



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté de Science et de la Technologie
Département Génie Mécanique

MÉMOIRE DE MASTER

Domaine : Sciences et Techniques

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Énergétique

Réf. : Diplôme de MASTER

Présenté et soutenu par :

Senagria Zakaria

Le : Mardi 28 juin 2022

Analyse de risque de la station de pompage SP1 Bis par la méthode AMDEC

Jury :

Dr. Hefidh Hedef	MCB Université de Biskra	Président
Dr. Abdelghani lagroune	MAA Université de Biskra	Examineur
Dr. Abdelhakim Begar	MCA Université de Biskra	Rapporteur

Année universitaire : 2021 – 2022

Remerciement

Louange à Dieu, Seigneur des mondes, et prières et paix soient sur les messagers les plus honorables, Muhammad, et sur toute sa famille et ses compagnons.

Je voudrais exprimer mes sincères remerciements à tous ceux qui m'ont aidé dans ce travail de près ou de loin, et je voudrais également remercier mon professeur, le Dr. Abdelhakim Begar pour ses grands efforts

Ainsi que le comité de discussion de supervision, le Dr. Hefidh Hadeif et le Dr. Abdelghani Lagroune, pour leur gentillesse et leur volonté de discuter de la thèse de fin d'études et d'assumer le fardeau de la lire et de donner leurs précieuses notes pour ajouter des noms



DÉDICACE



Au nom de Dieu le Miséricordieux.

Tout d'abord, je voudrais remercier Dieu Tout Puissant de m'avoir donné le courage et la patience d'atteindre cette étape afin de faire ce travail que je dédie à chacun de : Mes chers parents ma mère Mabrouka Tajini et mon père Muhammad.

A mes chers frères et soeurs.

Pour toute ma famille, Sadak, Aicha, Ayman, ikhlase et Akarame et abdala

A tous nos amis du monde entier, en particulier et sans aucun doute, à nos chers amis de l'Université Mohamed Khidr de Biskra.

Je dédie également ce travail du fond du cœur mon respecté Dr. Abdelhakim Begar

Et pour ma future épouse, si Dieu le veut, Marym

Senagria zakaria

SOMMAIRE

SOMMAIRE :

Liste des figures	vi
Liste des Tableaux.....	viii
Liste des abréviations	ix
Introduction générale	01

CHAPITRE I : Généralité sur les hydrocarbures

I.1 Introduction	03
I.2. Historique des hydrocarbures en Algérie	03
I.3.Définition des hydrocarbures	04
I.4.Principales sources émettrices d'hydrocarbures	04
I.5.Les étapes et les techniques d'exploration et d'exploitation de l'hydrocarbure	05
I.5.1.Le milieu terrestre	05
I.5.1.1.processus d'exploration	05
I.5.1.2.processus d'exploitation.....	06
I.5.2.Le milieu marin.....	06
I.5.2.1.processus d'exploration	06
I.5.2.2.processus d'exploitation	07
I.6.Classification des hydrocarbures.....	07
I.6.1.Classification par nature	07
I.6.1.1.Saturés	07
I.6.1.2.Insaturés.....	08
I.6.2.Classification par provenance	08
I.6.2.1.Les hydrocarbures conventionnels	08
I.6.2.2.LES hydrocarbures non conventionnels	08
I.6.2.3.Les hydrocarbures biogéniques	08
I.7.Mode de transport d'hydrocarbures	08
I.7.1. Mode de transport ferroviaire.....	08
I.7.2.Mode de transport par pipeline	09
I.7.3. Le transport maritime	10
I.7.4.Mode de transport routier	11
I.8. Stockage des hydrocarbures.....	12

SOMMAIRE

I.8.1.Introduction	12
I.8.2.Définition du Parc de stockage	12
I.8.3.Classification des produits pétroliers stockés	12
I.8.4.Caractéristique générales des réservoirs	13
I.8.5.Matériau	13
I.8.6.Les différents types de réservoirs	13
I.8.6.1.Reservoirs à toit flottant	13
I.8.6.2.Réservoirs sous pression	14
I.9.Conclusion	17

CHAPITRE II : GENERALITE SUR LA MANAGEMENT DE RISQUE

II.1.Introduction.....	18
II.2. Contexte de la sécurité opérationnelle.....	18
II.2.1.Dang.....	18
II.2.2.Risque.....	18
II.2.2.1 Risques naturels.....	19
II.2.2.2Risques d'origine anthropique	19
II.2.2.3.Risques technologiques et environnementaux	19
II.2.2.4.Les risques économiques	19
II.2.2.5. Les risque professionnels.....	19
II.3. Notion d'accident.....	20
II.4.Notion de sécurité	21
II.25.Le management des risques de l'entreprise : les enjeux.....	21
II.5.Étape de l'analyse de risques.....	23
II.5.1.Étape 1 : Identifier les dangers	23
II.5.2.Étape 2 : Évaluer les risques	23
II.5.3.Étape 3 : Hiérarchiser les risques.....	23
II.5.4.Étape 4 : Déterminer les moyens de prévention.....	23
II.5.6. Étape 5 : Vérifier les résultats.....	24
II.6. Méthodes d'analyse des risques.....	24
II.7.la Méthode d'analyse des modes de défaillance et des effets et de leur criticité AMDEC...26	
II.7.1. Introduction	26
II.7.2.Principe de l'AMDEC.....	26
II.7.3. Différents types d 'AMDEC	26

SOMMAIRE

II.7.4.Objectif de l'analyse	27
II.7.5.Étape d'élaboration	28
II.7.6. Analyse de criticité.....	30
II.7.7.Les barèmes de cotation de la criticité.....	31
II.8. Conclusion	34
CHAPITRE III: PRESENTATION DE LA STATION DE POMPAGE DJAMMA Sb1 bis	
III1. Le pompage s'arrête au niveau national	35
III2. Historique de la station SP1Bis	36
III 3. L'activité principale de la station SP1 Bis	36
III 4. Description générale de l'oléoduc OB1/24"HEH-DRGB.....	37
III 5.Situation géographique	39
III 6.Les Installations principales et des équipements dans la station SP1Bis	41
III 6.1. Les gares racleurs	41
III 6.2. Système de pompage et expédition	41
III 6.3. Système de purge et bac de détente	42
III 6. 4. Unité de traitement de gaz (SKID GAZ)	43
III 6.5. Séparateur de gaz	44
III6.6. Filtres à gaz	44
III 6.7. Réchauffeurs à gaz	44
III 6.8. Détendeur	44
III 6.9. Unités de production d'air comprimé	45
III 6.10. Unité de production, traitement et stockage d'eau	45
III 6.11. Système de lutte contre l'incendie	46
III 6.12. La centrale électrique.....	46
III6.13. Distribution de gasoil	47
III6.14. Pompes des pétroles brut et de condensât	48
III 7. Télécommunication et système de control station	48
III8. Système de télé surveillance.....	49
III.9. Systèmes des eaux huileuses.....	49
III.10. L'organisation de l'unité	50
III.11. Organisation du service sécurité	51
III.11.1. Une section intervention	51

SOMMAIRE

III.11.2. Une section prévention	51
III.12. Conclusion	53
CHAPITRE IV: APPLICATION DE LA METHODE D'AMDEC	
IV.1 : Introduction.....	54
IV.2.Déffintion de la turbine à gaz GE10/2	54
IV 3. Principe de fonctionnement GE10 /2	55
IV. 4. Fiche technique de la turbine GE10 /2	55
IV. 5. Orientation de la machine	56
IV.6 Décomposition fonctionnellement le système	57
IV.7 : Décomposition structurelle	58
IV.8.Application de la méthode AMDEC	59
IV.9. Sous-système	60
IV.9.1. Sous-système(1) Section combustion	60
IV.9.2. Sous-système(2) Section compresseur	64
IV.9.3. Sous-système (3) Système contrôle	67
IV.9.4. Sous-système(4) système Circuits de fonctionnement.....	74
IV.9.5. Sous-système (5) Les actionneurs et Package de turbine.....	77
IV.10.Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC.....	80
IV.11. Recommandations	82
IV.12. Conclusion	84
Conclusion général.....	85

Liste des Figures

Liste des Figures

Figure I.1 : Mode de transport ferroviaire	09
Figure I.2. Mode de transport par pipeline.....	10
Figure I.3. Le transport maritime	11
Figure I.4. Mode de transport routier.....	11
Figure I.5 : Réservoirs à toit flottant.....	14
Figure I.6 : Réservoirs sous pression Les sphères.....	15
Figure I.7 : Les réservoirs horizontaux	16
Figure I.8 : Réservoirs atmosphériques.....	17
Figure II.1. Étape de l'analyse de risques	24
Figure II.2.étapes d'établissement de L'AMDEC	29
Figure III1 : Stations de pompage à l'échelle.....	35
Figure III2 : La station de pompage SP1BIS de Djamaa	36
Figure III3 Activité de transport par pipeline pour la station de pompage sb1 Bis	37
Figure III4 : Localisation de l'OB1/24"sur le réseau algérien de transport de brut	39
Figure III5 : Implantation de situation de la station SP1BIS.....	40
Figure III6 : Vue aérienne de la station SP1Bis djamaa.....	40
Figure III7: Les gares racleurs	41
Figure III8: Les filtres d'aspiration	41
Figure III9 : Les Turbopompes	42
Figure III10 : bac de détente	43
Figure III11 : skid gaz	43
Figure III12 : unité de traitement d'eau	45
Figure III13 : les compresseurs d'air	45
Figure III14 : local pomperie incendie	46
Figure III15 : Les Turboalternateurs	47
Figure III16 : réservoir de gasoil	47
Figure III17 : contrôle et commande de la station Sp1 bis par DCS	49
Figure III18 : Système de télé surveillance	49
Figure III19 : Organigramme de la station SP1bis	50
Figure III20 : L'organigramme du service HSE dans SP1 BIS.....	52
Figure IV. 1 : La turbine GE 10/2.....	55

Liste des Figures

Figure IV : 2 .Décomposition fonctionnelle du système.....	57
Figure IV : 3. Décomposition structurelle.....	59
Figure IV : 4. Ensemble chambre de combustion	61
Figure IV : 5. Compresseur axial 11 étage	64
Figure IV : 6. Tableau distribution 230 v.....	68
Figure IV : 7. L'armoire distribution 400 v.....	68
Figure IV : 8.L'armoire variateur de fréquence.....	69
Figure IV : 9.Le tableau auxiliaire.....	69
Figure IV : 10.Tableau de commande.....	69
Figure IV : 11.L'armoire de batteries.....	69
Figure IV : 12.Système de commande typique de la turbine	70
Figure IV : 13.schéma de package turbine.....	77

List des Tableaux

List des Tableaux

Tableau II.1 : Recueil des plus importants accidents industriels survenus dans le monde entre 2003-2014.....	20
Tableau II.2. Catégories de risques auxquels l'entreprise fait face.....	21
Tableau II.3 Quelques méthodes d'analyse des risques.....	25
Tableau II.4 échelle de Gravite.....	30
Tableau II.5 : échelle probabilité.....	31
Tableau II.6 : AMDEC moyen exemple de cotation de fréquence	31
Tableau II.7 : AMDEC moyen exemple de cotation de Gravite.....	32
Tableau II.8 : AMDEC moyen exemple de cotation de non détection	33
Tableau III.1 : Caractéristiques des pompes des pétroles brut et de condensât.....	48
Tableau IV.1 : AMDEC.....	59
Tableau IV.2 : Sous-système (1) Analyse de Section combustion.....	62
Tableau IV.3 : Sous-système (2) Section compresseur	65
Tableau IV.4 : sous-système (3) system contrôle commande.....	66
Tableau IV.5 : sous-système (4) circuits de fonctionnent	74
Tableau IV.6 : Le package de turbine.....	77
Tableau IV.7 : sous-système (5) les actionneurs et le package turbine.....	78
Tableau IV.8 : Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC.....	80
Tableau IV.9 : Plan de maintenance préventive proposé.....	82

Abréviation

Abréviation	Signification
GNL	Gaz Natural liquid
AMDEC	Analyse des modes de défaillance dès leur effet et leur criticité
(AH)	Les hydrocarbures aliphatiques
(HAP)	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
HC	Hydrocarbures
G	Gravity
F	Fréquence
C	Criticist
Sb	Station de pompage
SDC	Salle de control
HEH	Haoudh-El-Hamra
RTC	region transport contra
RTE	region transport lest
RTO	region transport l'Ouest
DRGB	la Direction Régionale de Bejaïa
DRGH	la Direction Régionale de Haoudh-El-Hamra
DRGH	la Direction Régionale de Haoudh-El-Hamra
PK	Pion kilométrique
GAR	Gare racleur

**INTRODUCTION
GÉNÉRALE**

Introduction générale

Introduction générale :

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures (molécules formées d'atomes de carbone et d'hydrogène) et de molécules contenant également d'autres atomes, principalement du soufre, de l'azote et de l'oxygène. Le pétrole brut ou "brut" tout simplement est un pétrole tel qu'il est lorsqu'il est extrait avant d'être raffiné, transformé. Lorsque les pentanes et les hydrocarbures lourds se trouvent dans des réservoirs de gaz naturel, ils sont appelés "condensats". Dans la pratique, le condensat est traité comme le pétrole brut. De plus, les réservoirs de pétrole peuvent produire des hydrocarbures liquides plus légers tels que le propane et le butane, qui entrent dans la catégorie des gaz naturels liquéfiés (GNL). Le pétrole contient des milliers de molécules différentes qu'il va falloir fractionner et transformer chimiquement pour obtenir des produits utilisables.

Le pétrole et le gaz naturel jouent un rôle essentiel et fondamental dans l'économie nationale Algérienne. Ils constituent la plus importante source d'énergie et d'une matrice incomparable.

L'économie algérienne est une économie à faibles performances dont les finances dépendent essentiellement des recettes d'hydrocarbures. La Société Publique Algérienne des Travaux de Ressources Pétrolières a diversifié ses activités, incluant tous les aspects de l'exploration, de l'extraction, le Transport et le raffinage.

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. Il existe quatre voies de transport : camions, navires, chemins de fer et pipelines. Ce dernier est plus adapté et dépend de la pompe, et la pompe est souvent basée sur la turbine.

Les turbines à gaz peuvent présenter des risques pour l'homme en premier lieu, l'installation en second lieu et l'environnement en troisième lieu. D'autre part, les pannes d'équipements et les pertes de production et d'entretien des installations qui en résultent ont un impact économique important sur les entreprises, les risques nous attendent constamment et la sécurité est devenue une grande nécessité. Par conséquent, une politique appropriée liée à cette sécurité doit être créée de manière scientifique sur la base de normes reconnues. L'analyse des risques constitue une plateforme essentielle pour tout système de sécurité. Il est possible de définir la sécurité comme un processus

Introduction générale

dynamique et itératif et de proposer une méthode d'amélioration continue et de fiabilisation du processus de maîtrise des risques qui permette de répondre à la recherche d'un équilibre entre nécessité de transport et nécessité de protection des personnes, l'équipement et l'écosystème dans le transport du pétrole.

La mise en place d'AMDEC offre une garantie supplémentaire à l'entreprise manufacturière pour améliorer ses performances, son utilisation très en amont de la conception (d'un produit, d'un Procède ou d'un outil de production) révèle la volonté d'une entreprise d'anticiper les risques potentiels plutôt que d'un supporter les conséquences à long terme. Son utilisation est très présente dans le monde industriel soit pour l'amélioration de l'existant soit pour le traitement préventif des causes possible de non-performance de nouveau produit, procède ou moyens de production.

Pour relever ces défis, nous avons proposé ce modeste travail qui introduit un programme de sécurité en se basant sur l'application de la méthode d'analyse AMDEC sur la turbine à gaz au sein de la Station de Transport Djamma.

Et Pour atteindre notre objectif, nous avons divisé ce travail en 02 chapitres en théorique I, II :

- Chapitre I : Généralité sur les hydrocarbures.
- Chapitre II : Généralité sur le management de risque.

Et pour la partie pratique on a deux chapitres :

- Chapitre III : Présentation de la station de de Transport Djamma.
- Chapitre IV : L'application de la méthode AMDEC

Conclusion générale.



**PARTIE
THEORIQUE**

CHAPITRE I

Généralité

Sur les

hydrocarbures

I.1 Introduction :

Les hydrocarbures constituent aujourd'hui l'un des facteurs principaux pour le développement de l'économie mondiale, et plus spécifiquement pour l'économie Algérien

Dans ce chapitre, nous aborderons à la définition des hydrocarbures, leurs types, leurs différentes étapes de production, leur classification et leur commercialisation.

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.

Dans le désert du sud-est (Hassi Messaoud 1956) Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-Ordovicien à 3 337 mètres de profondeur. Le gisement, de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger.

Au Sahara Central (Hassi R'Mel 1956) Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956 et mis en production en 1961. Il est situé dans le Sahara algérien, à 550 km au sud d'Alger. Il s'étend sur environ 3500 km².

Dans le désert lointain (Ain Saleh) Le gisement de Krechba est situé dans la partie nord de la région d'In Salah. Le gisement a été découvert en 1957 par le forage de KB1 qui a rencontré les réservoirs tournaisiens du Carbonifère et siegenien-gédinnien du dévonien inférieur à une profondeur de 1 700 à 3 350 mètres. Les différents puits forés ont donné des débits de gaz dans les trois réservoirs.

Les années 1970 ont été une décennie clé pour l'élaboration d'une législation régissant le secteur des hydrocarbures en Algérie, comme c'était également le cas dans plusieurs autres pays qui rejoint l'OPEP.

Le 24 février 1971, le président Algérien Houari Boumediene annonçait aux cadres syndicaux de l'Union générale des travailleurs algériens sa décision de nationaliser l'industrie des hydrocarbures. Cette prise de contrôle par l'État de l'infrastructure de transport et de production, ainsi que de 51 % des actifs des entreprises pétrolières

françaises. Projets de gaz naturel et les installations de production associées ont été entièrement nationalisées, de même que les participations dans les sociétés d'oléoducs et de gazoducs. Les parts des différents projets ont été transférées à Sonatrach. L'ordonnance 71-22 du 12 avril 1971" a défini le cadre dans lequel les compagnies pétrolières pouvaient désormais entreprendre des opérations liées à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures liquides uniquement, les opérations liées au gaz naturel étant réalisées exclusivement par Sonatrach. L'ordonnance 71-22 a remplacé le système traditionnel. [1]

I.3. Définition des hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont des molécules composées uniquement d'atomes de carbone et d'hydrogène. Il existe trois chaînes distinctes d'hydrocarbures : la chaîne aliphatique et la Série alicyclique et aromatique. Les hydrocarbures aliphatiques (AH) sont constitués de Chaînes carbonées linéaires qui peuvent être saturées ou contenir une ou plusieurs chaînes doubles ou Triples liaisons (alcanes / alcènes / alcènes). Les hydrocarbures alicycliques peuvent également être saturé ou avoir une ou plusieurs doubles liaisons, alors on en parle respectivement de cyclanes et de cyclènes. Cependant, la structure cyclique est incompatible avec les triples liaisons du fait de leur géométrie linéaire, à moins que la molécule ne contienne un minimum de 8 carbones (cyclynes). Il existe aussi des hydrocarbures bicycliques ou tricycliques. Enfin, la chaîne 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). [2]

I.4. Principales sources émettrices d'hydrocarbures :

Nous pouvons distinguer deux sources principales d'hydrocarbures : les sources naturelles et les sources anthropiques. Les premières correspondent aux hydrocarbures naturellement produits par les végétaux. On les retrouve en effet dans les cires des végétaux supérieurs et, en quantité moindre, dans les résines et les déchets microbiens. Les hydrocarbures issus des végétaux terrestres et marins restent cependant à l'état de traces. Les végétaux produisent essentiellement des hydrocarbures aliphatiques. Les feux de forêt et de prairie sont considérés comme l'apport naturel le plus important, avec les

éruptions volcaniques. L'érosion des roches contribue également mais à moindre hauteur, à l'apport naturel total biologique. [2]

Deux sources anthropiques sont généralement distinguées : d'une part les sources pétrolières, correspondant à une pétrogenèse à basse température, et d'autre part les sources pyrolytiques correspondant à des processus de combustion à haute température. La circulation automobile constitue l'une des principales sources d'hydrocarbures puisqu'elle combine les deux processus. Les véhicules émettent des gaz d'échappement provenant de la combustion incomplète des carburants et sont aussi à l'origine de déversements de produits variés tels que les carburants, les huiles lubrifiantes ou les débris de pneumatique, Le chauffage urbain et les

Diverses industries employant des processus pyrolytiques (production de coke, craquage catalytique, etc.) constituent aussi des sources importantes d'hydrocarbures en milieu urbain. [2]

Ainsi, les sources sont généralement distinguées : sources biologiques, pétrolières et de pyrolyse.

