II.8. Avantages et inconvénients

Avantages

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

moyens de limiter les effets ou d'on prévenir l'occurrence

- elle consiste à examiner chaque mode de défaillance, ses causes et ces effets pour les différents états de fonctionnement de système.
- L'AMDEC permet d'identifier les modes de défaillances pouvant affecter le système étudié.

Inconvénient

- dans le cas du système complexe comptant un grand nombre de composants, l'AMDEC peut être très difficile à mener du volume important d'informations à traité.
- l'AMDEC considère les défaillances simples et peut être utilement complétée, selon les besoins d'analyse.

II.9.CONCLUSION

On peut conclure que l'étape de l'analyse fonctionnelle est une étape préliminaire dans le cadre de l'analyse de risque, aussitôt que l'analyse de défaillance comme en la vue à trouver ce chapitre permet d'assurer le bon fonctionnement des systèmes en améliorant et en validant les concepts de la sûreté de fonctionnement pour atteindre des objectifs bien cernés précédemment. Cela repose sur le choix et l'utilisation judicieuse des méthodes, objectif visée pour ce modeste travail dont le résultat sera présentée dans le chapitre quatre.

III.1.Introduction

L'oléoduc OK1 34" est constitué de quatre stations de pompage (SP1, SP2, SP3BIS et SP4), chacune comprenant trois turbopompes, dont deux normalement en fonction et une de réserve.

Les deux pompes en fonction sont en série, pour donner au fluide pompé la hauteur différentielle nécessaire pour transférer le brut ou le condensât de la localité de Haoud el Hamra au terminal de Skikda.

L'oléoduc ne comporte aucun point d'entrée ni de sortie entre SP1 et le Terminal d'arrivée de Skikda. Chaque pompe de l'ouvrage fonctionne donc à débit identique, imposé par SP1.

Toutes les stations sont équipées de tous les systèmes auxiliaires nécessaires pour le bon fonctionnement des turbopompes et pour le bien-être des gens.

Les stations de pompage de l'oléoduc OK1 34" ont été étendues et rénovées pour l'augmentation de la capacité de transport d'hydrocarbures liquides (pétrole brut et condensât) de la capacité actuelle de 24 MTA à la capacité désignée de 30 MTA.

La station SP3BIS a la fonction d'expédier vers Skikda les hydrocarbures qui y arrivent de la station SP2.

III.2. Description générale de l'oleoduc ok1

L'oléoduc OK1 34", reliant Haoud El Hamra à Skikda, comprend les installations suivantes:

- ◆ Une canalisation de transport d'hydrocarbures liquides (pétrole brut et condensât) ayant un diamètre extérieur de 34" (863,6 mm), une longueur de 637 km, dix-huit vannes de ligne, quatre stations de pompage, y compris la station de départ de Haoud El Hamra, et un terminal arrivée à Skikda.
- ◆ La station de départ de Haoud El Hamra, située au PK 0, implantée dans la wilaya de Ouargla, dénommée station de pompage SP1, où sont installés:
 - deux collecteurs d'alimentation (pétrole brut et condensât) provenant du parc de stockage de Hassi Messaoud
 - un collecteur pour transférer le produit entre les réservoirs
 - trois pompes booster (1400 m³/h chacune) entraînées par moteurs électriques, chacune dotée d'un système de contrôle de machine (UCP)
 - deux pompes booster (2400 m³/h chacune) entraînées par moteurs électriques, chacune dotée d'un système de contrôle de machine (UCP)

- trois groupes de pompage d'expédition, entraînés par turbines alimentées en gaz naturel, chacun douée d'un système de contrôle de machine (UCP) et de tous les systèmes auxiliaires pour permettre leur bon fonctionnement
- un skid de traitement du gaz combustible, pour filtrer et réchauffer le gaz avant de l'alimenter aux turbines
- un système de vannes pour la protection de la station de pompage des coups de bélier
- un système de détection du feu et gaz et un système incendie automatique
- un système de contrôle centralisé pour la gestion des signaux provenant du champ et des UCP des machines, des séquences de démarrage et arrêt de la station et des logiques de contrôle et de sécurité
- un système de télémesure pour l'échange des données de procédé avec les autres stations de pompage
- un système UPS de capacité de 10 kVA, pour une autonomie de huit heures
- un groupe électrogène diesel de 275 kVA
- une gare des racleurs (départ)
- un réservoir de slop avec une pompe dédiée
- un séparateur API pour le traitement des eaux huileuses.
- ◆ La station de pompage n°2, située au PK 189, implantée à Djemaa, dans la wilaya d'El Oued, dénommée SP2, où sont installés:
 - trois groupes de pompage d'expédition, entraînés par turbines alimentées avec gasoil ou pétrole brut traité, chacun douée d'un système de contrôle de machine (UCP) et de tous les systèmes auxiliaires pour permettre leur bon fonctionnement
 - un skid pour le traitement du pétrole brut avant de l'alimenter comme combustible aux turbines.
 - un parc de stockage des combustibles liquides pour les turbines (gasoil et pétrole brut traité), avec des pompes dédiées, et un réseau de distribution du combustible liquide.
 - un système de vannes pour la protection de la station de pompage des coups de bélier
 - un système de détection du feu et gaz et un système incendie automatique.
 - un système de contrôle centralisé pour la gestion des signaux provenant du champ et des UCP des machines, des séquences de démarrage et arrêt de la station et des logiques de contrôle et de sécurité.
 - un système de télémesure pour l'échange des données de procédé avec les autres stations de pompage.
 - un groupe électrogène diesel.

- deux gares des racleurs (arrivée et départ).
- un bac de détente avec une pompe dédiée.
- un réservoir de slop avec une pompe dédiée.
- un réservoir de stockage de l'eau de puits, avec une pompe dédiée.
- un skid pour le traitement de l'eau de puits avant de l'utiliser pour le lavage du pétrole brut à utiliser comme combustible et un réservoir de stockage de l'eau traitée, avec des pompes dédiées.
- un skid pour la potabilisation de l'eau traitée et un réseau d'alimentation de l'eau potable aux bâtiments.
- un système de production et distribution d'air comprimé.
- ◆ La station de pompage n°3, située au PK 337, implantée à El Outaya, dans la wilaya de Biskra, dénommée SP3bis, où sont installés:
 - trois groupes de pompage d'expédition, entraînés par turbines alimentées avec gaz naturel ou gasoil, chacun doté d'un système de contrôle de machine (UCP) et de tous les systèmes auxiliaires pour permettre leur bon fonctionnement
 - un skid de traitement du gaz combustible, pour filtrer et réchauffer le gaz avant de l'alimenter aux turbines
 - un parc de stockage du combustible liquide pour les turbines (gasoil), avec des pompes dédiées, et un réseau de distribution
 - un système de vannes pour la protection de la station de pompage des coups de bélier
 - un système de détection du feu et gaz et un système incendie automatique
 - un système de contrôle centralisé pour la gestion des signaux provenant du champ et des UCP des machines, des séquences de démarrage et arrêt de la station et des logiques de contrôle et de sécurité
 - un système de télémesure pour l'échange des données de procédé avec les autres stations de pompage
 - un groupe électrogène diesel
 - deux gares des racleurs (arrivée et départ)
 - un bac de détente avec une pompe dédiée
 - un réservoir de slop avec une pompe dédiée
 - un réservoir de stockage de l'eau de puits, avec une pompe dédiée
 - un skid pour le traitement et la potabilisation de l'eau de puits et un réseau d'alimentation de l'eau potable aux bâtiments
 - un système de production et distribution d'air comprimé.

- ◆ La station de pompage n°4, située au PK 430, implantée à Boumagueur, dans la wilaya de Batna, dénommée SP4, où sont installés:
 - trois groupes de pompage d'expédition, entraînés par turbines alimentées avec gaz naturel ou gasoil, chacun douée d'un système de contrôle de machine (UCP) et de tous les systèmes auxiliaires pour permettre leur bon fonctionnement
 - un skid de traitement du gaz combustible, pour filtrer et réchauffer le gaz avant de l'alimenter aux turbines
 - un parc de stockage du combustible liquide pour les turbines (gasoil), avec des pompes dédiées, et un réseau de distribution
 - un système de vannes pour la protection de la station de pompage des coups de bélier
 - un système de détection du feu et gaz et un système incendie automatique
 - un système de contrôle centralisé pour la gestion des signaux provenant du champ et des UCP des machines, des séquences de démarrage et arrêt de la station et des logiques de contrôle et de sécurité
 - un système de télémesure pour l'échange des données de procédé avec les autres stations de pompage
 - deux gares des racleurs (arrivée et départ)
 - un bac de détente avec une pompe dédiée
 - un réservoir de slop avec une pompe dédiée
 - un réservoir de stockage de l'eau potable, avec une pompe dédiée et un réseau d'alimentation de l'eau potable aux bâtiments
 - un système de production et distribution d'air comprimé.
- ◆ Le terminal arrivée de Skikda, situé au PK637, implanté dans la wilaya de Skikda.

Les installations de cet ouvrage ont une capacité actuelle et optimale de transport des hydrocarbures liquides (pétrole brut et condensât) évaluée en 30 millions de tonnes pour an (MTA), soit l'équivalent d'un débit horaire de 4734 m³/h.



Figure 1: Situation géographique de SP3

III.3.Description générale de quelque système composant la station sp3

III.3.1.Système Turbopompe

Le système des turbopompes est constitué des éléments suivants:

- ◆ Trois pompes Nuovo Pignone modèle 20x20x28DVS/1, entraînées par turbines modèle Nuovo Pignone PGT 10
- ◆ Collecteur d'aspiration 34"
- ◆ Collecteur de refoulement 34"
- ◆ tuyau de collecte des débits minimaux (12")
- ◆ chaque pompe est douée d'un système de protection pour une marche en sécurité, y compris :
 1. bloc pour basse pression en aspiration de chaque pompe
 2. bloc pour haute pression en refoulement de chaque pompe
 3. bloc pour haute température en refoulement
 4. système de protection contre le débit minimal.

Le but des turbopompes est de donner au fluide la pression nécessaire pour rejoindre la station SP4 ; les pompes sont connectées en série, pour avoir une pression d'environ 70 barg en sortie de station .

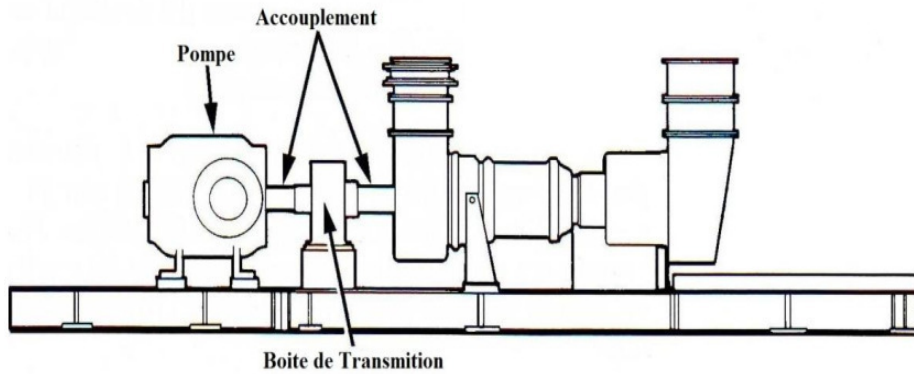


Figure 2: Vue générale d'une turbo pompe[27].

III.3.2.Système du bac de détente

Le bac de détente S-101B est un réservoir de 5000 m³ à toit flottant, qui sert pour recevoir l'huile déchargée par les soupapes de protection contre le coup de bélier. Il peut aussi recevoir l'huile des turbopompes en phase de démarrage de la station et du réservoir de slop S-102B par la pompe de vidange P-4B.

En cas d'utilisation du bac de détente pour la phase de démarrage, il faut éviter de remplir excessivement le bac.

Un haut niveau du bac de détente S-101B empêche le démarrage de la station par le bouton HS-3102 pour motifs de sécurité, puisque le bac ne peut pas recevoir l'huile déchargée par les soupapes de protection contre le coup de bélier; toutefois, la station peut être démarrée en contournant cette inhibition: le contournement peut être fait seulement par un responsable de station, puisque l'opération est particulièrement délicate et doit être dirigée.