I.5. Les étapes et les techniques d'exploration et d'exploitation de l'hydrocarbure

I.5.1.Le milieu terrestre

I.5.1.1.processus d'exploration :

La phase d'exploration débute par une série d'opérations de reconnaissance, consistant en levés géologiques, géochimiques et géophysiques destinés à révéler des indices de la présence possible d'un réservoir d'hydrocarbures (HC). Seuls les levés géophysiques de type sismique comportent une empreinte significative, puisqu'ils s'effectuent à l'aide de camions-vibrateurs et de lignes de géophones (capteurs) pouvant s'étirer sur plusieurs kilomètres.

La phase suivante peut consister à faire des sondages stratigraphiques afin d'extraire des carottes de roches La mise en commun des données géologiques, géochimiques, géophysiques et de carottage permet de repérer les endroits les plus propices à une exploration plus approfondie.

I.5.1.2. processus d'exploitation :

Par la suite, on procède à des forages de puits pétroliers ou gaziers. Cette opération comporte plusieurs étapes pour chacun des puits forés : installation des coffrages, cimentation, système anti-éruption, essai de pression, test d'intégrité du puits, diagraphies, observation des venues de fluides, essais d'extraction, etc. Si les indices sont positifs, on passe à la phase de complétion, qui consiste notamment à installer un tubage de production et à réaliser des perforations le long du tubage. [3]

Dans le cas du gaz et du pétrole de schiste, la récupération des HC suppose généralement l'utilisation de puits horizontaux et la fracturation hydraulique à haut volume. Celle-ci consiste à injecter, à très haute pression dans le puits, un fluide, généralement composé d'eau et de sable (Environ 99%) ainsi que d'additifs chimiques (environ 1%), afin de créer des fractures dans

La roche pour en augmenter la perméabilité, ce qui favorise la récupération des HC. Comme Ilya généralement plusieurs étapes a de fracturation, celle-ci peut nécessiter de 12000à16000m³ d'eau pour un puits une fois la fracturation terminée, une partie de l'eau Injectée est retirée du puits afin que les hydrocarbures puissent s'écouler librement. Ces eaux, appelées eaux de reflux, peuvent être traitées afin d'être réutilisées pour des fracturations subséquentes, ce qui diminue le volume d'eau nécessaire.

A la fin de ces opérations, on doit disposer de ces eaux usées, selon la réglementation en vigueur. Bien que la fracturation hydraulique soit la plus courante, d'autres méthodes de Fracturation sont aussi utilisées, comme la fracturation au propane gélifié ou aux fluides énergisés (azote liquide et eau). [3]

I.5.2. Le milieu marin :**I.5.2.1. processus d'exploration :**

Les étapes de l'exploration et de l'exploitation des HC en milieu marin sont très semblables à celles en milieu terrestre. Il existe cependant des différences importantes dans les équipements requis. Les levés sismiques sont faits au moyen de navires qui remorquent une source d'ondes, le plus souvent un canon à air comprimé, suivie d'hydrophones, qui sont des récepteurs d'ondes.

I.5.2.2. processus d'exploitation :

Des plateformes mobiles ou des navires sont souvent utilisés pour les forages exploratoires, tandis que des plateformes ancrées dans le fond marin sont privilégiées pour la production, qui peut durer une vingtaine d'années. L'installation d'équipements sous-marins pour la production et de pipelines sous-marins pour le transport constitue une différence marquée par rapport au milieu terrestre. La gestion des déchets solides et liquides est également différente en milieu marin. Ainsi les eaux de production et les boues de forage sont souvent rejetées directement dans la mer après traitement. [3]

À la fin de la vie des puits, il faut d'abord démanteler les équipements et les pipelines sous-marins, obstruer les puits, puis démanteler la plateforme de production et transporter les matériaux de construction pour en disposer de façon sécuritaire, le plus souvent en milieu terrestre. Certaines installations peuvent être laissées sur le fond marin, se transformant ainsi en récifs artificiels. Il est à noter que l'on peut également faire de la fracturation hydraulique en milieu marin. Les équipements et le matériel spécialisés sont installés sur des barges à proximité de la plateforme de forage.

Les eaux de reflux sont traitées sur des plateformes conçues à cet effet pour en retirer les huiles et les autres contaminants, puis elles sont rejetées à la mer. La fracturation en milieu marin est présentement pratiquée dans le golfe du Mexique et on envisage d'y avoir recours au large du Brésil et de l'Afrique de l'Ouest. Cependant, en raison des coûts élevés de forage en mer, la majorité des puits marins sont des puits conventionnels avec des débits élevés et durables. [3]

I.6. Classification des hydrocarbures :**I.6.1. Classification par nature :**

L'hydrocarbure se divise en deux possibilités de classification. La première relève de la nature des hydrocarbures. Dans le premier cas, il s'agit de distinguer les hydrocarbures dits « saturés » des hydrocarbures dits « insaturés ».

I.6.1.1. saturés :

Ont ceux qui ne contiennent que des atomes de carbone et d'hydrogène, reliés par des liaisons simples : on les appelle aussi les « alcanes ».

I.6.1.2.insaturés :

Présentent quant à eux une liaison double, voire triple. Ils sont plus riches en électrons qu'un hydrocarbure saturé. De cette classification, les chimistes émettent une subdivision entre hydrocarbures acycliques et cycliques, qui relève purement de la considération moléculaire des énergies.

I.6.2.Classification par provenance :

La deuxième classification concerne l'origine des hydrocarbures. Il est plus simple pour le grand public que relève de la classification de la nature. Cette classification est plus large, mais sans doute plus claire.

I.6.2.1.Les hydrocarbures conventionnels :

Les hydrocarbures conventionnels (tels que le pétrole, le charbon d'extraction géologique, le gaz naturel, etc.) s'y trouvent principalement. Cette dernière tend à se raréfier du fait de sa surexploitation.

I.6.2.2.Les hydrocarbures non conventionnels :

Ensuite, il y a les hydrocarbures dits non conventionnels : par exemple, le gaz de schiste, les sables bitumineux ou le gaz de houille.

I.6.2.3.Les hydrocarbures biogéniques :

Enfin, il existe des hydrocarbures qui sont biogéniques, comme les gaz issus du méthane naturel (exploitation des vaches, par exemple).

I.7. Mode de transport d'hydrocarbures :

Le transport des hydrocarbures s'effectue par plusieurs méthodes : via les pipelines, les routes, le transport ferroviaire et le transport maritime.

I.7.1. Mode de transport ferroviaire d'hydrocarbures :

Le chemin de fer présente l'avantage de pouvoir transporter des quantités importantes de produits pétroliers en un seul trajet, le transport des produits pétroliers peut se faire par wagon citernes isolés ou par train complet, Voir la figure correspondante (Figure I.1). [4]



Figure I.1 : Mode de transport ferroviaire

I.7.2. Mode de transport par pipeline :

Le transport des hydrocarbures par pipelines (Figure I.2) est une activité intermédiaire dans la chaîne pétrolière ; caractérisé par son rôle important dans l'acheminement des produits des gisements d'hydrocarbures vers les centres de traitements et de liquéfaction, à savoir : raffineries et complexes gaz naturel liquéfié. A cet effet, la disponibilité des installations, leur intégrité opérationnelle, afin d'honorer Les contrats avec les clients ne peuvent être satisfaits qu'avec une fiabilité bien garantie, au stade de la conception et de l'exploitation de ces installations. Cependant, les multiples accidents plus ou moins Dangereux, notamment dû à la corrosion, pouvant affecter de nombreuses structures, provoquant parfois des dégâts importants. [5]

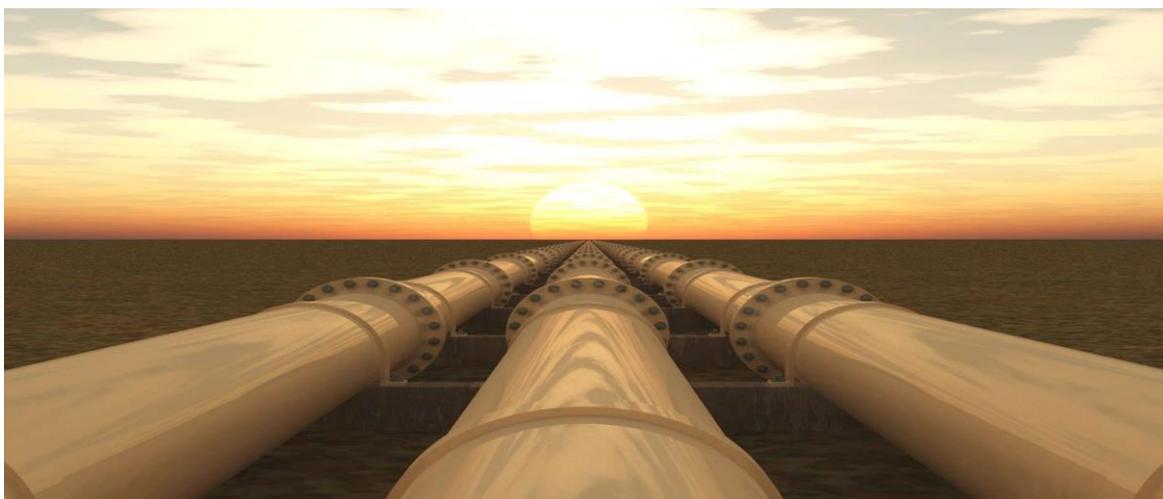


Figure I.2. Mode de transport par pipeline

I.7.3. Le transport maritime :

Dès la découverte du pétrole au XIXème siècle, il a été transporté par des navires à voile, principalement entre l'Amérique et l'Europe, dans des barriques (d'où le nom de barrel). La découverte des grands gisements du Moyen-Orient et l'utilisation de plus en plus importante du pétrole dans les économies modernes pour des besoins divers (industrie, transport, énergie, chimie) ont engendré un besoin croissant de transport.

Dans la seconde moitié du XXème siècle, le rôle des navires pétroliers s'est accru et est devenu un élément stratégique pour les Etats qui les contrôlaient. Il s'est ensuite stabilisé, concurrencé par les pipelines. Le volume transporté par mer reste toutefois considérable, des milliers de navires pétroliers sillonnent les mers et océans transportant cette source d'énergie. En effet, de tous les produits de base dans le monde, le pétrole est le plus transporté. Ceci est d'autant plus impressionnant que l'organisation du transport maritime du pétrole est très complexe. De nombreuses sociétés sont impliquées dans l'organisation d'un voyage, Voir la figure correspondante (Figure I.3). [6]



Figure I.3. Le transport maritime

I.7.4. Mode de transport routier :

C'est le mode de transport qui répond le mieux aux besoins d'efficacité pour atteindre les attentes des consommateurs moyens et finaux (usagers populations). C'est le monde employé exclusivement en distribution pour la mise en place terminale des produits au niveau des stations de service. Il se fait par camion-citerne de capacité atteignent 45000L, Voir la figure correspondante (Figure I.4). [4]



Figure I.4. Mode de transport routier

I.8. Stockage des hydrocarbures :**I.8.1. Introduction :**

La nature du produit stocké et sa volatilité à la température de stockage a une relation étroite avec la géométrie des réservoirs. Cette volatilité connaît différents modes de stockage peuvent être envisagés et classer en fonction de la pression et de la température de fonctionnement du liquide stocké, compte tenu de la relation qui existe entre ces deux paramètres.

Le stockage des produits inflammables lié à la nature et le type de ce produit à stocker qui a pour but de conserver en vue de son utilisation, sa consommation ou de son traitement ultérieur, faire face à une demande variable ayant un rythme incompatible avec celui de la production de la consommation et/ou de la distribution associée et de créer une réserve permettant d'assurer la fourniture du produit à tout moment en cas de besoin.[7]

I.8.2. Définition du Parc de stockage :

Le parc de stockage c'est une zone généralement de grande surface ou se situe un ensemble des bacs de stockage. Ils peuvent être de différente ou de même capacité. Ils sont bien sûr connectés à une canalisation d'entrée et une autre de sortie et éventuellement connectés entre eux. Nous pouvons diviser le groupe des bacs en trois, en fonction de leurs états :

- Premier groupe en phase de remplissage.
- Deuxième groupe en phase de décantation.
- Troisième groupe en phase de vidange. [8]

I.8.3. Classification des produits pétroliers stockés : [8]

Les hydrocarbures liquides ou liquéfiés sont classés selon leur état physique en quatre catégories :

- Catégorie "A" - hydrocarbures liquéfiés dont la pression de vapeur à 15 C° est supérieure à 1bar. Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :
 - Sous-catégorie "A-1" - hydrocarbures maintenus liquéfiés à une température inférieure à 0 C°.
 - Sous-catégorie Catégorie "A-2" -hydrocarbures liquéfiés dans d'autres conditions.Catégorie "B" -hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est inférieur à 55 C°.

- Catégorie "C" -hydrocarbures liquides à point d'éclair supérieur ou égal à 55 C° et inférieur à 100 C°. Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :
- Sous-catégorie C1 - Hydrocarbures à une température égale ou supérieure à leur point d'éclair :
- Sous-catégorie C2 - Hydrocarbures à une température inférieure à leur point d'éclair. Les fuel-oils lourds, quel que soit leur point d'éclair, sont assimilés à des hydrocarbures de catégorie C2.
- Catégorie "D"- hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égal à 100 C°
Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :
- Sous-catégorie D1 - Hydrocarbures à une température égale ou supérieure à leur point d'éclair.
- Sous-catégorie D2 - Hydrocarbures à une température inférieure à leur point d'éclair.

I.8.4. Caractéristique générale des réservoirs :

Dans l'industrie pétrolière le stockage des hydrocarbures consiste à immobiliser temporairement certains volumes des hydrocarbures dans des capacités de stockage appelées aussi appareils à pression ou réservoirs selon, que le produit stocké est ou n'est pas, sous pression. Ces réservoirs sont de différentes tailles et différentes formes et peuvent être construits avec une ou deux parois à partir de différents matériaux tels que l'acier, la fibre de verre ou le béton. [7]

I.8.5. Matériau :

Généralement dans l'industrie pétrolière on utilise des bacs de stockage en acier, le choix de l'acier dépend de trois facteurs qui sont :

- La résistance mécanique de l'acier.
- La corrosion.
- Les conditions de travail (pression et dépression). [7]

I.8.6. Les différents types de réservoirs :

I.8.6.1. Réservoirs à toit flottant :

Les réservoirs à toit flottant (Figure I.5) sont utilisés pour le stockage des produit volatils (pétrole brut, condensat, carburants auto...etc.) ils ressemblent au réservoir à toit fixe sauf dans la conception du toit. Le toit dans ce cas repose directement sur le liquide

et flotte au-dessus cela grâce à des double fonds constituant des poches d'air indépendantes réduisant ainsi le poids spécifique de l'ensemble du toit par rapport à celui du liquide. La circonférence du toit est rendue étanche par des bandes en caoutchouc glissant sur la paroi interne de la robe du réservoir, ce qui réduit les pertes par évaporation du produit. Ce dispositif étanchéité permis par ailleurs le déplacement du toit. Lorsque le toit repose sur le fond du réservoir, il repose sur des supports spéciaux (béquilles). [8]



Figure I.5 : Réservoirs à toit flottant.

I.8.6.2. Réservoirs sous pression :

a) Les sphères :

Dans ce type de réservoir (Figure I.6), et pour ce qui concerne les raffineries, sont stockés sous pression des produits sous phase liquide tels que le propane, le butane, ... Leur rayon est compris entre 5 et 10 m, pour un volume de 500 à 4500 m³. La masse stockée varie selon la densité de la phase de liquide de produit stocké. Pour une sphère de 1000 m³, la masse varie de 400 t (propanes) à 700 t (oxydes d'éthylène). L'épaisseur de la paroi est toujours supérieure à 10 mm. Ce réservoir doit résister à des pressions internes de 8-9 bars pour le butane jusqu'à 25 bars pour le propane. [8]



Figure I.6 : Réservoirs sous pression Les sphères.

b) Les réservoirs horizontaux :

Ce type de réservoirs cylindriques (Figure I.7) est susceptible de stocker les mêmes produits que les sphères dont il vient d'être question. La majorité de ces réservoirs présente un diamètre de 1,5 m à 3 m, pour une longueur d'une dizaine de mètres, ce qui correspond à un volume compris entre 100 à 2 000 m³. Les plus longs réservoirs peuvent mesurer quelques dizaines de mètres. Les réservoirs horizontaux sont, dans le cas général, posés sur des berceaux. Il est possible de rencontrer des cas où ils sont ceinturés sur les berceaux. [8]



Figure I.7 : Les réservoirs horizontaux.