Le réservoir est équipé d'une pompe de vidange (P-7B) qui refoule l'huile en aspiration aux turbopompes; pendant le vidange du bac de détente la pression en aspiration aux turbopompes doit être inférieure à la pression de refoulement de la pompe P-7B (9 bar g environ).

Le niveau du réservoir S-101B est contrôlé par la logique I-3534, qui démarre la pompe P-7B en cas de haut niveau du réservoir (LI-101) et l'arrête pour bas niveau. La vanne MOV-106 en refoulement de P-7B est ouverte quand la pompe est démarrée et elle est fermée quand la pompe est arrêtée.

Le bac de détente est protégé par la logique I-3521, qui, en cas de très haut niveau dans le réservoir (LSHH-102), arrête la pompe P-4B de vidange du réservoir de slop vers S-101B, de façon de réduire le risque de remplir complètement le réservoir.



Figure 3: Le bac de détente

III.3.3. Système de production de gaz combustible

Les turbopompes peuvent être alimentées soit de gaz combustible, soit de combustible liquide (gasoil).

Avant d'alimenter les turbines, le gaz combustible devra subir les traitements suivants :

- filtration des solides et séparation de buées éventuelles
- réchauffage
- mesure et dépressurisation.

Le but de ces traitements est de fournir aux turbopompes un gaz combustible conditionné comme demandé par les fournisseurs, c'est à dire :

1. pression d'alimentation en turbine: 19 bar g min / 22 bar g max
2. température minimale en entrée : $\geq 20^{\circ}\text{C}$ par rapport au point de rosée.

Le gaz combustible traité est utilisé aussi comme gaz de lancement pour le démarrage des turbines; les turbines ne peuvent pas être démarrées en cas de faute de gaz de lancement.



Figure 4: Système de production de gaz combustible

III.3.4.Système de stockage et distribution du gasoil

Le système d'alimentation du combustible de secours (gasoil) est constitué de deux réservoirs de stockage (S-103B et S-104B), doués d'un couple de pompes (P-5B et P-6B) qui refoulent le gasoil dans le réseau de distribution. Le gasoil est alimenté aux turbines et aux réservoirs journaliers du groupe électrogène de secours et de la pompe incendie diesel P-8B.

III.3.5.Système de collecte des drainages fermés

Le système de collecte des drainages fermés est constitué d'un collecteur enterré en acier au carbone dans le quel tous les drainages des équipements et des tuyauteries sont collectés. Le collecteur est connecté à un réservoir enterré (réservoir de slop S-102B), où les drainages s'écoulent pour pesanteur. Le brut qui s'accumule dans le réservoir de slop est envoyé, par la pompe P-4B, au bac de détente S-101B.

III.4.Description du réseau Electrique

L'énergie électrique est fournie par deux lignes extérieures à 30 kV alimentés par SONELGAZ.

Le système MT est à simple radial, constitué par un tableau à 30 kV, 350-TMT 01, installé dans le bâtiment Poste de Livraison, constitué par un jeu de barres pour l'alimentation d'un transformateur MT/BT de 1600 kVA qui alimente en BT les charges électriques de la Station.

L'arrivée de "Sonelgaz" est prévu avec sectionneur de terre qui peut être fermé seulement avec le consensus du départ ligne Sonelgaz pour ne rendre jamais possible la fermeture du sectionneur de terre avec la ligne in tension.



Figure 5: Salle électrique

III.4.1. Groupe électrogène de secours 350-DG-01

Le groupe électrogène de secours est conçu pour être joint à un moteur diesel pour une température ambiante variant de - 5°C à + 50°C, et installés dans local. Le fonctionnement est pour service d'urgence selon ISO 3046/1 et DIN 6271.

Il est destiné à fonctionner en secours sur manque de tension du réseau principal et assurer l'alimentation des réseaux secours pour la mis en sécurité des matériaux et du personnel et des turbopompes, sans possibilité de fonctionnement en parallèle avec la ligne principale.

Tension nominale	400 V
Nombre de phases	3+N
Puissance apparente nominale	500 kVa
Facteur de puissance nominale	0,8

Réactance subtransitoire directe en pourcentage X''_d	16,5
Réactance transitoire directe en pourcentage X'_d	30,1
Réactance synchrone directe en pourcentage X_d	355



Figure 6: Groupe électrogène 350-DG-01

III.5. Description du système de contrôle et sécurité

La gestion, le contrôle et la sécurité de la station sont assurés par le système automatique PLC pour la commande de l'instrumentation de la station ; en plus, chaque turbopompe est munie d'un PLC pour la gestion de la pompe.

Le système PLC de la station a les fonctions principales suivantes :

- Acquisition et gestion des signaux provenant du champ
- Acquisition et gestion de l'alarme provenant du champ
- Acquisition des signaux et des alarmes provenant des PLC de chaque pompe
- Démarrage / arrêt de la section de pompage de la station
- Gestion de l'ouverture et/ou de la fermeture des vannes motorisées principales de la station
- Gestion des signaux et des alarmes provenant du système feu et gaz
- Gestion des logiques et des séquences de sécurité de la station.

En plus du système PLC, un synoptique et un système de télémessure sont installés. Le synoptique a la fonction de visualisation des alarmes de station ; le système de télémessure affiche les données et les signaux principales provenant des et transmis aux autres stations de pompage :

- Pression d'entrée et refoulement des stations
- Débit de refoulement des stations
- Niveau de fluide dans les réservoirs de sécurité
- Densité du fluide.

III.6.sécurité de la station

III.6.1.REGLES GENERALES

Dans une installation moderne plusieurs substances, si maniées improprement, peuvent devenir un danger pour le personnel et pour l'installation.

Chaque opérateur doit être à connaissance :

- Des matériels présents dans sa zone de travail, de façon tel de connaître les dangers pour la santé de lui-même et d'autres personnes,
- Des dangers d'incendie et d'explosion et de quelles actions de protection il faut faire.

La meilleure protection pour tous les dangers est la prévention. Une fonction très important pour chaque opérateur est d'éviter possibles dangers.

Quand une situation de danger s'est déjà développée, l'opérateur doit appliquer tous les moyennes disponibles pour éviter accidents au personnel et d'endommager les équipements.

Les équipements de protection, choisis selon les matériels maniés en l'installation, doivent être disponibles et prêts pour entrée en utilisation.

Les équipements pour éteindre l'incendie doivent être disponibles dans la station et prêts pour être utilisés tout de suite par les opérateurs.

III.6.2. EFFET DES HYDROCARBURES

Les hydrocarbures gazeux et liquides sont inflammables. Normalement ils ne sont pas considérés matériels toxiques, mais les gaz et les vapeurs peuvent provoquer :

- Asphyxie, si sont présents en haute concentration dans l'atmosphère
- Nausée et évanouissement, quand sont présents en plus basse concentration.

Les dangers plus importants des hydrocarbures sont l'inflammabilité et l'explosibilité.

A propos de possible explosion et/ou incendie en la station, les opérateurs doivent prendre en considération les caractéristiques suivantes des hydrocarbures :

- Zone d'explosibilité ou d'inflammabilité

Le mélange air/vapeurs d'hydrocarbures est susceptible de s'enflammer en présence d'une flamme ou d'une étincelle, si le rapport air/hydrocarbures est compris entre certaines limites.

Les valeurs maximale et minimale de ces limites représentent les seuils d'explosibilité.

Limite inférieure d'explosibilité : concentration dans l'air du gaz ou du vapeur inflammable, au-dessous de laquelle l'atmosphère gazeuse n'est pas explosive.

Limite supérieure d'explosibilité : concentration dans l'air du gaz ou du vapeur inflammable, au-dessus de laquelle l'atmosphère gazeuse n'est pas explosive.

- Température d'allumage

Représente la température à laquelle un hydrocarbure présent dans l'air peut s'auto enflammer.

- Point d'éclair

Température la plus basse d'un liquide à laquelle, dans certaines conditions normalisées, ce liquide libère des vapeurs en quantité telle qu'un mélange vapeur/air inflammable puisse se former.

III.7.Sécurité et protection incendie

III.7.1.Systèmes de détection du feu et gaz

Les systèmes de détection incendie activent, par des panneaux de contrôle dédiés, les systèmes automatiques d'extinction.

Les systèmes de détection installés sont de la typologie suivante :

- a) détecteurs de fumée de type optique et ionique
- b) détecteurs de chaleur
- c) câbles thermosensibles
- d) détecteurs de gaz.

Les détecteurs de type « a » et « b » sont utilisés à l'intérieur des salles de contrôle/techniques/électriques et des postes de livraison, soit à l'intérieur des salles mêmes, soit dans les sous-planchers et ils seront utilisés pour la commande automatique de la décharge de CO₂.

En particulier, pour la protection de ces salles deux « loops » de détection en parallèle seront installés et sur chacun la moitié des détecteurs nécessaires pour la défense de la salle même sera installée (les détecteurs peuvent être soit d'une seule typologie, soit de typologies différentes, en fonction de la salle à protéger).

Si un ou plusieurs détecteurs installés dans le même « loop » détecte la présence d'incendie, le système se mettra en état d'alerte, avec signalisation acoustique ou visuelle sur le tableau incendie, mais n'activera pas encore la décharge de l'agent d'extinction.

Si un ou plusieurs détecteurs installés dans le deuxième loop confirment l'alarme, les phases suivantes sont activées :

- Allumage des alarmes optiques et acoustiques, soit sur le panneau du « F&G », soit sur la console du PLC, soit dans le local même
- Commande d'arrêt du système HVAC du panneau du « F&G » sur la console de station
- Le panneau du système HVAC commande l'arrêt de la climatisation et la fermeture des clapets coupe feu
- Pendant la confirmation par le panneau du système HVAC au panneau du « F&G » d'arrêt de la climatisation et de fermeture des vannes, le panneau du « F&G » commande la décharge du CO₂ dans toutes les différentes zones des salles (salles mêmes, sous plancher, faux plafond). La commande est retardée de 0 à 60 secondes pour permettre l'évacuation de la salle.

A la fin de l'événement, il est nécessaire d'évacuer le gaz carbonique de la salle. Pour cette raison, un bouton-poussoir sera installé à l'extérieur de la salle, pour l'ouverture des clapets coupe feu et l'activation de l'extracteur de gaz carbonique, avec signalisation de danger jusqu'à la fin du cycle d'extraction. Cette méthode peut être activée après le consentement du cycle d'extinction. Après quelque minute, un signal à l'extérieur de la salle s'allumera, qui permet l'accès à la salle.

Le démarrage du système d'extinction à CO₂ peut être activé manuellement aussi, par un bouton-poussoir installé à l'extérieur de la salle même, après qu'on a positionné le sélecteur « AUTO/MAN » dans la position « MAN ». En plus, il est possible de bloquer la séquence d'extinction à gaz carbonique par un bouton-poussoir installé près du bouton-poussoir de décharge manuelle à l'extérieur de la salle à protéger.

Un détecteur de gaz, connecté directement au panneau du « F&G », sera installé à l'entrée de l'air du système HVAC pour permettre, en cas de présence d'hydrocarbures, l'arrêt du système HVAC.

Le système de détection par câbles thermosensibles, installé pour protéger les zones ouvertes, ne doit pas être du type «double détection avec confirmation » décrit précédemment. Pour cette raison, en cas de détection, la décharge de l'agent d'extinction (eau et/ou mousse) sera immédiate.

Dans la station de pompage SP3BIS les locaux et appareillages doués d'un système de détection sont:

- détecteurs de fumée de type optique:
 - ◆ la salle de contrôle (local)
 - ◆ la salle électrique (local)
 - ◆ la salle technique (local)
 - ◆ le poste de livraison (local)
 - ◆ les bureaux dans le bâtiment de contrôle
- détecteurs de fumée de type ionique:
 - ◆ les enceintes des turbines des turbopompes TP-1B/2B/3B
 - ◆ la salle de contrôle (sous-plancher)
 - ◆ la salle électrique (sous-plancher)
 - ◆ la salle technique (sous-plancher)
 - ◆ le poste de livraison (sous-plancher)
 - ◆ le garage
 - ◆ le poste de garde
- détecteurs de chaleur :
 - ◆ les bureaux dans le bâtiment de contrôle
- câbles thermosensibles:
 - ◆ le toit flottant du bac de détente S-101B
 - ◆ la chemise du bac de détente S-101B
 - ◆ les groupes de pompage des turbopompes TP-1B/2B/3B
 - ◆ le skid gaz X-101
 - ◆ les réservoirs du gasoil S-103B et S-104B (intérieur, chemise et toit)
 - ◆ le groupe des pompes P-5B, P-6B et P-7B
 - ◆ la zone du réservoir de slop S-102B

- ◆ le transformateur 1000 kVA
- détecteurs de gaz (hydrogène):
- ◆ la salle des batteries dans le bâtiment de contrôle.