C) Réservoirs atmosphériques :

Les réservoirs atmosphériques (Figure I.8) représentent la très grande majorité du parc de réservoirs de grande capacité contenant des liquides inflammables. Ils présentent classiquement un grand diamètre et donc par voie de conséquence un élancement faible. Ils sont constitués d'une unique enveloppe ou d'une double enveloppe métallique. Ces réservoirs sont le plus solvant :

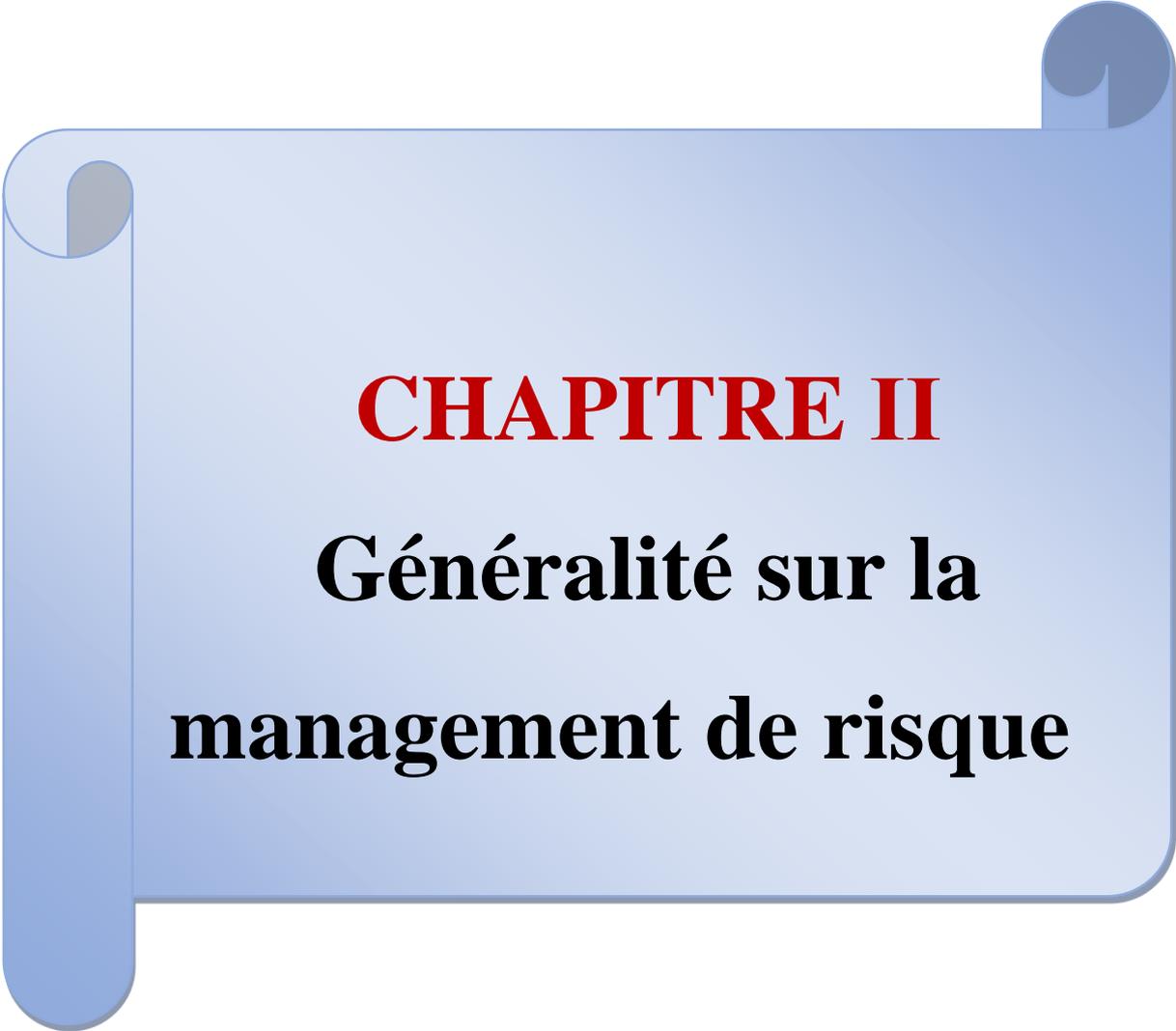
- Métalliques : leurs fonds, leurs robes et leurs toits sont en acier
- Verticaux : leur axe de symétrie est vertical. [8]



Figure I.8 : Réservoirs atmosphériques

I.9. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordé la présentation et les principales caractéristiques de l'hydrocarbures Nous avons évoqué les différents types de transport d'hydrocarbures et Stockage d'hydrocarbures et ses réservoirs de stockage les plus importants Liquides inflammables, à savoir : réservoirs à surface fixe, réservoirs à surface flottante, Réservoirs flottants avec écran de toit fixe. Ces armoires sont particulièrement adaptées pour Stockage de produits volatils qui doivent être conservés ou maintenus dans un degré de pureté ou limité Émission de fumées toxiques dans l'atmosphère.[8]



CHAPITRE II

**Généralité sur la
management de risque**

II.1. Introduction :

Le monde de l'industrie doit éviter les risques qui affectent l'équipement des machines de production, la qualité des produits et l'économie de l'entreprise, pour éviter ces défauts dans les produits la mise en place d'un système de gestion de la santé et de la sécurité au travail peut contribuer de manière efficace à réduire et anticiper les risques et accroître la productivité de l'organisme.

Il permet également au chef d'entreprise de remplir ses obligations d'organisation de la santé et de la sécurité au travail, dans ce chapitre, nous présenterons quelques concepts et définitions liés à la gestion des risques, puis décrivons le processus d'évaluation des risques professionnels, dans le cadre d'activités industrielles.

II.2. Contexte de la sécurité opérationnelle :

Ces dernières décennies, le développement accru de l'automatisation a conduit à la réalisation de systèmes de production, devenus plus complexes et plus hétérogènes qu'auparavant. De telles avancées ont, en particulier, favorisé la création de systèmes à hauts risques, pour lesquels peu d'expériences existent en termes de conduite. Dans de telles circonstances, l'occurrence d'accidents n'est plus négligeable ; leur avènement, souvent dû à l'apparition d'événements anormaux combinés à la défaillance de certains systèmes de prévention, altère l'exploitation de l'installation et peut entraîner des dégâts ou dommages importants, voire des accidents très graves. Les outils de production sont souvent un potentiel de **danger** et une source de **risque**.

II.2.1. Danger :

Un danger est une situation qui a en elle un certain potentiel à causer des dommages aux personnes et aux biens, la mesure de l'effet d'un danger est appelée la conséquence tandis que sa fréquence est le nombre de son occurrence par unité de temps.

II.2.2. Risque :

Un risque est la combinaison de la probabilité et de la conséquence de la survenue

Le risque est la mesure du niveau de danger, fonction de la probabilité d'occurrence de l'évènement indésirable et des conséquences (gravité) de cet évènement.

Selon la définition du BIT : « Le risque est l'éventualité qu'un événement non désiré ayant des conséquences données survienne dans une période donnée ou dans des circonstances données, cette éventualité étant exprimée selon le cas en termes de fréquence

(nombre d'événements donnés par unité de temps) ou en termes de probabilité (probabilité que se produise un événement donné à la suite d'un événement préalable). [10]

II.2.2.1 Risques naturels :

La notion de risque naturel est représentée par les phénomènes naturels, qui peuvent être de nature atmosphérique (froid, chaleur, orages violents, tempêtes, rayonnement solaire, inondations, avalanches...), ou géologique (séismes, activités volcaniques, inondations, mouvements de terrain, raz de marée...).

II.2.2.2 Risques d'origine anthropique :

Ce sont les risques provoqués par l'être humain, on cite les plus importants, qui représentent un danger pour l'humanité et l'environnement.

II.2.2.3. Risques technologiques et environnementaux :

Ils sont la conséquence directe et perverse d'une industrialisation peu réglementée mais aussi des systèmes de transport de matières premières, de produits dangereux, et d'endommagement comme :

- Les explosions, les incendies.
- Les accidents routiers ou maritimes.
- Le risque industriel.
- Le risque nucléaire.
- Le risque du transport de matières dangereuses.

II.2.2.4. Les risques économiques :

Les risques économiques ou risques financiers sont des risques de perdre de l'argent, suite à une opération financière sur un actif financier, ou à une opération économique ayant une incidence financière. Ils peuvent être liés aux crises monétaires et financières ou bien dus aux taux de crédit qui évoluent défavorablement, ou à la variation des cours des monnaies due à l'offre et la demande.

II.2.2.5. Les risques professionnels :

Ce sont les risques qui concernent les accidents de travail aussi bien que les maladies professionnelles comme :

- Les chutes en hauteur.
 - Le bruit et les vibrations des machines ou engins.
 - La salubrité de l'air pendant les travaux en galerie.
 - Les risques d'incendie ou d'explosion (les brûlures).
 - L'emploi de substances chimiques.-L'émission de poussières.
-

II.3. Notion d'accident :

L'accident est un événement imprévu entraînant la mort, une détérioration de la santé, des lésions, des dommages ou autres pertes, (tableau I.1) [9]

Le tableau II.1 : Recueil des plus importants accidents industriels survenus dans le monde entre 2003-2014[9]

Date d'accident	Type d'accident	Domage d'accident
27 juillet 2003, Karachi (Pakistan)	Naufrage du Tasman Spirit,	40 000 tonnes de pétrole brut se déversent dans la mer.
30 juillet 2004, Ghislenghien (Belgique)	Explosion d'un important gazoduc	24 morts et 132 blessés.
11 décembre 2005, Catastrophe de Buncefield (Angleterre)	Incendie dans un terminal pétrolier	Un des plus graves incendies d'Europe qui dura deux jours, 43 personnes blessées.
25 Octobre 2008, Kazan (Russie)	Une explosion dans une usine de poudre	4 morts et 5 blessés. Un tiers du bâtiment a été détruit.
25 Octobre 2008, Kazan (Russie)	La plateforme pétrolière Deep water Horizon coule dans le golfe du Mexique au large de la Louisiane	Marées noires très graves. Onze travailleurs y perdent la vie.
11 mars 2011, centrale nucléaire de FukuSONATRACHima Daiichi (Japon)	Accident nucléaire	
17 Avril 2013, West (Texas)	Explosion	La mort de 14 personnes et plus de 200 autres blessées.
22 Novembre 2013, Qingdao en Chine	Explosion d'un oléoduc	47 personnes tuées, principalement des ouvriers qui tentaient de colmater une fuite.

13 Mai 2014, Manisa, en Turquie	Explosion	La mort de plus de 282 employés.
------------------------------------	-----------	-------------------------------------

L'ampleur et la fréquence de ces accidents ont suscité de nombreux efforts sur les études de risques afin de mieux les prévenir, les prévoir et les gérer.

II.4. Notion de sécurité :

La sécurité est souvent définie par rapport à son contraire : elle serait l'absence de danger, d'accident ou de sinistre. [11]

La sécurité concerne la non occurrence d'événements pouvant diminuer ou porter atteinte à l'intégrité du système, pendant toute la durée de l'activité du système, que celle-ci soit réussie, dégradée ou ait échouée. [12]

II.5. Le management des risques de l'entreprise : les enjeux

L'objectif principal du Management des risques de l'entreprise est d'accroître la confiance et de contribuer à créer de la valeur pour les actionnaires. Tout l'édifice repose fondamentalement sur ce principe. Mais, satisfaire les actionnaires passe d'abord par une meilleure utilisation des ressources de l'entreprise. Le management des risques de l'entreprise aide également à la prise de décision en identifiant les zones porteuses des risques majeurs et en suggérant des plans d'actions pour y remédier.

Il est attendu aussi du management des risques de l'entreprise qu'il contribue à instaurer la confiance auprès des investisseurs grâce à la mise à plat des processus métier de l'entreprise afin d'identifier les éventuels dysfonctionnements ou les activités sensibles au regard des objectifs clés de l'entreprise. [14]

La figure correspondante montre les Catégories de risques et la Nature du risqué (Tableau : II.2)

Tableau II.2. Catégories de risques auxquels l'entreprise fait face. [14]

Catégories de risques	Nature du risqué
Risque financier (de change, opérationnel, de marché, de crédit, de taux d'intérêt)	Risque financier : changements dans le taux d'intérêt, le change, le crédit, la valeur de l'instrument financier et la liquidité. Risque opérationnel : défauts techniques,

	accidents, erreurs humaines, perte d'employés clés. Risque du marché : changements dans la concurrence, dans le nombre de produits vendus par client, perte de parts de marché.
Risque lié à la réglementation gouvernementale	Changement dans le contrôle, la réglementation, les législations nationales et internationales
Risque économique	Changements dans les facteurs macroéconomiques
Risque de matières premières	Changements dans les prix des matières premières
Risque environnemental	Incidents dans l'environnement, lois et règlements environnementaux
Risque politique	Conduite des affaires dans un contexte international
Risque d'il liquidité	Les difficultés de faire face à ses engagements, à ses échéances
Risque de technologie	Dépendance à l'égard de fournisseurs clés, fournisseurs peu sûrs
Risque lié aux conditions climatiques	Conditions climatiques graves, défavorables à l'activité de l'entreprise
Risque fournisseur	Changement rapide de technologie
Risque lié au cycle	Tendance cyclique naturelle
Risque de saisonnalité	Modèles saisonniers
Risque de valeur de l'instrument financier	
Risque de distribution	Changements dans les canaux de distribution
Risque de ressources naturelles	Quantités insuffisantes de réserves, faible qualité des réserves

II.5. Étape de l'analyse de risques :

Voici les cinq étapes que vous devez suivre pour effectuer une analyse de risques à votre entreprise, votre usine ou votre chantier [13]

II.5.1. Étape 1 : Identifier les dangers :

En fonction des différents lieux de travail, quels sont les dangers apparents et ceux camouflés ?

L'identification des dangers provient d'une analyse de l'environnement de travail, de l'étude du comportement de l'employé face à la tâche, etc. Il est ensuite possible de définir les phénomènes, les situations et les événements dangereux.

Les dangers peuvent être de nature biologique, chimique, ergonomique, physique, psychosociale et liés à la sécurité.

II.5.2. Étape 2 : Évaluer les risques :

Suite à l'identification des dangers, il faut lister les risques associés. Les responsables désignés dans votre entreprise étudieront les conséquences de chaque danger pour déterminer quels types d'accidents peuvent en résulter.

Pour ce faire, l'utilisation d'une grille d'analyse est fortement recommandée, car celle-ci permet d'obtenir une vue d'ensemble des préjudices.

II.5.3. Étape 3 : Hiérarchiser les risques :

Bien qu'une situation risquée demeure sérieuse, certains risques pèsent plus que d'autres. Par exemple, se frapper le doigt avec un marteau. N'oubliez pas aussi l'effet long terme des conséquences d'un risque. Par exemple, le bruit et l'air ambiant peuvent sembler anodins, mais causent des dommages permanents.

L'évaluation des risques est primordiale pour établir l'ordre de priorité de la mise en place des mesures de prévention.

II.5.4. Étape 4 : Déterminer les moyens de prévention :

Les moyens de prévention sont illimités. Dépendamment de la situation et des conséquences du risque, une ou plusieurs mesures de protection peuvent être mises en place. Par exemple : installer un garde-corps ou un cadenas, porter des lunettes de sécurité, établir des zones de circulation précises, etc.

Une solution parfois oubliée est la formation. Il vaut mieux de parcourir les plans de formation offerts, que ce soit pour les principes de base en secourisme ou en santé et sécurité (chute, échafaudage, travail à chaud, etc.), pour l'utilisation d'équipements

mobiles ou électriques, etc. Des employés formés sont des employés plus conscients des risques et des bonnes pratiques, donc plus prudents.

Notez qu'il est important de créer un plan d'action et de fixer une date butoir pour s'assurer que les mesures de prévention seront apportées à l'environnement de travail.[10]

II.5.5. Étape 5 : Vérifier les résultats :

On connaît tous le dicton « difficile d'améliorer ce que l'on ne mesure pas ». Le même principe s'applique à une analyse de risques.

Est-ce que les recommandations ont porté fruits ?

Est-ce que les employés appliquent les nouvelles mesures mises en place ?

Un contrôle rigoureux des procédures doit être effectué à chaque fois que les matériaux et les procédés changent pour s'assurer que la tout demeure sécuritaire.

L'implication des employés est cruciale pour assurer le succès d'une bonne analyse de risques. Ceux-ci peuvent cibler les niveaux d'écart et proposer des pistes d'amélioration pour les nouvelles procédures en place. [14]



Figure II.1 : Étape de l'analyse de risques [14]

II.6. Méthodes d'analyse des risques :

Le choix de la méthode ou des méthodes nécessaires pour réaliser l'analyse des risques est primordial. Il n'existe pas une méthode unique miraculeuse qui permettrait à toutes les entreprises de toutes tailles et de tous secteurs d'analyser leurs risques afin de déterminer les mesures de prévention.

Il existe donc des méthodes avec des objectifs différents, selon le besoin de l'entreprise dans la mise en place de son système dynamique de gestion des risques.

Les différentes méthodes recensées sont présentées dans le tableau II.3

Tableau II.3 Quelques méthodes d'analyse des risques [9]

Nom de la méthode	Objectif principal	Typologie
HAZOP	Identifier les dangers suite à une dérive des paramètres d'un procédé.	Qualitative/Inductive /Statique
FMECA	Identifier les effets des modes de défaillance des composants sur le système. Quantifier les occurrences des événements.	Quantitative/ Inductive /Statique
MTV/MTD	Identifier tous les états (fonctionnement ou panne) du système à partir de comportements binaires.	Quantitatif / Inductif /Dynamique
MDS/MDF	Evaluer le comportement d'un système de composants indépendants.	Quantitative/ Inductive /Statique
MAD	Identifier les causes combinées à partir de la définition d'un événement redouté au niveau système.	Quantitative/Déductive/Statique
MACQ/MAE	Décrire les scénarios d'accident à partir d'un événement initiateur.	Quantitative/Inductive /Statique
MDCC	Décrire les scénarios d'accident à partir d'événements initiateurs.	Quantitative / Statique/ Inductive et Déductive
APR/APD	Identifier les scénarios d'accident en présence de danger	Qualitative Inductive /Statique

AMDEC	Identifier les effets des modes de défaillance des composants sur le système. Quantifier les occurrences des événements.	Quantitative/ Inductive/ Statique
-------	--	--------------------------------------

II.7.la Méthode d’analyse des modes de défaillance et des effets et de leur criticité AMDEC :

II.7.1. Introduction :

L’analyse des modes de défaillance et de leurs effets et de leurs criticités AMDEC a été employée pour la première fois dans les domaines de l’industrie aéronautique durant les années 1960.

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

De fait, elle est essentiellement adaptée à l’étude de défaillance de matériaux et d’équipement et peut s’appliquer aussi bien à des systèmes de technologie différente (systèmes hydrauliques, mécaniques, électriques,.....etc.). Qu’à des systèmes alliant plusieurs techniques.

II.7.2.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.[15]

II.7.3. Différents types d ’AMDEC :

- A-L’AMDEC moyens de production.
- B-L’AMDEC processus.
- C-L’AMDEC produit.
- D-L’AMDEC organisation.

Notons que ces différents types d’AMDEC sont étroitement liés et complémentaire. Ils concourent tous à la satisfaction du client.

L'AMDEC c'est une extension à l'AMDE ou l'on considère la probabilité d'occurrence de chaque mode de défaillance et le niveau de gravité des effets de ces défaillances.

Donc, l'AMDEC comporte deux parties :

- L'AMDE au sens strict.
- L'analyse de criticité ayant pour but, l'évaluation pour chaque mode de défaillance, du couple "probabilité-gravité".

Alors l'AMDEC et l'AMDE sont des méthodes d'analyse de la fiabilité qui permettent de recenser les défaillances dont les conséquences affectent le fonctionnement du système dans le cadre d'une application donnée.

En règle générale, toute défaillance ou tout mode de défaillance d'un composant altère le fonctionnement du système, l'étude de fiabilité, de la sécurité et de la disponibilité d'un système fait appel à deux types d'analyse complémentaire : l'analyse quantitative et l'analyse qualitative.

- L'analyse quantitative permet de calculer ou de prévoir les indices de performance du système pendant qu'il remplit une tâche spécifique ou lorsqu'il doit fonctionner sur une longue période dans des conditions particulières.
- L'AMDE commence au niveau composant ou sous système pour lequel on dispose d'information de base sur les défaillances (modes de défaillances premières).

Partant des caractéristiques fondamentales des défaillances des éléments et de la structure fonctionnelle du système, l'AMDE permet de dégager la relation qui existe entre les défaillances des éléments et les dysfonctionnements, les contraintes opérationnelles et la dégradation du fonctionnement ou de l'intégrité du système.

Pour pouvoir étudier les défaillances secondes ou d'un ordre plus élevé du système ou du sous-système, il est parfois nécessaire d'examiner la suite chronologique des événements.

On utilise la notion de criticité pour définir la gravité des conséquences d'une défaillance, il existe plusieurs catégories ou niveau de criticité qui est fonction du danger et de l'incapacité plus ou moins grande du système de fonctionner et parfois de la probabilité des défaillances. [16]

II.7.4.Objectif de l'analyse :

L'AMDE est une méthode inductive d'analyse de système de système utilisée pour l'étude systématique des causes et des effets de défaillances qui peuvent affecter les composants de ce système. (Mémoire SAI & SOUAKRI)

La méthode AMDEC a pour objectif :

- ✓ d'identifier les causes et les effets de l'échec potentiel d'un procédé ou d'un moyen de Production.
- ✓ d'identifier les actions pouvant éliminer (ou du moins réduire) l'échec potentiel [17].