III.7.2.Systèmes de défense contre l'incendie

III.7.2.1.Système de défense à gaz carbonique

Ce système d'extinction se base sur la distribution de gaz carbonique à haute pression dans le local, le sous-plancher et le faux plafond où ils sont présents, pour obtenir la saturation nécessaire et donc l'extinction du feu par faute de comburant. En plus de cet effet d'extinction, on a aussi un remarquable effet de refroidissement qui aide à éviter des rallumages éventuels du feu d'incendie.

Le système de décharge automatique à gaz carbonique est complet de bouteilles d'accumulation de CO₂, avec vannes actionnées électriquement et réseau de distribution avec tuyères.

Dans la station de pompage SP3BIS les locaux protégés par un système automatique d'extinction à gaz carbonique sont:

- les enceintes des turbines des turbopompes TP-1B/2B/3B
- la salle de contrôle (local et sous-plancher)
- la salle électrique (local et sous-plancher)
- la salle technique (local et sous-plancher)
- le poste de livraison (local et sous-plancher)

En plus, les locaux suivants sont protégés par des extincteurs à gaz carbonique:

- les bureaux dans le bâtiment de contrôle
- la salle des batteries dans le bâtiment de contrôle
- le garage
- le poste de garde.

III.7.2.2.Système de défense à eau

Ce système d'extinction se base sur le versement d'eau fractionnée, distribuée par un système à déluge, qui alimentera des tuyères gicleuses en nombre approprié et orientées pour emboutir la surface complète de l'appareillage à protéger. Les actions combinées de refroidissement, privation d'oxygène et dispersion des nuages de gaz garantiront l'extinction.

Dans la station de pompage SP3BIS les appareillages protégés par un système d'extinction à eau fractionnée sont:

- le bac de détente S-101B (chemise)

- le skid gaz X-101
- les réservoirs du gasoil S-103B et S-104B (chemise)
- la zone du réservoir de slop S-102B
- le transformateur 1000 kVA.

Le système d'extinction à eau fractionnée est automatique et il est actionné en cas de détection d'incendie par le câble thermosensible.

III.7.2.3. Système de défense à mousse

Le système d'extinction se base sur le versement de mousse à basse expansion, distribuée par des lances, tuyères ou diffuseurs, sur la surface de l'équipement à protéger. L'action de privation d'oxygène garantira l'extinction.

Dans la station de pompage SP3BIS les équipements protégés par un système d'extinction automatique à mousse sont:

- le bac de détente S-101B (toit flottant)
- le bassin de retenue du bac de détente S-101B (décharge commandée par les opérateurs du système de contrôle de station)
- les groupes de pompage des turbopompes TP-1B/2B/3B
- les réservoirs du gasoil S-103B et S-104B (intérieur des réservoirs)
- les bassins de retenue des réservoirs du gasoil S-103B et S-104B (décharge commandée par les opérateurs du système de contrôle de station)
- le groupe des pompes P-5B, P-6B et P-7B.

III.7.2.4. Système de défense à poudre

Le système d'extinction se base sur le versement de poudre, distribuée par de extincteurs. L'action de privation d'oxygène garantira l'extinction.

Dans la station de pompage SP3BIS les locaux protégés par des extincteurs à poudre sont:

- les bureaux dans le bâtiment de contrôle
- le garage
- le poste de garde.

III.8. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre une vue générale de la station sp3, cette station à un rôle très important pour le transport du brut. L'effet de l'arrêt de la station SP3 c'est le blocage totale de la ligne de transport ce qu'on appelle le block totale. Tous les systèmes sont une chaine, pour obtenir le bon fonctionnement de cette chaine, il faut que tous les systèmes soient en bon état.

IV.1. Introduction

Vu à l'existence des problèmes liés aux arrêts multiples du Turbopompe qui occupe une place stratégique et très importante dans l'industrie des hydrocarbures, qui entraîne des pertes considérables pour la production et pour l'entreprise.

Nous avons utilisé la méthode d'analyse des risques AMDEC pour la mise en œuvre de toutes les dispositions organisationnelles et techniques visant à réduire leur probabilité d'occurrence et/ou à diminuer leur gravité.

IV.2. Les tableaux AMDEC

Date de l'analyse : 01/2017	AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ						Page : 1/7			
	Système : Turbopompe			Sous-système : auxiliaires			Criticité			
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	F	G	D	C	Action Corrective
Turbine de lancement	Entrainer le compresseur axial	Vitesse d'entraînement insuffisante pour le démarrage .sur vitesse	Débit de gaz insuffisant Fatigue Vibration	-Echec de démarrage	Détecteur de sur vitesse Rapport de vitesses 1 et 2	1	4	1	4	Réviser la turbine de lancement
Filtres d'air	Filter l'air d'admission	Colmatage	Dépasser la limite Admissible Encrassement (défaillance du système d'auto nettoyage,	- Corrosion - Erosion - Encrassement et - érosion de l'aubage du compresseur axial, Perte de puissance	PDI (indicateur de pression différentielle)	2	4	1	8	Nettoyage ou changement des filtres ainsi le système autonettoyant Respecter la période d'inspection
Circuit D'étanchéité	Assurer l'étanchéité	Panne sur les pompes ou sur le circuit	Bas niveau de brut	Arrêt de l'unité	Détecteur niveau (LI)	2	4		216	Vérifier les pompes et le niveau d'huile dans la caisse

Date de l'analyse : 1/2017	AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ							Page : 2/7			
	Sous-système : Compresseur axial.										
Élément	Système : Turbopompe		Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité			Action Corrective	
	Fonction						F	G	D		C
Rotor	Assurer le mouvement de rotation et comprimer l'air		Flambage Usure Rupture	Fatigue Mauvais graissage	Arrêt de compresseur vibration	Mark II Sondes de vibration	1	4	3	12	- Vérifier le système de graissage - réviser le rotor
Aubes du rotor	Assurer la force nécessaire pour comprimer l'air		Déformation Corrosion Erosion	Mauvaise filtration d'air (entraînement des corps étrangers) Entretien non respecté	Détériorations des aubes	Faible débit d'air Mark II	2	4	2	16	- Nettoyage ou changement de filtre d'air, vérifier le système autonettoyant des filtre - Changer les aubes
caisse statorique	Former la structure externe principale et supporter le rotor à l'endroit des paliers		Déformation Usure	Fatigue Manque de graissage	Arrêt de compresseur	Bruit Mark II	1	4	1	4	- Vérifier le stator
Aubes alternative EGV	Fixer le stator, assurer la rotation de rotor à profil aérodynamique		Corrosion Erosion fatigue	Mauvaise filtration d'air microfissure.	Détériorations des aubes	Bruit Mark II	1	4	2	8	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer les aubes
Aubes du stator	Guider l'air pour pénétrer dans les étages successif du compresseur axial		Déformation Corrosion Erosion	Mauvaise filtration d'air	Vibration Détériorations des aubes	Bruit Mark II	1	4	3	12	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer les aubes
Corps d'admission (La volute)	Diriger l'air de manière uniforme dans le compresseur		Usure Rupture	Corrosion Surcharge	Mauvaise filtration d'air	Faible débit d'air	1	3	2	6	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer les Corps d'admission
Aubes variable (IGV)	Permettre à la turbine d'accélérer rapidement et en douceur, cela avec des débits d'air variables		Corrosion Erosion	Mauvaise filtration d'air Mauvais	Détériorations des aubes	Mark II	2	4	1	8	- Nettoyage ou changement de filtre - Vérifier le système à l'huile hydraulique

Date de l'analyse : 01/2017	AMDEC- ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ										Page : 3/7
	Système : Turbopompe					Sous-système : Compresseur axial					
	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité			Action Corrective		
					F	G	D	C			
Corps avant	Transférer les charges des dix premiers étages du stator du compresseur et fixation les aubes du stator	Cassure Fissure	Fatigue Mauvaise conception	Pompage de compresseur	Mark II	1	4	2	8	Changement des corps avant Nouvelle conception	
Corps de refoulement	Equilibrer le pompage de compresseur, former les parois du diffuseur et relier le compresseur aux stators de la turbine de 1 ^{ère} étage (roue HP)	Cassure Fissure	Fatigue Mauvaise conception	Pompage de compresseur	Mark II	1	4	2	8	Changement des corps de refoulement	
Cylindre externe	La continuation de corps du compresseur	Déformation	Pompage de compresseur	Mauvais fonctionnement	Bruit Mark II	1	4	1	4	Changer le cylindre	
Cylindre intérieur	Entoure le rotor du compresseur	Usure Rupture	Fatigue Frottement	Vibration	Bruit Mark II	1	4	1	4	Vérifier le système de graissage Changer le cylindre	
Les paliers No. 1 et 2	Soutienne le rotor du compresseur/turbine de haute pression et assurer le graissage	Usure Cassure	Fatigue Vibration Jeu de fonction non respecté Mauvais graissage, érosion	Echauffement Blocage de rotor HP	Bruit Mark II	2	4	2	16	Vérifier le système de graissage Changement des paliers	

Date de l'analyse : 01/2017	AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ							Page : 4/7		
	Sous-système : Turbopompe									
	Sous-système : Section combustion.									
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité			Action Corrective	
						F	G	D	C	
Enveloppe de combustion	Renfermer les chambres de combustion et les pièces de transition et transférer l'air de refoulement	Déformation Usure	Echauffement local Fatigue, mauvaise refroidissement	Mauvaise combustion	-Thermocouple - Mark II	1	4	2	8	Redressement Changer l'enveloppe de combustion
Chemise	Renfermer la chambre de combustion	Gonflage Distorsion	Gaz humide Microfissure	Mauvais combustion	Faible débit au	2	4	1	8	Changer la chemise
Bougie d'allumage	Déclencher la combustion du mélange (fuel gaz & air de compresseur axial)	Grippage	Bougies usées ou non alimentées par électricité	Pas de combustion	Mark II Détecteur de flamme	2	3	3	12	Nettoyage ou changement bougie d'allumage
Détecteur de flamme	Envoyer l'indication de présence ou absence de flamme au système de commande	Défectueux	Chocs Vibrations Echauffement local	La turbine ne démarre pas	Mark II	2	3	2	12	Changer le détecteur de flamme
Injecteurs de combustible	Emettre une quantité mesurée de fuel gaz dans la chemise de combustion	Bouchage Usure Mauvaise injection du gaz	Bouchage, mauvaise filtration de gaz	Mauvaise combustion Variation de T d'échappement	Détecteur de flamme	2	4	1	8	Traitement de la tige Remplacement l'injecteur de combustible
Tubes à flamme	Relier les 12 chambres de combustion et permette la propagation de la flamme	Flambage Usure	Echauffement Corrosion Fatigue	Mauvaise combustion	Thermocouple Mark II	2	4	2	16	Changer les tubes à flamme