II.7.5.Étape d'élaboration

On distingue quatre principales étapes pour réaliser une AMDE :

1. Définition des systèmes, de ces composants et de ces fonctions.
2. Établissement des modes de défaillance et de leurs causes des composants.
3. Études des effets de ces modes.
4. Conclusion et recommandation.

Notons qu'une AMDE ne peut être généralement réalisée que pour un état bien défini du système :

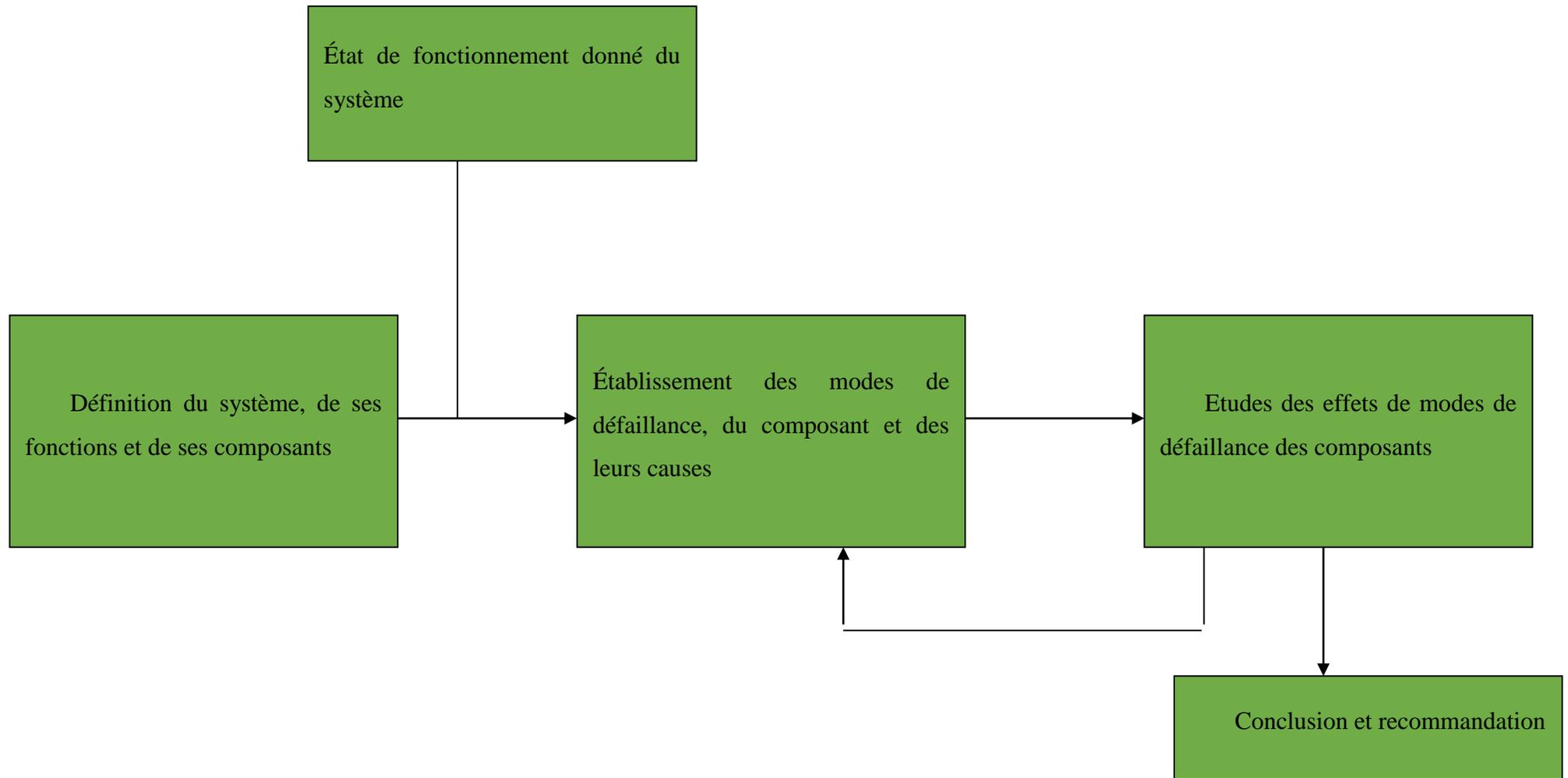


Figure II.2 Étapes d'établissement de l'AMDEC

II.7.6. Analyse de criticité :

L'évaluation de la criticité est effectuée soit par le calcul d'un **RPN** (Risk Priority Number), soit par le calcul d'un nombre de criticité, la technique du **RPN** est largement utilisée dans l'industrie automobile, alors que celle du nombre de criticité est plus utilisée dans les industries nucléaire et aérospatiale.

L'évaluation de la criticité par le **RPN** utilise des échelles linguistique-numériques à dix niveaux (**de 1 à 10**) pour coter les trois facteurs suivants :

La probabilité d'occurrence de mode de défaillance (**F**),

La gravité de son effet (**G**)

La probabilité de sa détectabilité (**D**);

Le **RPN** est donné alors par le produit:

$$\mathbf{RPN = F \times G \times D.}$$

Les modes de défaillance ayant des RPN élevés sont supposés être les plus importants

Signification des niveaux de gravité et de fréquence :

Tableau II.4.échelle de gravité [15]

Niveau de gravité	Significations
Mineurs 1	Il n'y a ni dégradation sensible des performances du système, ni interruption de la mission, blessure de personnes, ni endommagement notable des biens ou du système piloté, ces conséquences peuvent être contrées rapidement par l'équipe responsable sans accroissement notable de la charge de travail.
Significatives 2	Il y a dégradation des performances du système, pouvant entraîner l'interruption de la mission. Mais il n'y a ni blessure de personnes, ni endommagement notable des biens ou du système. S'il s'agit d'un système piloté ces conséquences peuvent être contrées par l'équipe responsable moyennant un accroissement notable de la charge de travail mais sans que cela exige une habileté exceptionnelle et sans qu'il soit nécessaire d'entreprendre une action corrective immédiate pour assurer la suivie des personnes et du système.
Critique 3	Il peut y avoir blessure de personnes et ou endommagement notable des biens ou du système. S'il s'agit d'un système piloté, il

	peut y avoir un accroissement de la charge de travail susceptible de saturer une équipe d'habilité normale et de mettre en cause son aptitude à assurer la survie des personnes ou du système. Nous considérons aussi comme critique toute situation qui exige une action correctrice immédiate pour assurer cette survie.
Catastrophiques 4	Il y a destruction du système et ou plusieurs blessés graves et ou mort de personnes.

Tableau II.5.échelle probabilité [16]

Niveau de probabilité	Événement
4	Très fréquent
3	Fréquent
2	Rare
1	Extrêmement rare

II.7.7. Les barèmes de cotation de la criticité

1. Barème de cotation de la fréquence :

Tableau II.6.AMDEC moyen / exemple de cotation de fréquence [15]

Indice de Fréquence <i>F</i>	
Valeur de <i>F</i>	Fréquence d'apparition de la défaillance <i>F</i>
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 matériels similaire.
3	Défaillance occasionnellement apparue sur un composant connu ou sur du matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par trimestre)

4	<p>Défaillance fréquemment apparue sur n composant connu ou sur du matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par mois) ou</p> <p>Composant d'une technologie nouvelle pour lequel toutes les conditions ne sont pas réunies pour prévenir la défaillance, il n'y a pas d'expérience sur du matériel.</p>
---	--

2-Barème de cotation de la gravité :

Tableau .II.7.AMDEC moyen / exemple de cotation de gravite [17]

Indice de gravité <i>G</i>	
Valeur de <i>G</i>	Gravité de la défaillance <i>G</i>
1	Défaillance mineure : aucune dégradation notable du matériel (exemple : TI < 10 mn).
2	Défaillance moyenne : nécessite une remise en état de courte durée (exemple : 10 min < TI < 30 mn).
3	Défaillance majeure : nécessite une intervention de longue durée (exemple : 30 min < TI < 90 mn) ou Non-conformité du produit constatée et corrigée par l'utilisateur du moyen de production.
4	<p>Défaillance catastrophique : très critique nécessitant une grande intervention (exemple : TI > 90 mn)</p> <p style="text-align: center;">ou</p> <p>Non-conformité du produit constatée par un client aval (interne à l'entreprise)</p> <p style="text-align: center;">ou</p> <p>Dompage matériel important (sécurité des biens)</p>

Remarque :

- L'effet de la défaillance (gravité) s'exprime en termes de durée d'arrêt, de non-conformité de pièces produites, de sécurité de l'opérateur.
- Il est relatif aux conséquences provoquées par l'apparition du mode de défaillance en termes de :

- Temps d'intervention (TI) :

C'est la composante du temps d'immobilisation du moyen de production qui correspond au temps actif de maintenance corrective (diagnostic + réparation ou échange + remise en service).

- Qualité des pièces produites.
- Sécurité des hommes ou des biens.

3-Barème de cotation de non détection :

Tableau .II-8.AMDEC moyen / exemple de cotation de non détection [15]

Indice de non-détection <i>D</i>	
Valeur de <i>D</i>	Non-détection de la défaillance <i>D</i>
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 ou 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

Remarque :

La non-détection est généralement des Signes avant-coureurs : bruit, vibration, accélération, jeu anormal, échauffement visuel...

II.8. Conclusion :

Ce mémoire a pour but de donner un aperçu général sur la méthode AMDEC.

L'AMDEC est une évolution de la méthode AMDE, à qui elle ajoute la dimension de la gravité des modes de défaillances.

Elle est principalement utilisée en tant que technique d'analyse préventive.

L'AMDEC est avant tout, une méthode préventive, inductive (pour certain c'est une politique de maintenance) qui peut être applicable à un produit, un moyen, un processus et un système dans pratiquement tous les domaines (aéronautique, spatial, industriel etc...). C'est un moyen de se prémunir contre certaine défaillance ainsi que leurs causes et leurs conséquences.

Elle liste et organise les modes de défaillance prévisibles et leurs effets.



**PARTI
PRATIQUE**

CHAPITRE III

Présentation de la station de pompage djamma sb1bis

III.1. Le pompage s'arrête au niveau national :

L'Algérie dépend d'une station pour le transport des hydrocarbures par canalisations du lieu d'extraction vers les raffineries. Elle représente un maillon indispensable et il existe de nombreuses stations en Algérie. Dans ce chapitre, nous allons décrire l'une des stations importantes, qui est une station Djamma, la figure (Figure.III1)

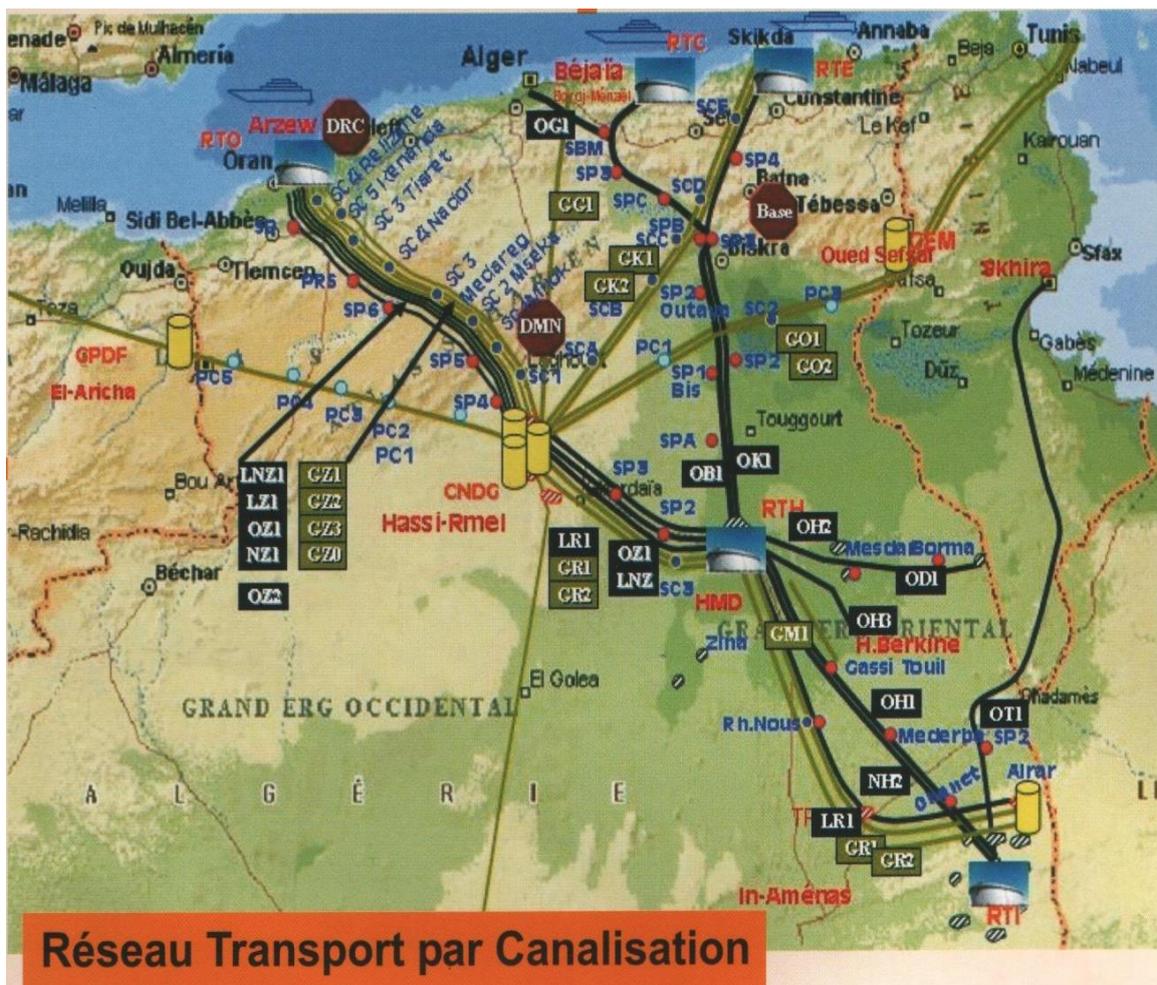


Figure III1 : Stations de pompage à l'échelle nationale [21]

III.2. Historique de la station SP1Bis :

La station de pompage SP1BIS de Djamaa est gérée par l'activité transport par canalisation région transport centre de Bejaia (RTC) de la société SONATRACH.

L'ancienne station SP1BIS a été mise en service en 1961 son activité principale est la réception et le pompage des hydrocarbures liquide (pétrole brut et condensât) transporté par l'OB1/24" depuis le terminal départ HEH jusqu'au le terminal arrivé de Bejaia.

Dans le cadre de la réhabilitation de l'oléoduc OB1/24", une nouvelle station a été construite à proximité de l'ancienne station (Figure III2). Le démarrage de la nouvelle station SP1 BIS a été effectué en date du JUIN 2007. [19]



Figure III2 : La station de pompage SP1BIS de Djamaa [19]

III 3. L'activité principale de la station SP1 Bis :

L'activité principale de la station SP1 Bis c'est la réception de liquide transporté (brut ou condensât) et de l'expédition vers la station de pompage SP2 située à Biskra avec un excès on pression (donc la vitesse) et de débit plus grand et ça avec tous les mesures de sécurité nécessaire (Figure III3).

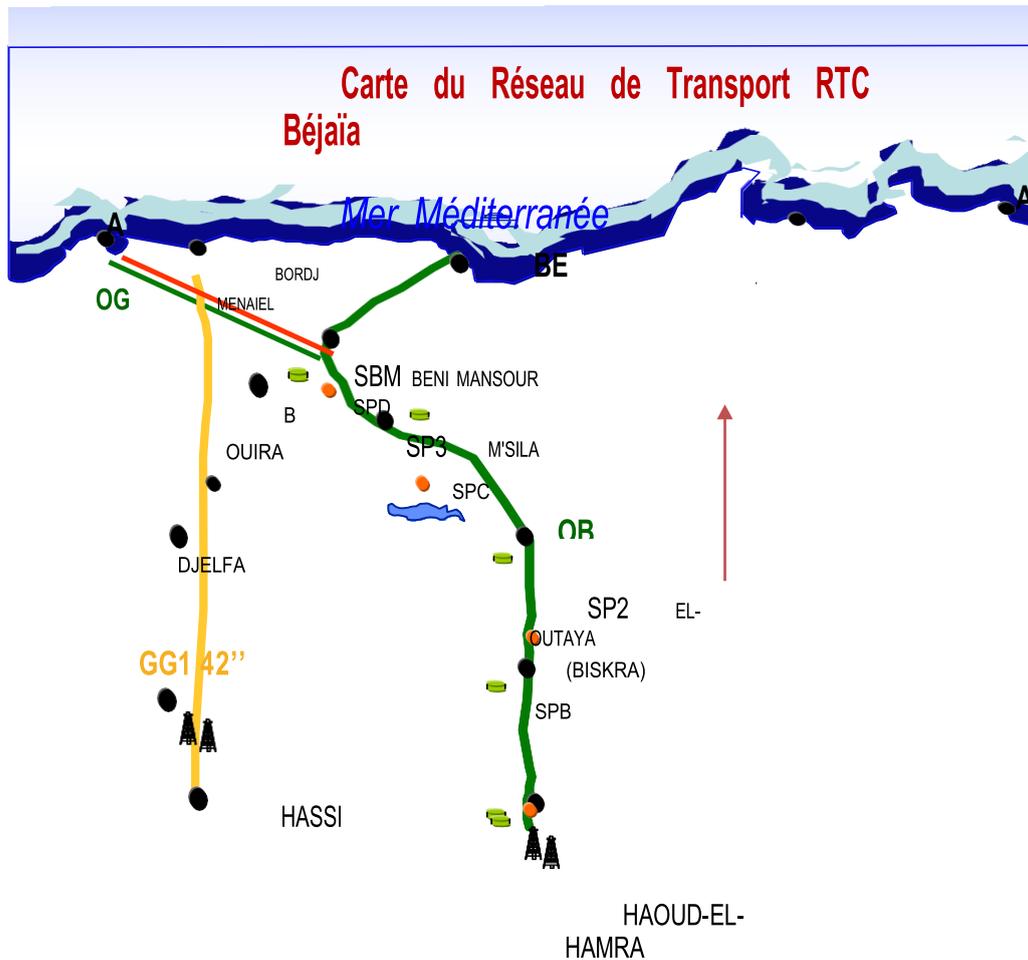


Figure III3 Activité de transport par pipeline pour la station de pompage sb1 Bis [21]

III 4. Description générale de l'oléoduc OB1/24"HEH-DRGB

L'Oléoduc OB1/24" liant le parc de stockage HEH par le Terminal Marin Bejaïa est le premier pipeline installé en Algérie par l'entreprise SOPEG, fondée en 1957, par la compagnie Française de pétrole (CFP) et la Société Nationale de Recherches et d'exploitation de Pétrole en Algérie (SNREPAL), fut mis en service en 1959 pour acheminer le pétrole brut au terminal marin de Bejaïa d'où sa dénomination d'OB1 dont sa longueur est de 668 Km, et son diamètre est de 24 pouces.

Au début, l'OB1 était mis en service avec seulement trois stations de pompes SP1/HEH, SP2/Biskra et SP3/M'Sila pour une capacité de 12.5 MTA (1800 m³/h) puis, juste après sa mise en service en 1959 et pour porter sa capacité à 15 MTA (2200 m³/h), on a décidé de construire au point kilométrique 190 en aval de SP1 la quatrième station

CHAPITRE III Présentation de la station de pompage Djamma sb1bis

au niveau de Djamaa qui fut réceptionnée en 1961 et qui porta finalement le nom SP1Bis Djamaa puisqu'elle était en amont de SP2.

Vers 1969, alors que les besoins en pétrole allaient en grandissant, quatre stations intermédiaires appelées aussi stations satellites (SPA, SPB, SPC et SPD) en mises en ligne pour pouvoir atteindre la capacité de 17.8 MTA (2540 m³/h).

Ainsi le transport du brut de l'OB1 est assuré par quatre stations principales (SP1, SP1Bis, SP2 et SP3) et quatre stations satellites (SPA, SPB, SPC et SPD), actuellement l'exploitation de la ligne se fait avec 700 m³/h à 1800 m³/h et peuvent aller jusqu'à 2200 m³/h selon la demande du terminale Bejaïa.

Toutes ces stations ainsi que le terminal TMB sont gérées par la Direction Régionale de Bejaïa DRGB à l'exception de la station de départ SP1 gérée par la Direction Régionale de Haoudh-El-Hamra DRGH.

En 1974, débuta le transport du condensat (C5⁺) de l'OB1.

Par ailleurs, à partir de 1970, sur une longueur de 131 Km et pour acheminer le brut vers la raffinerie de Sidi Arcine Alger (TRA) qui était auparavant alimentée à partir de Bejaïa par cabotage, un piquage de 16" sur l'OB1 ainsi que une station de pompage (SBM) furent réalisés au niveau de Béni Mansour (PK573). Cet Oléoduc fut appelé OG1 (1^{er} Oléoduc arrivant à Alger).

Etant l'unique station de pompage sur l'OG1, la station SBM assure l'approvisionnement en brut de la raffinerie de Sidi Arcine par un début d'alimentation stable ou le soutirant directement de l'OB1 22", au cas où l'OB1 22" est en colonne de condensat, le soutirage se fait alors à partir de deux bacs installés justement à cet effet à Béni Mansour. Puis en 2005, au presque sur le même parcours, ce pipeline fut totalement remplacé par un 20" d'une longueur de 145 Km (Figure III4).

Après la mise en service de l'oléoduc NK1 reliant le terminal départ HEH par le terminal arrivé de Skikda en 2009 l'OB1/24" transporte uniquement le pétrole brut. Ce site s'étend sur une superficie de 267 800 m² dont 199 800 m² pour les installations de pompage. [25]

CHAPITRE III Présentation de la station de pompage Djamma sb1bis

Les 04 Stations de Pompage dont il y a lieu de se concentrer sont :

1. SP 1Bis Djamaâ Wilaya de Alwad.
2. SP 2 El Outaya Wilaya de Biskra.
3. SP3 Chef-Lieu Wilaya de M'sila.
4. SBM Béni Mansour Wilaya de Bejaia.

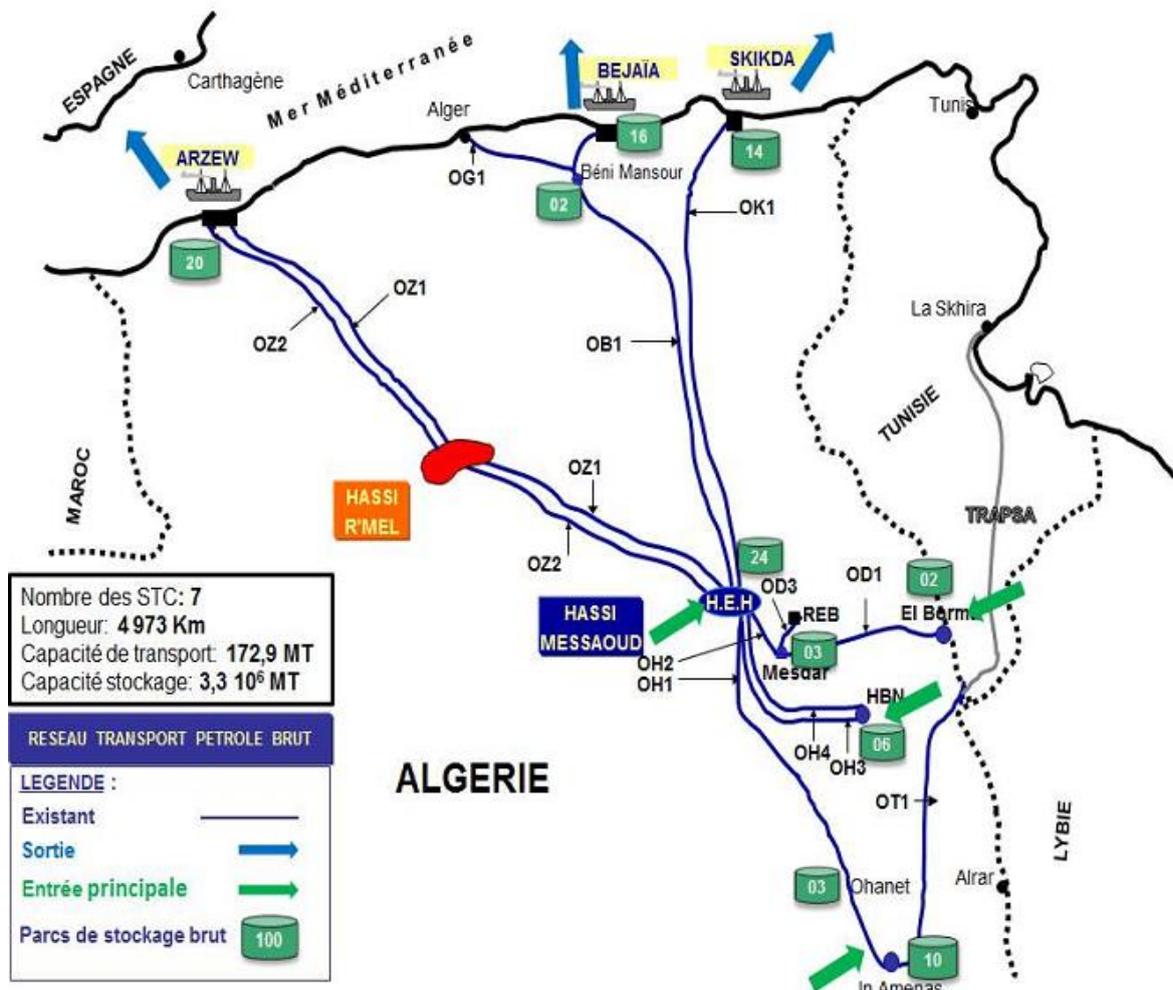


Figure III4 : Localisation de l'OB1/24" sur le réseau algérien de transport de brut [21]

III 5.Situation géographique

La station Sp1 Bis est située au PK 190 km de l'oléoduc OB1 à 28Km à l'ouest de la ville Djamaa, dans la willaya de Alwade. Le site se situe à 83m de l'altitude saharienne (Figure III5).

CHAPITRE III Présentation de la station de pompage Djamma sb1bis

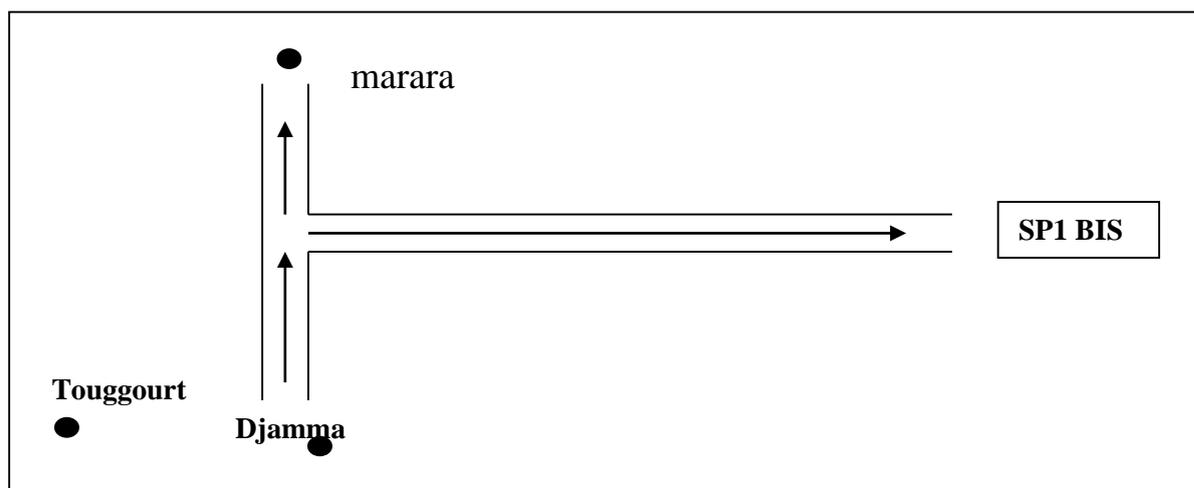


Figure III5 : Implantation de situation de la station SP1BIS

La station Sp1 Bis (Figure III6) est située dans une zone sablonneuse dépourvue d'habitants, elle est adjacente à la station de Skikda.



Figure III6 : Vue aérienne de la station SP1Bis djamaa (Google erthe)

III 6. Les Installations principales et des équipements dans la station SP1Bis :

III 6.1. Les gares racleurs :

Deux gares de racleurs en entrée et sortie de la station et les raccordements sur l'oléoduc existant (Figure III7).



Figure III7 : Les gares racleurs [19]

III 6.2. Système de pompage et expédition :

Le brut provenant de la station par OB1/ 24". Le produit passe en suite à travers des filtres (Figure III8) pour les hydrocarbures. Trois filtres seront installés, chacun dimensionné pour une capacité de 1100 m³/h et permettant de retenir les particules de taille supérieur ou égale à 500micron.

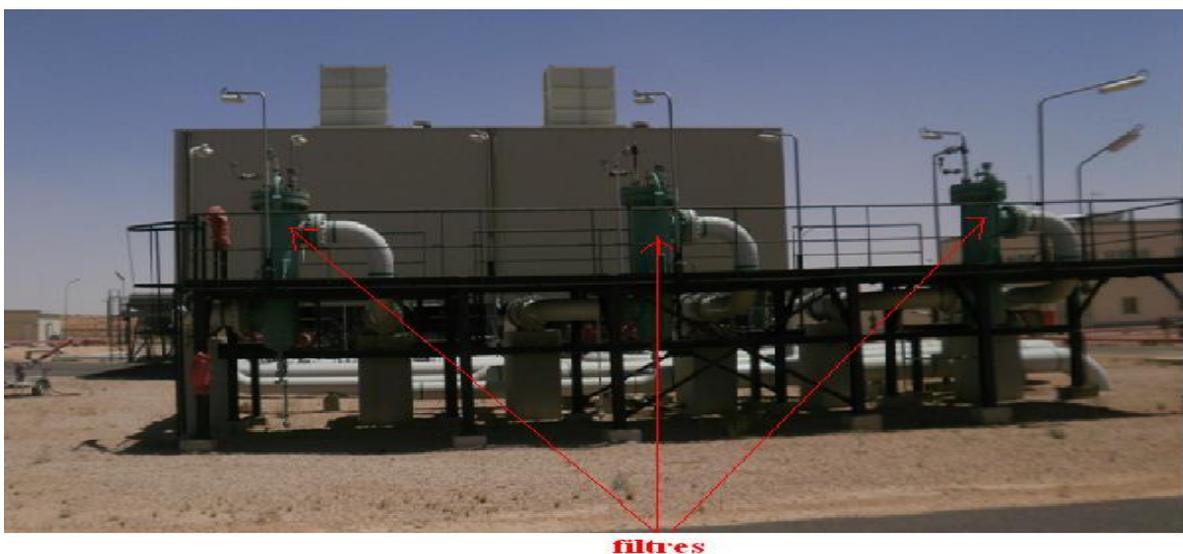


Figure III8 : Les filtres d'aspiration

Le fluide arrive en suite à l'aspiration de deux pompes centrifuges horizontales. Chacune de ces pompes est entérinée par une turbine à gaz (Figure III8). En fonctionnement normal, une pompe sera en service et l'autre en secoure. Le produit pompé est transféré vers la station Sp2. [21]

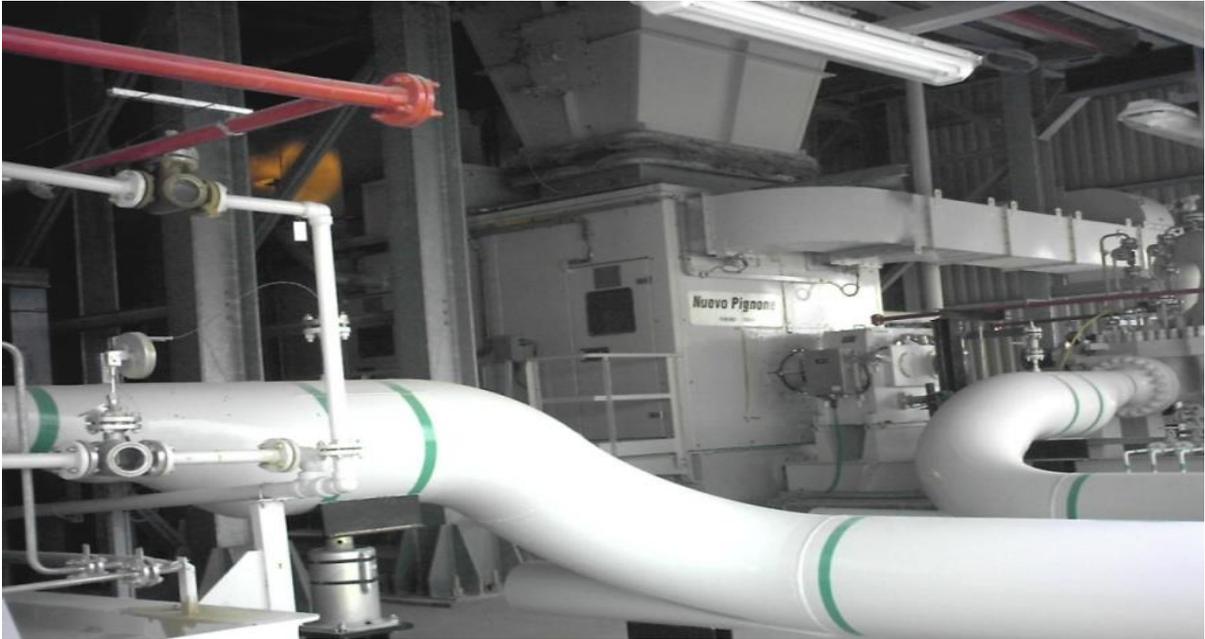


Figure III9 : Les Turbopompes

III 6.3. Système de purge et bac de détente :

Un ballon de purge de capacité nominale de 10 m³, situé dans une fosse, sera installé pour collecter les liquides de drainage des équipements de la station. Celui-ci sera équipé une pompe de relevage verticale.

Un bac de détente atmosphérique (Figure III9) d'une capacité nominale de 1000 m³ est prévu de recueillir les effluents des soupapes de l'installation ainsi que les liquides de purge transférés par la pompe de vidange du ballon de purge. Deux pompes de transfert (une en service et l'autre en secours) sont prévues afin de recycler dans le bac de détente vers l'entrée de la station. [20]



Figure III10 : bac de détente

III 6. 4. Unité de traitement de gaz (SKID GAZ) :

Le gaz alimentant les turbines d'entraînement des turbo-alternateurs et des turbopompes arrive sur la station par un pipeline de 122 Km en 16". Comprend un séparateur d'entrée, deux filtres à poussière, un banc de comptage débit de gaz total, deux réchauffeurs électriques, une armoire thyristor de contrôle et commande et un poste de détente. [19]



Figure III11 : skid gaz

III 6.5. Séparateur de gaz :

Un séparateur (V03) en entré du Skid gaz permettra de se prémunir d'un éventuel phénomène de slugging avec arrivée intempestive et massive de liquide (condensat, eau) via la ligne de gaz, seuil de séparation (gouttelettes $> 5\mu$ à 99%). Les liquides récupérés sont dirigés vers le réseau de drain fermé de la station.

III.6.6. Filtres à gaz :

Deux filtres à gaz (F03A/B) en parallèle sont installés en aval du séparateur, chaque filtre est équipé par un cartouche en fibre de verre, le seuil de filtration (particules solides $> 10\mu$ à 99%). Un filtre en service, l'autre en secours, afin de permettre une maintenance sans arrêt de l'installation. Chaque filtre sera muni d'un dispositif adéquat de drainage et d'évent, un indicateur de pression différentielle avec alarme haut sera installé pour chaque filtre. [21]

III. 6.7. Réchauffeurs à gaz :

Le réchauffage est destiné à protéger les turbines en évitant la formation de gouttelettes de condensats liquides lors de la détente du gaz. Il doit permettre de produire en sortie du Skid de gaz, un gaz à une température supérieur au point de rosé d'hydrocarbure d'au moins 20°C.

Le réchauffeur est électrique, constitue de deux calandres chauffantes identiques montées en parallèle et situées en amont des détendeurs. Une chauffante calandre sera en service, l'autre en secours.

La puissance installée du réchauffeur sera 96 Kw. La puissance devra être modulable de 0 à 100%. [20]

III 6.8. Détendeur :

L'objectif du détendeur est de réduire la pression opératoire afin de répondre aux spécifications requises pour l'entrée des consommateurs en sortie de Skid (turbopompe, turboalternateur et base de vie). Les postes de détente sont constitués de deux vannes de régulation une en service, l'autre en réserve.



Figure III12 : unité de traitement d'eau

III 6.9. Unités de production d'air comprimé :

Un système de production d'air comprimé sera installé pour

- L'alimentation des boucles de régulation et des vannes pneumatiques
- Le décolmatage des filtres d'aspiration des turbines à gaz.



Figure III13 : les compresseurs d'air

III 6.10. Unité de production, traitement et stockage d'eau :

La production d'eau brute est assurée à partir d'un puits d'eau, cette eau sera pompée par l'intermédiaire d'une électropompe immergée en fond de puits. Cette pompe alimentera un bac d'eau brut et un stockage distinct d'eau incendie. Une unité de

traitement d'eau par osmose inverse est prévue afin de satisfaire aux besoins en eau traité. L'unité de traitement d'eau comportera tous les éléments de filtration et de traitement chimique requis en fonction de qualité d'eau brute. L'eau traitée sera stockée dans un bac d'eau traitée.

III 6.11. Système de lutte contre l'incendie :

Un système de lutte contre l'incendie est installé conformément aux recommandations de la norme NFPA. Ce système est constitué principalement d'un système de détection, d'une pomperie d'eau incendie et d'un réseau de distribution. [21]



Figure III14 : local pomperie incendie

III 6.12. La centrale électrique :

L'alimentation en énergie électrique des deux stations SP1bis/OB1 et SP2/OK1 (située à environ 1.5 km de SP1bis /OB1) à partir d'une nouvelle centrale électrique située au niveau de l'enceinte SP1bis, cette centrale est composée de deux groupes turbo-alternateurs fonctionnant en parallèle, chaque groupe à une puissance de 1150 KVA.



Figure III15 : Les Turboalternateurs

III6.13. Distribution de gasoil :

Un réservoir de stockage et réseau de distribution de gasoil.



Figure III16 : réservoir de gasoil

III.6.14. Pompes des pétroles brut et de condensât :

La pression au niveau de la station SP1bis pourrait atteindre 47 bar en cas d'arrêt de la station.