Date de l'analyse : 01/2017	AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ							Page : 5/7		
	Système : Turbopompe				Sous-système : Section turbine.					
	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				
Élément					F	G	D	C	Action Corrective	
Stator	Former la structure de la turbine à gaz	Déformation Usure	Fatigue	Mauvais fonctionnement	Bruit Mark II	1	4	3	12	- Redressement - Vérifier le stator
Directrice du premier étage	Diriger les gaz chauds vers les aubes de la roue HP	Usure Fissure	Fatigue Mauvais fonctionnement de filtre	Basse vitesse de la roue HP	Mark II	2	4	2	16	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer la directrice du premier étage
Directrice du deuxième étage	Diriger les gaz chauds vers les aubes de la roue BP	Usure Fissure	Fatigue Mauvais fonctionnement de filtre	Basse vitesse de la roue BP	Mark II	2	4	2	16	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer la directrice du deuxième étage
Segments	Assemblé l'injecteur dans une bague de blocage	Usure Rupture	Fatigue Echauffement	Vibration	Mark II	2	4	2	16	Changement des segments
aubes tournantes (Nozzles)	Former tuyère à angle variable pour commander la vitesse de la roue BP	Corrosion Rupture	Mauvaise filtration de gaz combustible Echauffement	Mauvais fonctionnement de la roue BP	Mark II	1	4	1	4	Nettoyage ou changement de filtre Changer les aubes
Rotor de la turbine	Actionner le compresseur axial et assurer le mouvement de rotation	Usure Rupture	Fatigue Mauvais graissage	Arrêt de compresseur axial	Mark II	1	4	2	8	Vérifier le système de graissage
Rotor de la turbine	Commande la charge (compresseur centrifuge) et assurer le mouvement de rotation	Usure Rupture	Fatigue Mauvais graissage	Arrêt de pompe centrifuge	Mark II	1	4	2	8	Vérifier le système de graissage Changer le rotor
Les roues	assurer la rotation des rotors et assurer l'équilibrage des rotors	Usure Rupture	Fatigue Mauvaise refroidissement	Mauvais rendement	Bruit Mark II	2	4	3	24	Vérifier le système de refroidissement Changer les roues

Date de l'analyse : 1/2017	AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ							Page : 6/7		
	Système : Turbopompe			Sous-système : Section turbine.						
	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				
Élément					F	G	D	C	Action Corrective	
Les arbres	Former les rotors de turbine (rotor HP, rotor BP/charge)	Érosion Fissure Jeu du bout	Mauvais graissage Mauvais alignement	Pompage de compresseur Mauvais fonctionnement	Bruit Mark II	1	4	2	8	Vérifier le système de graissage et le système de refroidissement Changer les arbres
Diaphragme	Séparer les deux étages de la turbine et former le couloir de passage de l'air de refroidissement les roues de la turbine	Déformation	Fatigue Mauvaise refroidissement	Echauffement Détériorations des roues	Bruit Mark II	1	4	1	4	Vérifier le système De refroidissement Redressement Changer le diaphragme
Paliers No. 3 et 4	Soutiennent le rotor de basse pression/charge de turbine et assurent le graissage	Usure Cassure	Fatigue Vibration Mauvais alignement	Echauffement Blocage de rotor BP	Bruit Mark II	2	4	2	16	Vérifier le système de graissage Changement des paliers
Goujons	Assurer la fixation	Desserrage	Chocs	Vibration	Bruit	2	3	1	6	Serrage des goujons

AMDEC- ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ		Système : Turbopompe					Sous-système pompe					Action Corrective	Page : 7 / 7	
		Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	F	G	D	C	F			G
Clapet anti retour	Détermine le sens de circulation	Déformation	Usure	blochage	Non visuel	1	1	2	2					Changeement
Bagues d'étanchéité	Limiteant de retour du bruit sous pression qui se trouve dans la volute vers l'aspiration	Déformation	Usure	Perte volumetrique	Non visuel	2	1	3	6					Changeement
Garniture mecanique	Assure l'etrangétié entre l'arbe et corps des turbopompe	Déformation	Usure	perte	visuel	2	1	3	6					Changeement des garnitures mécaniques
Gorps des paliers	Recoit les roulements est concu pour permettre leur lubrification et éventuellement leur refroidissement et celui de brut	Déformation	Haute température	Bouchage de circuit	Non visuel	3	2	3	18					Nettoyage, débouchage de circuit
Rouelment	Classes selon la nature des charge qu'ils supportent	Fatigue, Détérioration	Défaut d'alignement de arbres	Augmentation des vibrations	Non visuel	3	3	2	18					Changeement les roulements (arriére et avant)

IV.3.CONCLUSION

Ce travail a montré la faisabilité de cette approche **AMDEC**.

La mise en œuvre d'une telle démarche montre sa contribution dans la réduction des coûts de maintenance. En effet elle permet :

- D'identifier les fonctions critiques pour le système,
- De définir la politique de maintenance pour le système et ses composants.

Au niveau de la fiabilité du système, nous avons identifié les composantes sur lesquels une attention particulière doit être portée (maillons faibles).

Conclusion générale

La recherche de sécurité au sens large, qui intègre dans l'aspect respect de l'environnement est une nécessité même si par le passé elle a souvent été négligée. Les activités effectuées sur les stations pompage, que ce soit à terre ou en mer, ont toujours représenté un risque important, sur le plan humain, matériel et environnement.

La manipulation d'équipements lourds et volumineux, l'utilisation d'appareillages très divers et de produits dangereux, l'exécution de travaux sous pressions parfois élevées etc...

Ont durant de trop nombreuses années provoqué des accidents et/ou dégâts qui, à tort, étaient considérés avec fatalisme comme faisant partie du métier et donc inévitables.

Les dernières catastrophes ont fait prendre conscience aux autorités qu'une législation était nécessaire. Elle s'est renforcée à chaque accident.

C'est ainsi que la sécurité sur les chantiers s'est beaucoup améliorée depuis quelques années et cela grâce à l'effet conjugué des réglementations nationales et internationales ainsi que de la formation du personnel qui joues un rôle très important dont le but est d'améliorer d'avantage les aptitudes des cadres et des travailleurs .