La pression en refoulement de chaque pompe est contrôlée par un régulateur de pression agissant directement sur le régulateur de vitesse de la turbine à gaz. Cette régulation a été adoptée afin de contrôler la pression en refoulement en dessous de la limite de la classe de tuyauteries (A6A à 93bar) au débit de 2200 m³/h. le point de consigne du régulateur de pression de refoulement est réglé par l'opérateur en fonction du débit à expédier de SP1bis.

Le tableau montre les caractéristiques de la pompe (Tableau III1)

Tableau III1 : Caractéristiques des pompes des pétroles brut et de condensât [21]

Débit minimal	1700	m ³ /h
Débit nominal	2200	m ³ /h
Pression d'entrée (limite de batterie de l'installation)	8	Bar
Température d'entrée (limite de batterie de l'installation)	5 /45	°C
Pression sortie (limite de batterie e l'installation)	82	Bar

III 7. Télécommunication et système de control station :

Le système de supervision et de contrôle commande de la station Sp1 bis DCS devra permettre le pilotage à distance ou en local des équipements et de leurs auxiliaires à l'aide d'écrans et de clavier (station homme machine).

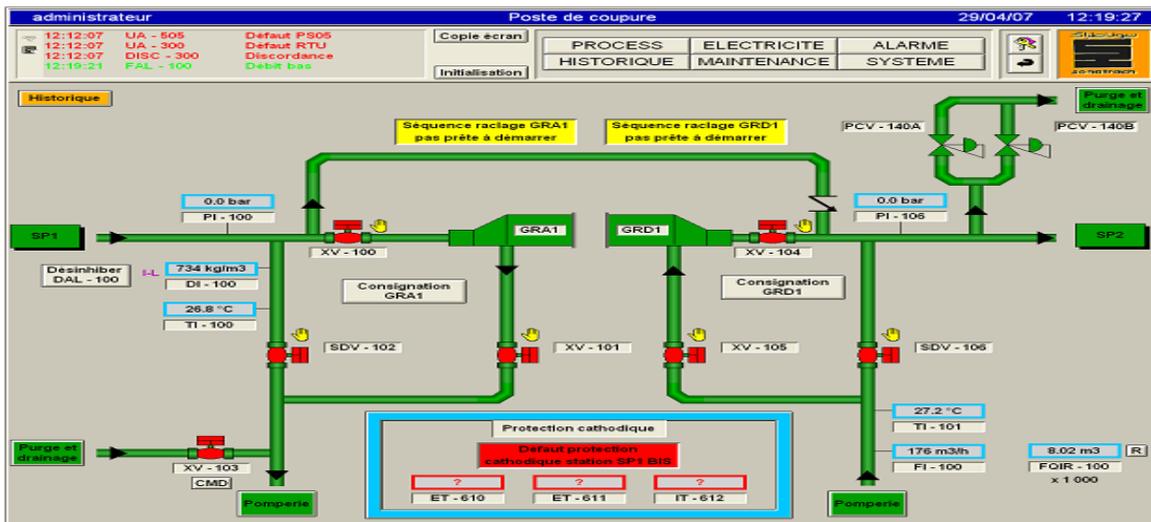


Figure III17 : contrôle et commande de la station Sp1 bis par DCS [21]

III.8. Système de télé surveillance

Un système de caméra devra être prévu, il est composé des éléments suivants :

- Des caméras mobiles et fixe installer sur site.
- Une console de contrôle installé à la salle de contrôle.
- Un nouveau système de télé surveillance (STS) est installé. [19]

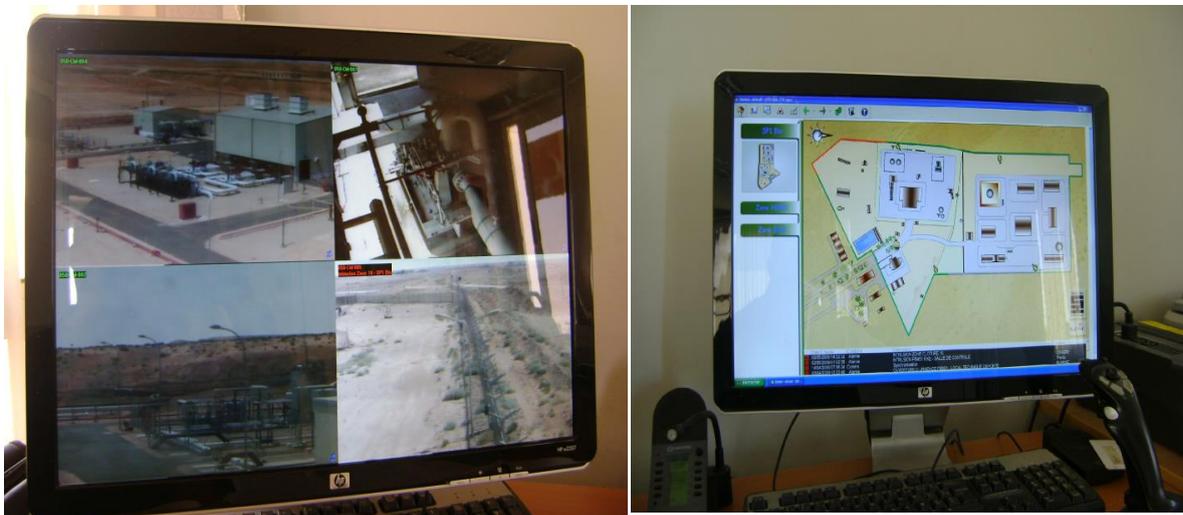


Figure III18 : Système de télé surveillance

III.9. Systèmes des eaux huileuses :

Un réseau de collecte d'eaux huileuses est prévu, et l'alimente par écoulement gravitaire une fosse de décantation. Les eaux huileuses récupérées sous les équipements dans le cas d'orage, d'eau incendie ou de nettoyage et les rejets de vidange. Une pompe permet d'envoyer au bourbier l'huile recueillie.

III.10. L'organisation de l'unité :

La station a un effectif total d'environ 60 travailleurs, repartis sur sept (05) services Organisés comme suit :

1. Service HSE.
2. Service Maintenance.
3. Service Exploitation.
4. Service auto.
5. Service Administration et social.

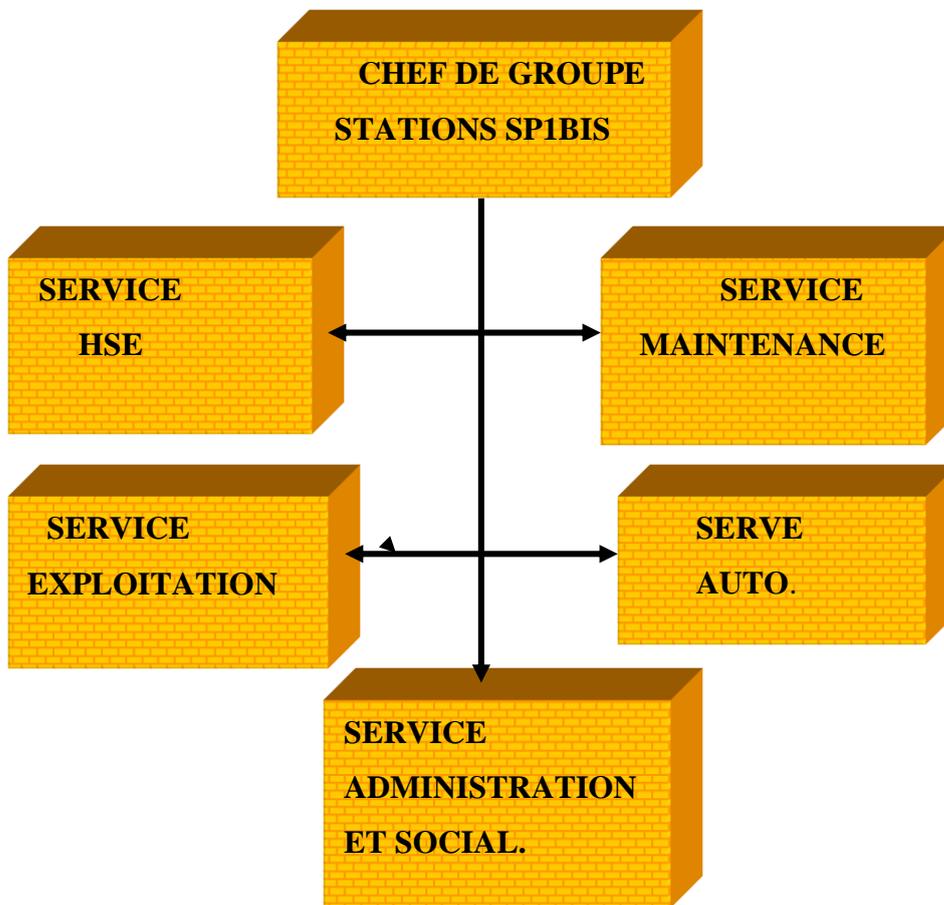


Figure III19 : Organigramme de la station SP1bis [19]

III.11.Organisation du service sécurité:

Pour créer un milieu de travail sain et sur, pour augmenter la productivité et la production, pour conserver la vie du personnel et diminuer au maximum les accidents, il faut installer un service de sécurité doté d'un système de mesures et de moyens techniques et organisationnels, qui les limites l'influence des facteurs industriels dangereux sur les travailleurs et garantir des équipements installés.

Le service sécurité est subdivisé en deux sections :

III.11.1. Une section intervention :

Cette section est composée de :

- . Chef de section d'intervention
- . Contre maître intervention.
- . Chef d'équipe intervention.
- . Technicien intervention.
- . Agent intervention.

III.11.2. Une section prévention :

Cette section est composée de :

- . Chef de section prévention.
- . Inspecteur prévention.
- . Technicien prévention.

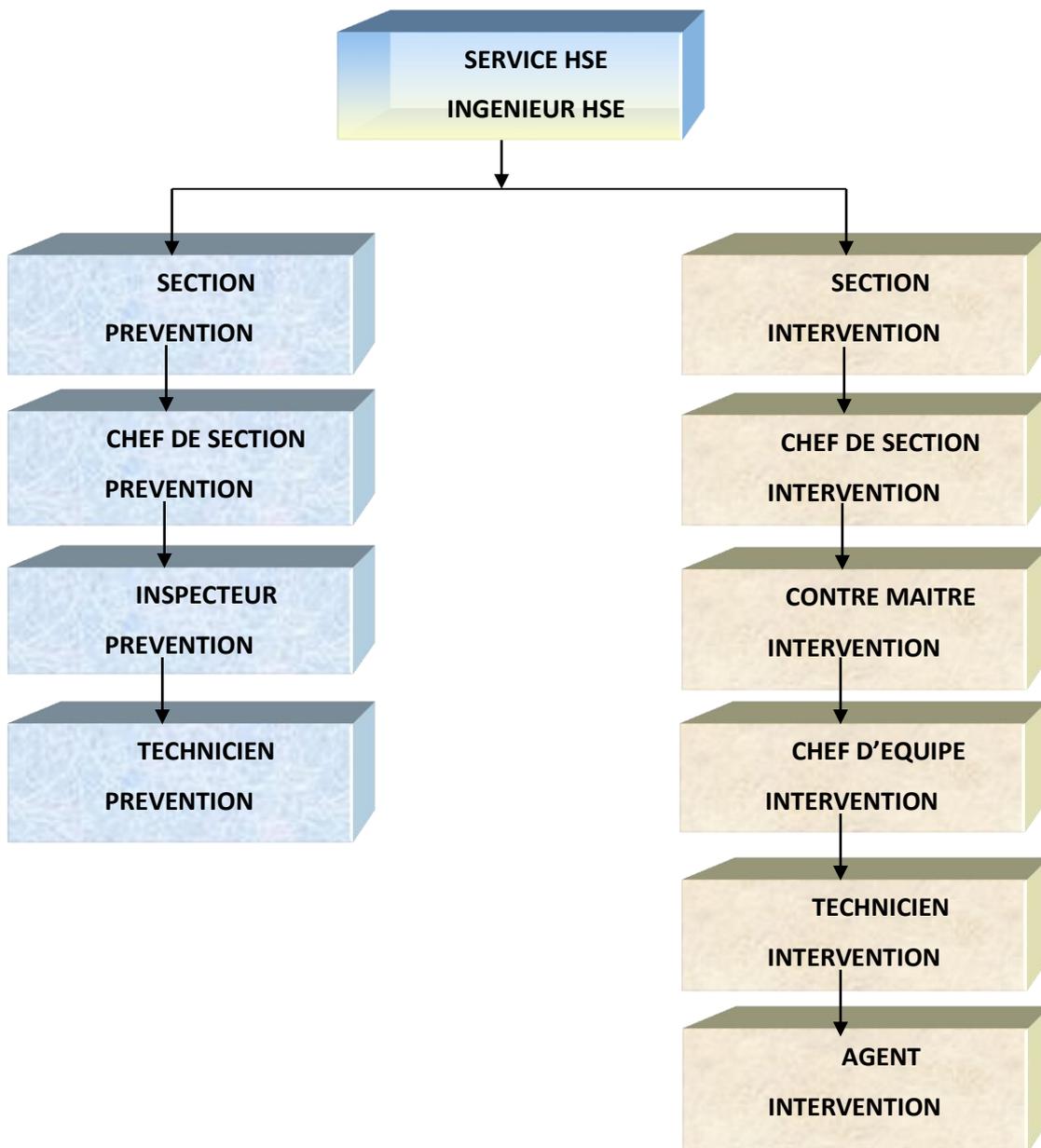


Figure III20 : L'organigramme du service HSE dans SP1 BIS [19]

III.12. Conclusion :

Cette station joue un rôle majeur pour le transport continu et correct des hydrocarbures, et s'en passer est impossible en raison de sa grande importance. Par elle, nous pouvons contrôler le débit en augmentant ou en diminuant selon les besoins. Bref, le processus de fonctionnement est comme la suite :

Le pétrole brut ou les condensats en provenance de la station de pompage SP1 parviennent en limite de batterie par l'oléoduc existant OB1/ 24". En limite de batterie à l'entrée de la station SP1bis, une ligne de 24", équipée d'une gare de racleur d'arrivé (GRA), amène le liquide dans la station. En fonctionnement normal le liquide arrive directement dans la station sans passer par Gare racleur (GAR).

Le liquide passe ensuite à travers des filtres pour hydrocarbures (F01 A/B/C). Trois filtres sont installés, chacun dimensionné pour une capacité de 1100 m³/h et permettant de retenir les particules de taille supérieur ou égale à 500 microns. En fonctionnement normal, deux filtres sont en service, et le troisième en secours.

Le liquide arrive ensuite à l'aspiration d'une des deux pompes centrifuges horizontales (P01 et P02) en parallèle. Chacune de ces pompes est entraînée par une turbine à gaz. En fonctionnement normal, une pompe est en services et l'autre en secours.

CHAPITRE IV

Application de la méthode d'AMDEC

IV.1 : Introduction :

Comme nous avons présenté dans le chapitre sur le management de risque les différentes méthodes d'analyse des risques appliquées en fiabilité, nous avons choisi la méthode d'analyse AMDEC.

Dans ce chapitre, nous allons appliquer la méthode AMDEC pour élaborer les procédures de maintenance de la station de pompage SP1 Bis dans la zone centrale de pompage de la station. Cette étude a été menée sur site pendant 15 jours.

IV.2 Définition de la Turbines à gaz GE10/2:

Turbines à gaz GE10/2 à deux arbres, situées dans la station de pompage SP1 de la wilaya d'El-Oued, département DJamma (notre site de formation), de type industriel, répondant aux critères de la deuxième génération de machines « à haut rendement », exploité par pipelines, hub de transport de la région de Béjaïa, Sonatrach. Les turbines à gaz au niveau de la station SP1Bis sont de modèle GE10/2, elles sont utilisées pour entrainer des pompes centrifuges.

Ses propriétés sont expliquées dans le (tableau III.1).

Tableau III.1 : Caractéristiques de la turbine GE10/2 [19]

Modèle	GE10/2
Puissance fournie à régime normal	11.982 kW
Compresseur axial	
Nombre d'étages	11 étages
Vitesse de rotation	11200 tr/min
Section turbine	
Nombre d'étage	4
Vitesse rotor	8295 tr/min
Température admission air	Min -5°C et Max 45°C
Combustible	Gaz
Système de lancement	Turbine de lancement
Système de commande	Mark VI

IV.3.Principe du fonctionnement :

L'air aspiré passe au travers des 11 étages rotoriques du compresseur axial où il est comprimé et dirigé vers la chambre de combustion. C'est ici qu'en se mélangeant au combustible dans les proportions voulues, l'air se transforme en fluide moteur qui se détend au travers des quatre étages de la turbine, transformant ainsi son énergie thermique en travail mécanique.

Après s'être détendus, les gaz sont dirigés dans la caisse d'échappement et, en fonction du type d'installation, il est possible ou impossible de récupérer leur énergie thermique résiduelle au moyen des chaudières de récupération de la chaleur (production de vapeur) ou des cycles de régénération.

La compression de l'air s'effectue dans les deux premiers étages de la turbine et dans le compresseur axial qui ensemble constituent, pour les machines bi-arbre, le module rotorique de Haute Pression, qui est séparé mécaniquement du module rotorique de Basse Pression ou "arbre de puissance".

IV.4.Fiche technique de la turbine GE10 /2 :

La fiche technique de la turbine à gaz GE10/2 est représentée sur la figure ci-dessous (Figure III1)

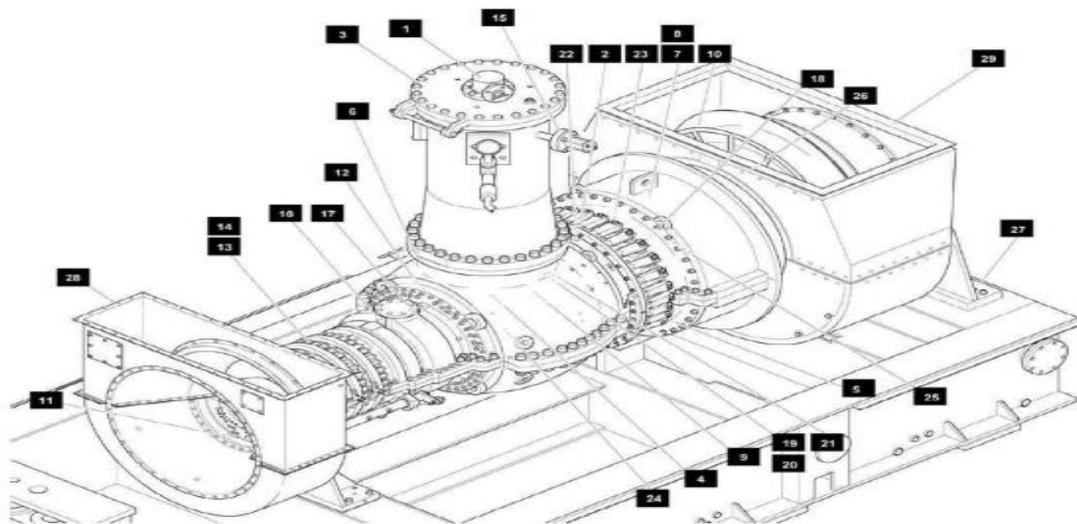


Figure IV.1 : La turbine GE10/2 [21]

Tableau III2 : noms des pièces de turbine GE10/2 [21]

Description	Position
Bruleur	1
Commande directrice de 3 ^{ème} étage	2
Chambre de combustion	3
Pièce de transition	4
Caisse turbine BP (bas pression)	5

Caisse turbine HP (haut pression)	6
Caisse d'échappement turbine	7
Bague de supp. directrice groupe convoyeur de gaz	8
Diffuseur externe et protection de fermeture	9
Caisse entrée air et palier n°-1 et caisse compresseur	10
Caisse d'échappement compresseur	11
Aménagement des IGV (aubes variables)	12
Actionneur IGV (aubes variables)	13
Bougie d'allumage	14
Aubes statoriques	15
Rotor turbine BP (bas pression)	16
Rotor turbine HP (haut pression)	17
Directrices de 1 ^{er} étage	18
Bague de supporte directrices de 1 ^{er} étage	19
Directrices de 1 ^{er} étage	20
Directrices de 1 ^{er} étage BP (bas pression)	21
Directrices de 1 ^{er} étage HP (haut pression)	22
Caisse palier n°-2	23
Palier n°-3	24
Caisse palier n°-4	25
Boulonnerie et goupilles	26
Diffuseur entrée air	27
Diffuser d'échappement	28

IV.5. Orientation de la machine :

En règle générale, tous les éléments de la machine sont identifiés par rapport à la direction d'écoulement des gaz qui, du diffuseur d'admission, "parcourent" axialement toute la turbine, jusqu'à la bride du diffuseur d'échappement

Les cinq sous-systèmes retenus pour notre étude sont les suivants :

- Sous-système 1 : Section combustion.
- Sous-système 2 : Section compresseur.
- Sous-système 3 : contrôle commande.
- Sous-système 4 : Circuits de fonctionnement.

➤ Sous-système 5 : Les actionneurs et Package de turbine GE10/2

Ces cinq sous-systèmes jouent un rôle majeur dans le fonctionnement de la turbine à gaz GE 10/2 implantée à la station de pompage de Djamma.

IV.6 Décomposition fonctionnelle du système :

La première étape on a décomposé fonctionnellement le système :

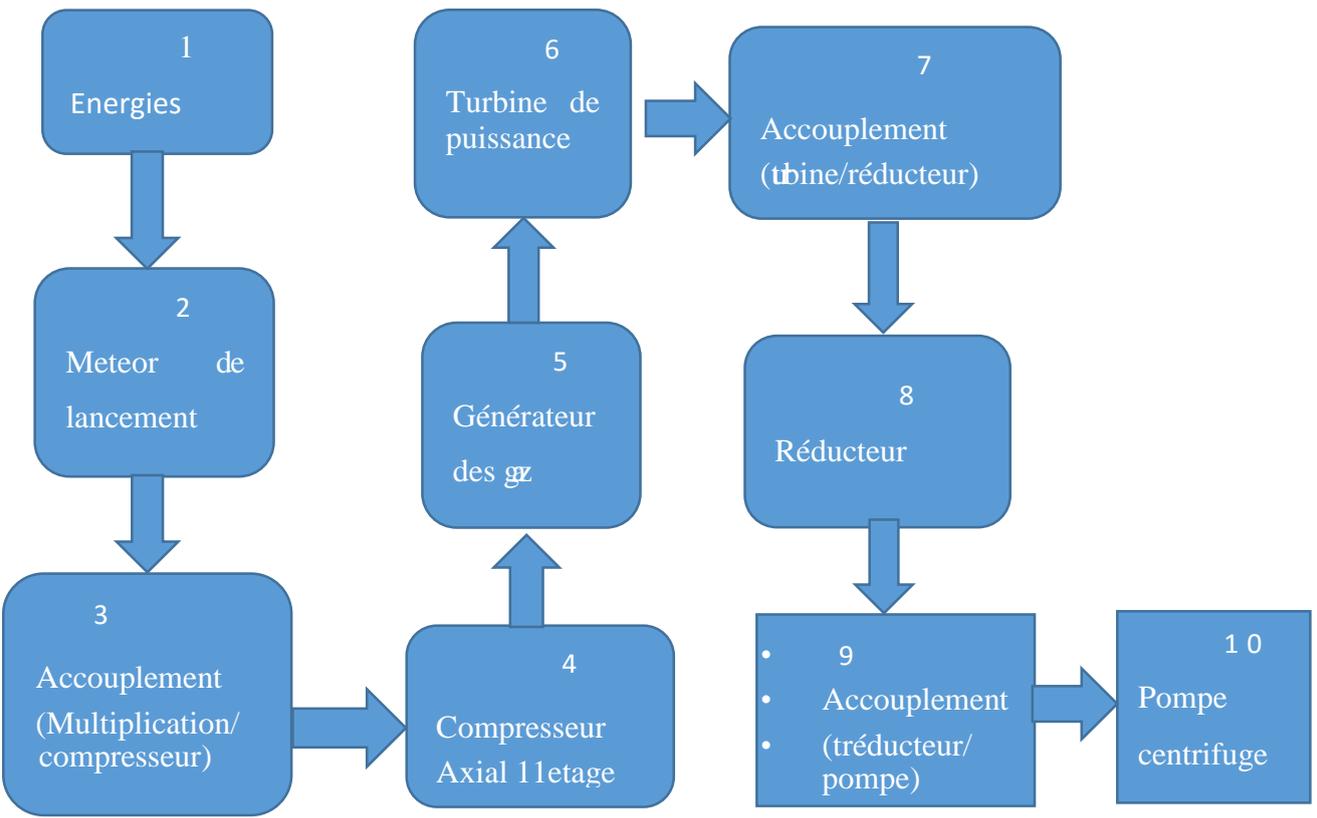
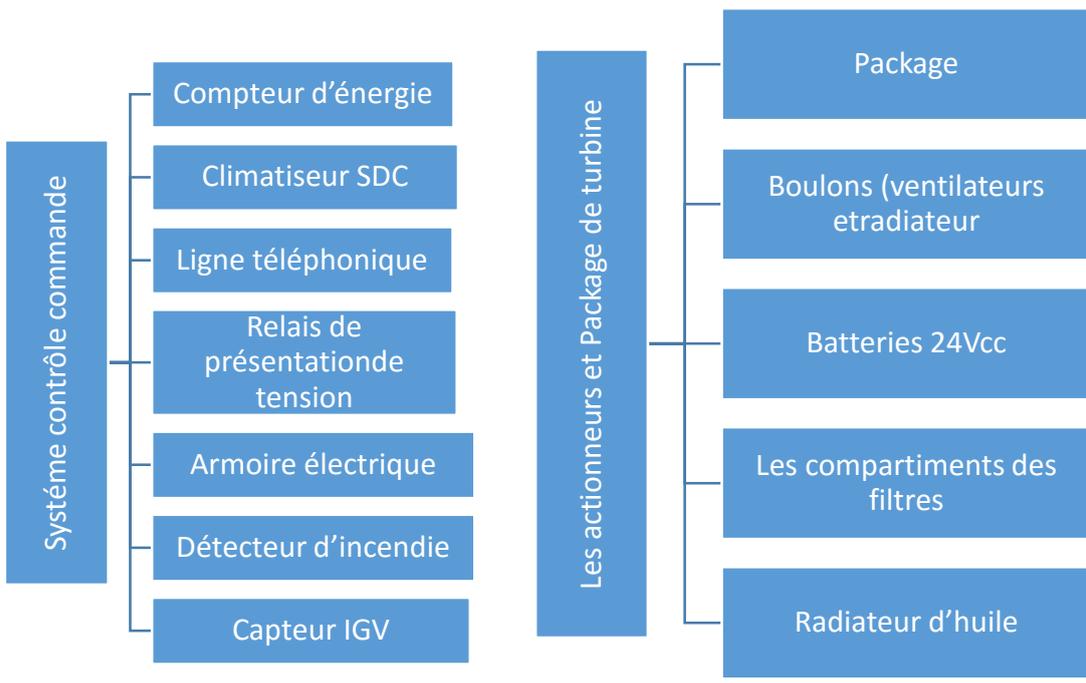
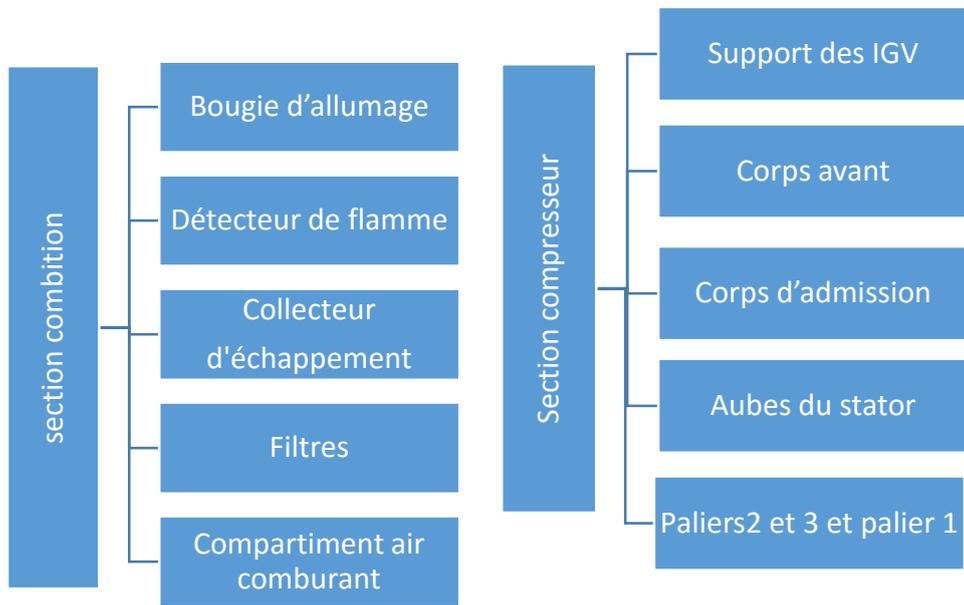


Figure IV : 2 Décomposition fonctionnelle du système

IV.7 : Décomposition structurelle :



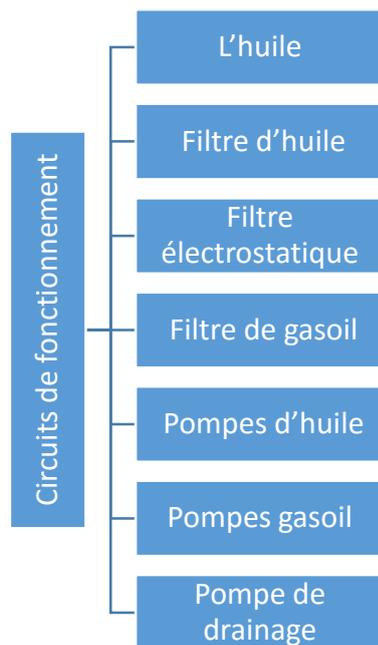


Figure : IV.3 Décomposition structurelle

IV.8. Application de la méthode AMDEC :

La feuille AMDEC adopté pour notre étude est la suivante :

Tableau : IV.3.AMDEC [20]

AMDEC /SOUS-SYSTÈME :										
Composant	Fonction	DEFFAILLANCE				FREQUENCE	GRAVITE	DETECTION	CRITICITE	ACTION
		MODE	CAUSE	EFFET	DETECTION					

Après avoir fini la décomposition structurelle et fonctionnelle de la turbine à gaz GE10/2, nous allons maintenant appliquer l'AMDEC pour chaque élément de cette turbine :

IV.9. Analyse de sous-système :

IV.9.1. sous-système (1) : Section combustion (chambre de combustion)

La chambre de combustion est bridée sur la caisse turbine haute pression. Elle comprend : l'enveloppe externe, le brûleur, la chemise dans laquelle a lieu la combustion, et la bougie d'allumage.

La chemise est, d'un côté, supportée par l'enveloppe externe et, de l'autre, fixée à la pièce de transition qui dirige les gaz produits par la combustion sur les directrices du 1^{er} étage. L'air qui provient du refoulement du compresseur axial pénètre dans l'espace annulaire délimité par l'enveloppe externe et la chemise. Son écoulement est opposé à celui des gaz qui parcourent la chemise et la pièce de transition des gaz.

La totalité de l'air est utilisée pour assurer les trois fonctions fondamentales suivantes :

Air de combustion (air primaire) :

Cet air, introduit par les orifices du générateur de tourbillonnement et par les orifices primaires de combustion, contribue à réaliser le rapport air/combustible approprié et la turbulence requise pour assurer la stabilité de la flamme.

Air de dilution (air secondaire) :

Cet air, introduit en aval de la zone primaire de combustion, abaisse la température de la flamme en la ramenant à des valeurs compatibles avec la durée de vie des pièces frappées par les gaz.

Air de refroidissement :

Cet air lèche l'extérieur et l'intérieur de la paroi de la chemise. Il forme une pellicule continue d'air qui permet de maintenir la température du métal à des valeurs acceptables. [21]

Echappement de la turbine :

La chaleur produite par la combustion travers l'échappement vers l'atmosphère, cette chaleur peut atteindre 513°C.

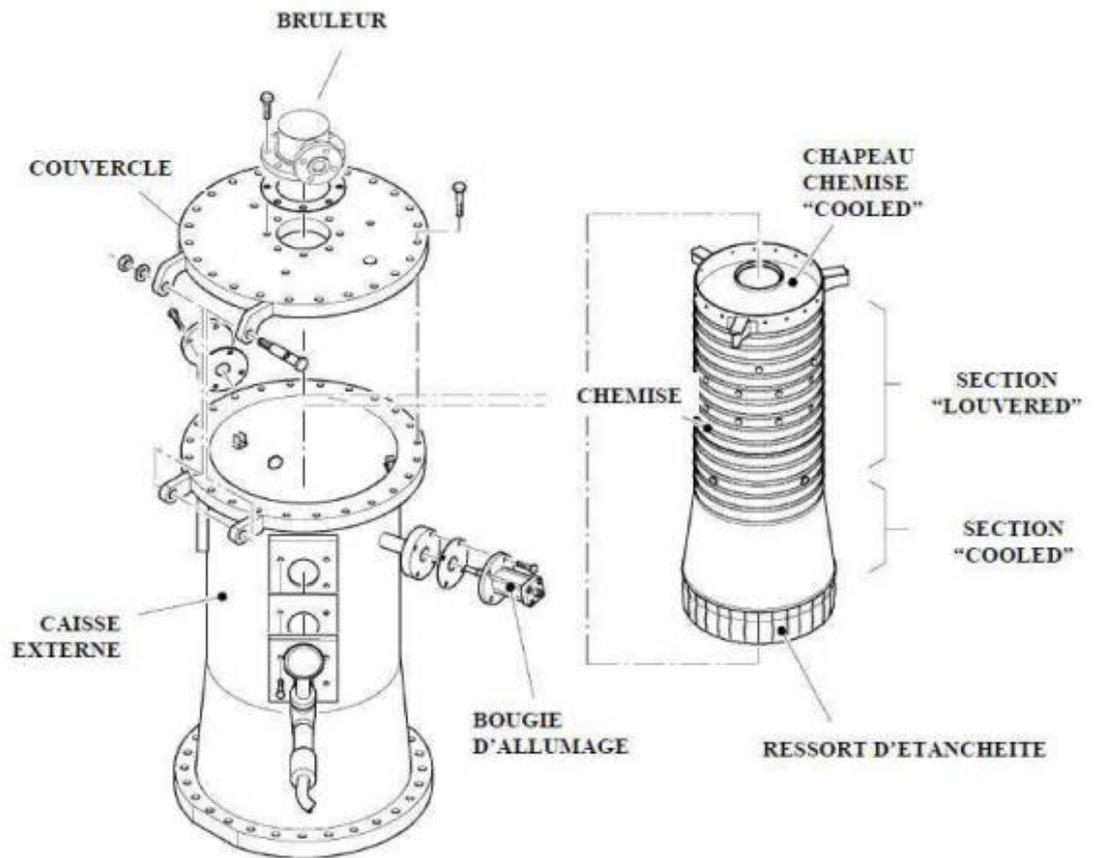


Figure IV.4. Ensemble chambre de combustion [21]

Tableau IV:4. Sous-système1 (Section combustion)

Sous-système1 (Section combustion)										
Composant	Fonction	DEFFAILLANCE				FREQUENCE	GRAVITE	DETECTION	CRITICITE	ACTION
		MODE	CAUSE	EFFET	DETECTION					
Bougie d'allumage	- Déclencher la combustion du mélange (fuel gaz) -Lair de compresseur axial)	Grippage Eraillure	Echauffement Local	- Pas de Combustion	BAM	2	3	1	6	Changement bougie d'allumage
Cheminée	Dégagement Des gaz brulat La rédaction Des Bruits	Blocage	Poussière état de Surface chocs Mauvais traitement Thermique	-Mauvis filtrations des Gaz	- Bruit -Contrôle visuel	2	1	3	6	Soudage des fissures et nettoyage

Détecteur de flamme	Envoyer l'indication de présence ou absence de flamme au système de commande	- Défectueux	- Vibrations - Echauffement local – Chocs	-La turbine ne démarre pas	BAM	1	4	1	4	Changer le détecteur de flamme
Collecteur d'échappement	Il est collecte tous les gaz brules de la turbine à gaz verre l'échappement	- Fissures - Echauffement	-Haut température	- Mauvais collecte des gaz brule	Capteur de température à Gaz	2	2	2	8	Soudage des fissures
Filtres	Filtre d'air comburant	Colmatage	Les impuretés	Risque de pollution	Visuel	1	3	3	9	Changement filtre ou nettoyage

IV.9.2.sous-système (2) Section compresseur (Compresseur axial 11 étage)

L'ensemble des aubages statoriques et rotoriques et des caisses d'admission et d'échappement du compresseur constituent le compresseur axial de la turbine. Les aubages statoriques, installés dans la caisse d'admission de l'air et dans la caisse de décharge du compresseur, comprennent douze étages au total. Les trois premiers étages se composent d'aubages variables. Les aubages rotoriques se composent de onze étages. La compression de l'air se produit à travers une série d'ouvertures dans des chambres annulaires dont les sections, déterminées par les dimensions des aubages rotoriques et statoriques, décroissent au fur et à mesure qu'augmente le numéro progressif des étages. Les performances sont caractérisées par un rapport élevé de compression et par un rendement quasiment constant dans la plage de débits d'air compris entre 70 et 100%.