Références Bibliographiques

- [1] Nassim.B ; « Etude et analyse du risque au niveau d'une station de pompage de pétrole – Sp4-« Boumageur » par l'application des méthodes d'analyse HAZOP et AMDEC/cas de bac de sécurité et turbopompe » ; mémoire de fin d'étude ; université de Batna 2014.
- [2] FRANENNEC J. P., LEPRINCE P., TREMBOUZE P. et FAVENNEC J. P., (1998). Le raffinage de pétrole : Pétrole brut-produits pétrolier-schéma de fabrication, Tome 1. Technip.
- [3] BOCARD C., 2006. Marrées noires et sols pollués par les hydrocarbures et traitement des pollutions. Technip, p. 12.
- [4] ARNAUD P., 1983. Cours de Chimie Organique. Enseignement de la Chimie, Tome 1, 505 p.
- [5] FATALLE, P ., 2008. Pollution des cotes par les hydrocarbures .Presse Universitaire, De Renne France .P79, 81 ,91
- [6] CORTIAL N. 2006. CHIMIE. BTS industriels. Ellipse.
- [7] LAROUSSE., 1976. Grande-encyclopédie. p 3941
- [8] LEFEBURE., 1978. Chimie des hydrocarbures, Ed Technip, pp
- [9] LASSALE A., ROBERT D., 2010. Comprendre la chimie organique. Technosup.
- [10] KHELIL., 2004. Utilisation des lichens comme bio indicateurs de la pollution atmosphérique dans la région de Hassi Messaoud, thèse Magistère agro-sah, université d'Ouargla.
- [11] EL ATYQY M., 2013. Chimie organique. Rappel des notions fondamentales.
- [12] Cours de l'institut française de pétrole IFP , formation exploration et production des gisements B1, 2005 formation industrielle IFP training
- [13] JEAN PAUL NGUYEN ,1993. Cours de l'école national supérieur du pétrole et des moteurs centre développement et exploitation des gisements France, technique d'exploitation pétrolière le forage.
- [14] J.P. FAVENNEC, « Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, coûts et contrats », Edition Technip, France 2002, p 63 à 66.

- [15] N. BRET-ROUSAUT, Cours de « upstream economics », IFP school 2006.
- [16] H.K. Abdel-Aal, A. Bakr ET M.A. Al-Sahlawi, « Petroleum Economics and Engineering », Second Edition, Edition Marcel Dekker, New York, USA 1992.
- [17] Desroches A. Concepts et méthodes probabilistes de base de sécurité. Lavoisier ; France ; 1995.
- [18] ISO/CEI Guide 51. Aspects liés à la sécurité : Principes directeurs pour les inclure dans les normes. Organisation internationale de normalisation (ISO).
- [19] FARES INNAL. Contribution à la modélisation des systèmes instrumentés de sécurité et à l'évaluation de leurs performances Analyse critique de la norme CEI 61508, Thèse de Docteur de L'Université BORDEAUX 1,2008.
- [20] ISO, Aspects liés à la sécurité: Principes directeurs pour les inclure dans les normes. Organisation Internationale de normalisation, 1999.
- [21] INERIS, Outils d'analyse des risques générés par une installation industrielle. Mai 2003
- [22] Kirchsteiger C. On the use of probabilistic and deterministic methods in risk analysis, Journal of Loss Prevention in the Process Industrials 12.PP 399-419.1999.
- [23] GAUTHIER, F. Développement d'une approche méthodologique permettant l'intégration systématique des aspects de la santé et de la sécurité du travail dans le processus de conception d'outils, de machines et de procédés industriels, Thèse de doctorat ès sciences appliquées, Université de Sherbrooke, Sherbrooke (Canada), 257 p, (1997).
- [24] Monteau, M., & Favaro, M. (1990). Bilan des méthodes d'analyse à priori des risques. INRS.
- [25] JEAN Faucher; «Le PRATIQUE DE L'AMDEC»; 2ème Edition; France; Juin 2009.
- [26] Technique d'ingénieur.
- [27] Manuel d'exploitation station de pompage SP3.

Résumé

Le transport des hydrocarbures en générale exige un travail correct, bien organisé afin d'atteindre l'objectif avec un prix de revient minimal, dans un domaine aussi vulnérable et stratégique, le danger nous guette en permanence, et la sécurité est devenue une grande nécessité. L'instauration d'une politique appropriée concernant cette sécurité doit être effectuée d'une manière scientifique basée sur des critères reconnus, l'analyse des risques avec des méthodes utilisées constitue une plate forme indispensable pour tout système de sécurité. Les observations pratiques permettent de définir la sécurité comme un processus dynamique et récursif et de proposer une méthode d'amélioration continue et de fiabilisation du processus de maîtrise des risques permettant de répondre à la recherche d'équilibre entre l'impératif de transport et la nécessité de protéger les Hommes, les équipements et l'écosystème dans le transport pétrolière. Parmi les méthodes existantes, nous avons proposé l'AMDEC (Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité).

Mot des clé: AMDEC, Sécurité, criticité, hydrocarbures, SP3,transport.

ملخص

نقل المحروقات بشكل عام يتطلب وظيفة لائقة، منظمة تنظيماً جيداً من أجل الوصول إلى الهدف بأقل تكلفة ممكنة، وأصبح الأمن ضرورة كبرى. يجب أن يتم إنشاء السياسة المناسبة لهذا الأمن بطريقة علمية بناء على معايير معترف بها، تحليل المخاطر مع الأساليب المستخدمة هو شكل مسطح أساسي لأي نظام الضمان. الملاحظات العملية تسمح لتعريف الأمن كعملية ديناميكية ومتكررة واقتراح طريقة للتحسين المستمر والاعتماد على عملية إدارة المخاطر للرد على البحث عن التوازن بين الحاجة إلى النقل والحاجة إلى حماية الأشخاص، والمعدات والنظم الإيكولوجية في نقل النفط. ومن بين الطرق القائمة، اقترحنا FMECA (تحليل أوضاع الفشل، الآثار والحرورية)

كلمات مفتاحية: FMEA، الامن، الحرجية، المحروقات، محطة الضخ 3، النقل.

Abstract

The transport of hydrocarbons in general requires good work, well organized to achieve the objective with a minimal cost price, in such a vulnerable and strategic area, the danger is constantly on our guard, and security has become a great necessity. The establishment of an appropriate policy for this safety must be carried out in a scientific manner based on recognized criteria, risk analysis using methods used is an indispensable platform for any safety system. The practical observations make it possible to define safety as a dynamic and recursive process and to propose a method of continuous improvement and of reliability of the process of control of the risks making it possible to answer the equilibrium between the imperative of transport and the necessity To protect humans, equipment and the ecosystem in oil transport. Among the existing methods, we proposed the FMEA (Analysis of Modes of Defects, their Effects and Criticality).

Key words: FMEA, Safety, criticality, hydrocarbons, PS3, transport.