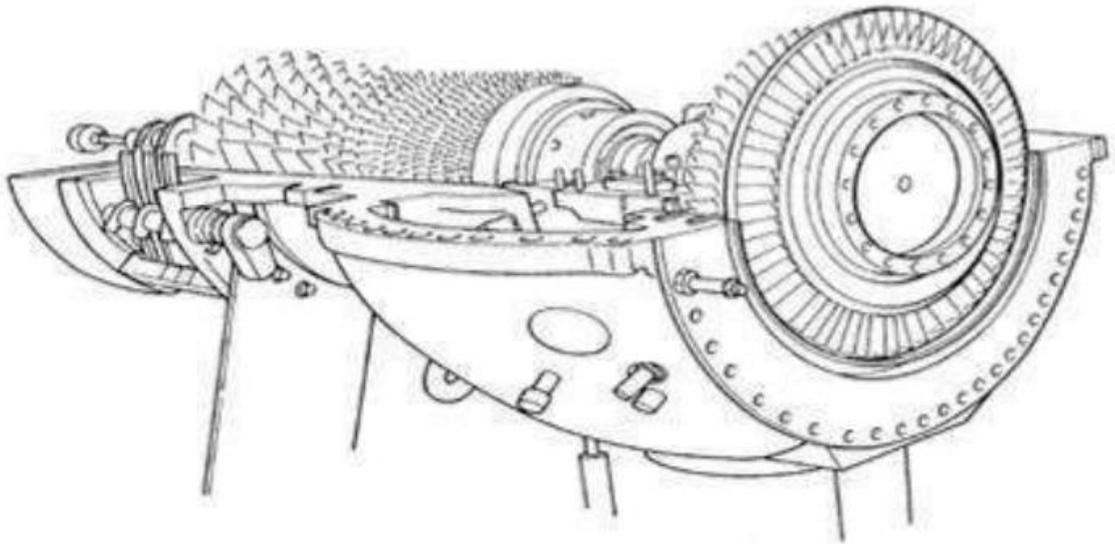


Figure .IV .5: Compresseur axial [21]

Tableau : IV.5. Sous-système (2) : Section compresseur

sous-système 2 : Section compresseur										
Composant	Fonction	DEFFAILLANCE				FREQUENCE	GRAVITE	DETECTION	CRITICITE	ACTION
		MODE	CAUSE	EFFET	DETECTION					
Support des IGV	Permet de portée des aubes des IGV	-Blocage - Coincement	- Mauvaise filtration d'air - Mauvais fonctionnement de système hydraulique	- Pompage de compresseur	Mauvaise circulation d'air	2	3	2	12	Fixation des supports des IGV
Corps avant	Transférer les charges des 14 premiers étages du stator du compresseur et	- Cassure - Fissure	- Fatigue -Mauvaise conception	- Influence mineure sur la fiabilité -Pompage de compresseur	- Visuel -CND	1	3	4	12	- Changement descorps avant

CHAPITRE IV

Application de la méthode d'AMDEC

	fixation les aubes du stator									-Nouvelle conception
Corps d'admission	Il est collecte tous les gaz brules de la turbine à gaz verre l'échappement	- Fissures - Echauffement	-Haut température	- Mauvais collecte des gaz brule	Capteur de température à Gaz	2	2	2	8	Soudage des fissures
Paliers 2 et 3 et palier 1	Soutienne le rotor du compresseur/turbine de haute pression et assurer le graissage	- Usure - Cassure	-Fatigue -Mauvais alignement -Mauvais graissage	-Vibration - Echauffement - Blocage de rotor HP	Bruit	2	4	2	16	- Vérifier le système de graissage -Changement des paliers

IV..9.3. Sous-système (3) : Système contrôle commande

L'armoire de commande contient tous les équipements de commande et de réglage, les dispositifs de sécurité et de mesure ainsi que toutes les unités d'affichage nécessaires au fonctionnement de l'ensemble turbine à gaz.

Les opérations de commande et de réglage s'effectuent à partir d'un système de PC Industriel, qui pilote ou règle les composants via le bus.

Un dispositif de contrôle à sécurité intrinsèque est utilisé pour assurer les fonctions de surveillance de la sécurité.

L'armoire de commande contient également :

- Les régulateurs de tension du générateur
- Les protections du générateur
- Les synchroniseurs
- Les convertisseurs de mesure.
- Transformateurs auxiliaires 400/230V

L'armoire repose principalement - en termes mécaniques - sur un bâti sans parois ni plafond. Ce bâti intègre un cadre de connexion autoporteur, composé d'éléments préfabriqués, sur lequel sont montés les appareils électriques. Tout câblage est installé au niveau arrière de l'armoire et son accès est possible à tout moment au côté. L'armoire de contrôle est alimentée par l'armoire de distribution 230VAC avec une tension de 230VAC et par l'armoire auxiliaire avec une tension 24V.

Le système de contrôle-commande se compose des tableaux et armoires suivantes :

- 1) Le tableau distribution 400 V avec son armoire.
- 2) L'armoire distribution 230 V et démarrage.
- 3) L'armoire variateur de fréquence.
- 4) Le tableau auxiliaire avec son armoire.
- 5) Le tableau de commande avec son armoire.
- 6) L'armoire des batteries 24 V [18]



Figure IV.6 : Le tableau distribution 400 V.



Figure IV.7: L'armoire distribution 230 V



Figure IV.8. L'armoire variateur defréquence. [19] Figure IV.9. Le tableau auxiliaire. [19]



Figure IV.10 tableau de commande.[19]

Figure IV.11 L'armoire des batteries24 V. [19]

Système de commande de la turbine à gaz GE 10/2 :

Les fonctions principales du système de commande de la turbine Mark VI sont les suivantes :

- ✓ La commande de la vitesse pendant le démarrage et l'arrêt de la turbine.
- ✓ La commande de la charge de la turbine pendant le fonctionnement normal.
- ✓ La surveillance et la protection contre d'éventuelles survitesses, réchauffements,
- ✓ Vibrations ou pertes de flamme.
- ✓ La figure suivante montre un système de commande Mark VI typique pour une turbine avec les entrées importantes et les sorties de commande. [21]

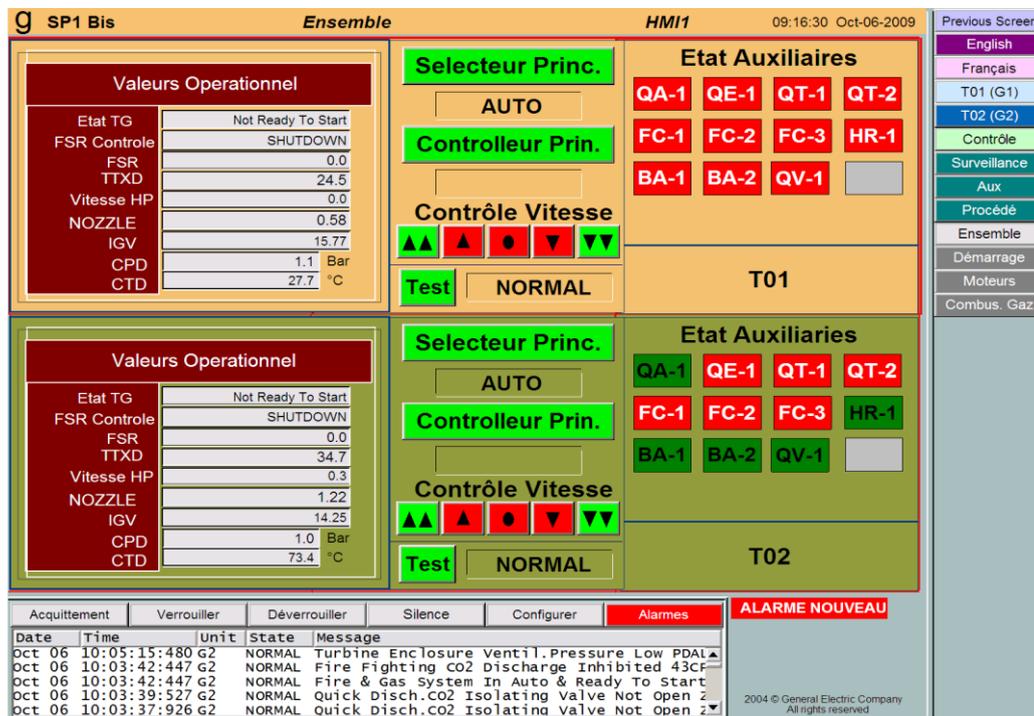


Figure IV.12.Système de commande typique de la turbine [21]

Tableau : IV.6 Sous-système 3 : Système contrôle commande

Sous-système 3 : Système contrôle commande										
Composant	Fonction	DEFFAILLANCE				FREQUENCE	GRAVITE	DETECTION	CRITICITE	ACTION
		MODE	CAUSE	EFFET	DETECTION					
Compteur d'énergie	Prendre les informations de TC et TT pour calculer la puissance produite	Blocage	Mauvaise étalonnage	Mauvaise Calcule	Visuel	1	1	2	2	Etalonnage compteur d'énergie
Climatiseur SDC	Assurer le refroidissement de SDC et leur composants	Pert de performance	-Fatigue - Poussière	Pas de fonctionnement	-Écoute -Visuel	2	1	2	4	Réparation climatiseur

Ligne téléphonique	Assurer la communication entre SDC, la salle de commande et les agents de maintenance	Coupeur	Travaux externes	Pas de communication	Ecoute	1	1	2	2	Contrôle de la ligne téléphonique TG
Relais de présentation de tension	Protection contre la chute de tension	- Défectueux -Court -circuit	- Chute de tension – Fatigue	-Mauvais protection –Pas de fonctionnement	Test	3	3	3	27	Changement de relais

Armoire électrique	Regroupée et assemblée les tableaux des distributions, les auxiliaires de commandes, les armoires de variateurs de fréquence et des batteries	- Coincement - Desserrage	- Poussières - Mauvais Desserrage	-Mauvais fonctionnement	- visuel - Par CND	2	3	3	18	Nettoyage et soufflage l'armoire électrique
Détecteur d'incendie	-Décélérer les incendies le plus tôt possible	- Pas de connexion avec système automate	- Mauvaise étalonnage	- Mauvais détectio	-Visuel - Système Protection incendie	2	3	1	6	Nettoyage et changement de détecteur
Capteur IGV	Donner la position des IGV au système automate	Blocage	Poussier Haut température	-Mauvais Affichage Pas de démarrage	Test	3	2	3	18	Contrôle et réglage du capteur de position IGV

IV. 9. 4. Sous-système (4): Circuits defonctionnement

Tableau : IV. 7. Sous-système 4 : Circuits defonctionnement

Sous-système 4 : Circuits defonctionnement										
Composant	Fonction	DEFFAILLANCE				FREQUENCE	GRAVITE	DETECTION	CRITICITE	ACTION
		MODE	CAUSE	EFFET	DETECTION					
L’huile	Lubrification Refroidissement	- Dégradation de leurs propriétés - Pert d’huile	- La haute température – Fuites	Usure	-Faire l’analyse -visuel	4	3	2	24	Vidange et changement de l’huile
Filtre d’huile	-Filtre l’huile des impuretés	- Colmatage	- Les impuretés	-L’arrêt de graissage Déclanchement de la turbine	Visuel	2	4	2	16	Nettoyage et changement

Filtre électrostatique	Extraction de vapeurs d'huile et sépare par ionisation les particules d'huile	- Colmatage - Connexion desserrée	- Les impuretés - Coupeur de corroi - mauvais lave bloc de filaments et bloc de tôles capacitive	- Mauvais Retour d'huile vers le tank	Visuel	3	2	2	12	- Contrôle le fonctionnement des deux filtres électrostatiques - Nettoyer les deux filtres électrostatiques
Filtre de gasoil	- Filtre l'huile des impuretés - Protection pour les injecteurs	- Colmatage	- Les impuretés	- Mauvais protection pour les injecteurs - Déclanchement de la turbine	Visuel	2	4	2	16	- changement de filtre gasoil

Pompe d'huile	Distribuée l'huile dans les organes et	- Perte de fonction	- Vibration - Manque de lubrification	- Influence critique sur le linge gasoil - Déclanchement de la turbine	Visuel	3	4	2	24	Réparation
Pompes gasoil	Alimentation en gasoil la turbine	- Fuit - Cassure de roulement	- Mauvaise étalonnage	- Mauvais détectio	Visuel	1	4	2	8	Réparation
Pompe de drainage	Vider des huiles et des eaux du réservoir de drainage	- Piquer des membranes -fuit	État de surface des membranes	- Mauvais vidange	Visuel	2	2	2	8	- Serrage et fixation des tuyaux - Réparation de fissures

IV. 9. 5. Sous-système (5): Circuits defonctionnement

Tableau : IV.8. Le package turbine. [18]

Composants principaux :	Circuits principaux :
Le compresseur, La chambre de combustion La turbine à gaz, Le réducteur, La pompe sentrfige	Système lubrification, Circuit gaz, Circuitdiesel, Air comprimé

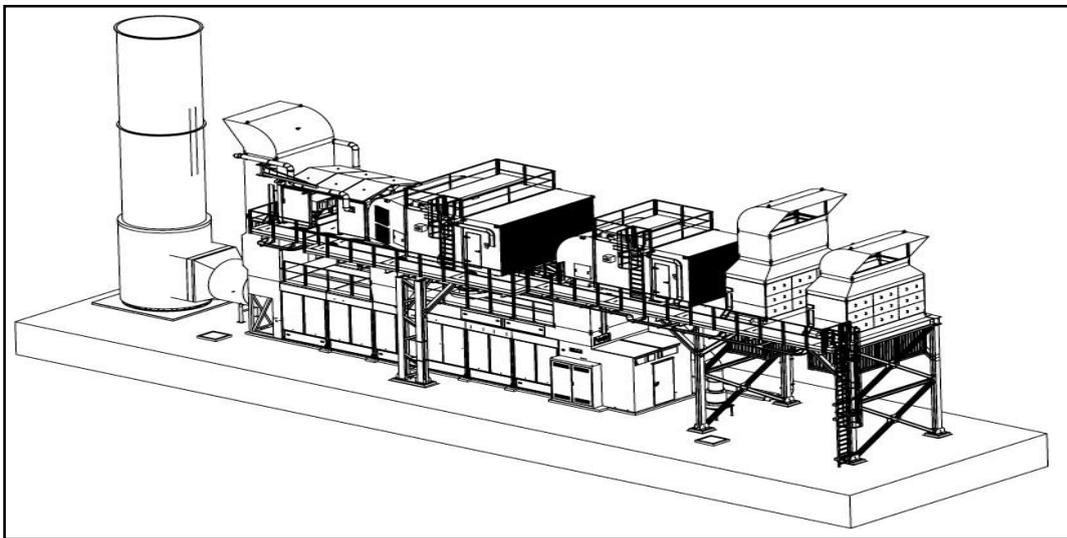


Figure IV.13.Schéma de package turbine. [18]

Tableau : IV. 9. Sous-système (5) Les actionneurs et Package de turbine

Sous-système 5 : Les actionneurs et Package de turbine										
Composant	Fonction	DEFFAILLANCE				FREQUENCE	GRAVITE	DETECTION	CRITICITE	ACTION
		MODE	CAUSE	EFFET	DETECTION					
Package	-Protéger les équipements de l'ensemble conter les phénomènes naturels. - Réduire les bruites de la turbine	Cassure les portes de package	Phénomènes naturelles (les vents de sables)	Influence moyenne sur les exploitants	Visuel	3	2	2	12	Nettoyage et réparation du package
Boulons	Assurer la fixation (ventilateurs et radiateur)	Desserrage Cassure	- Chocs - Fatigue	Vibration	Bruit	2	2	3	12	Serrage boulonnière conception

Batteries 24Vcc de système de sécurité	- - Alimentation en courant continué	- Perte de performance	- Fatigue	- Arrêt des systèmes de sécurité et d'incendie	Test	2	3	3	18	Contrôle des batteries - Serrage des câbles
Ventilations d'extraction d'air caisson	Refroidissement de caisson (Package)	Casseur des roulements des moteurs Casseur des aubes de ventilateur	Haut température Echauffement	Déclenchement de la turbine	Visuel	2	4	2	16	-Réglage des ventilations
Radiateur d'huile	Refroidissement de l'huile de lubrification	- Fuit - Corrosion	-Fientes d'oiseaux - Mauvais soudeur	-Mauvais refroidissement d'huile - Déclenchement de la turbine	Visuel	3	4	2	24	- contrôle des vannes de basculement - Nettoyage des refroidisseurs d'huile

IV.10 : Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC :

Tableau IV.10 : Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC

Composant	Criticité	Hierarchisation	Recherche desactions préventives
Relais de présentation de tension	27	4 Criticité interdite (seuil de criticité)	<ul style="list-style-type: none"> • Remise en cause de la conception. • Seuil critique
L'huile	24		
Pompe d'huile	24		
Radiateur d'huile	24		
Flexible d'huile	18		
Armoire électrique	18		
Capteur IGV	18		
Batteries 24Vcc	18		
Aubes du stator	16	3 Criticité élevé	<p>-Maintenancepréventive.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Révision de la conception.
Paliers 2 et 3 et palier 1	16		
Paliers NDE, DE	16		
Filtre d'huile	16		
Filtre de gasoil	16		
Ventilations d'extraction d'air caisson	16		
Support des IGV	12		
Corps avant	12		
Corps d'admission	12		
Filtre électrostatique	12		

Package	12		
Boulons (ventilateurs et radiateur)	12		
Les compartiments des filtres	12		
Filtres	9		
La boîte à borne de l'alternateur	9		
Collecteur d'échappement	8	2 Moyennecritique	
Compartiment air comburant	8		
Pompes gasoil	8		<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance préventive, systématique. • Amélioration des performances. • Limites du seuil résiduel à ne pas dépasser.
Pompe de drainage	8		
Bougie d'allumage	6		
Cheminée	6		
L'accouplement côté réducteur	6		
Détecteur d'incendie	6	1 Peu critique (négligeable)	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance corrective. • Aucune modification de conception
Détecteur de flamme	4		
Grille de sortie d'air alternateur	4		
Climatiseur SDC	4		
Boulons	2		
Compteur	2		

d'énergie			
Ligne téléphonique	2		

IV.11 : Recommandations :

Après l'analyse des sous-systèmes et l'interprétation des résultats, on a proposé des solutions et recommandations, afin de réduire l'occurrence élevé, ce qui conduit à une criticité réduite.

Le tableau suivant présente les solutions proposées :

Tableau IV.9 : Plan de maintenance préventive proposé

PLAN DE MAINTENANCE PREVENTIVE TURBUN GE10/2							
Opérations exécutables en fonctionnement et en arrêt		Fréquence					Observations
Composant	Opérations	J	M	T	S	A	
L'huile	Vérifier la qualité de l'huile dans le système de lubrification		X				Les caractéristiques d'huile
	Purifier ou remplacer l'huile					X	Selon l'échelle de cahier de charge de turbine
	Contrôler le niveau d'huile dans le réservoir				X		L'indicateur de niveau d'huile
	Vérifier le fonctionnement de l'indicateur du niveau d'huile.				X		Visuelle

	Assurer de retour d'huile vers le tank	X					Visuelle
Les filtres électrostatiques	-Nettoyer les deux filtres électrostatiques		X				Visuelle
	- Contrôle le fonctionnement des deux filtres Electrostatiques			X			Visuelle
Palier NDE et DE	S'assurer que les paliers NDE et DE sont dûment lubrifiés.		X				Visuelle
	Vérifier que la quantité d'huile vidangée des paliers est bien suffisante,			X			Visuelle
	Vérifier la température des paliers	X					Thermomètre
	Contrôler les vibrations des paliers	X					Capteurs
Les boulonne	Vérification et Serrage boulonnaire		X				Visuelle
Ventilations d'extraction d'air caisson	Contrôle de fonctionnement		X				Visuelle
	Nettoyage de ventilation			X			Visuelle

IV.8 : Conclusion :

L'application des méthodes AMDEC à Turbine GE10/2, nous a permis d'apporter des explications et de proposition des solutions qui contribuent à améliorer le plan de maintenance et à identifier les éléments les plus ciblés par les pannes.

**CONCLUSION
GÉNÉRALE**

Conclusion générale

Dans un monde où une concurrence accrue existe entre les compagnies industrielles afin de satisfaire les demandes de leurs clients en termes de service, qualité du produit et performance, la maintenance garde une position primordiale dans la réussite des objectifs, tout en conservant une viabilité et une sûreté de fonctionnement, les machines tournantes représentent une classe dominante, dans les systèmes de production, et peuvent y occuper des positions stratégiques. Ce présent travail permet aussi de connaître les caractéristiques et la structure de la turbine à gaz, de bien comprendre son fonctionnement et son utilité dans le domaine pétrolier. Ainsi, le bon fonctionnement de la turbine dépend du programme de maintenance préventive dans le but est de maintenir les équipements en bon état de marche, détecter les problèmes existants, diagnostiquer la nature et la gravité des pannes mécaniques qui surviennent et rechercher les solutions adéquates à ces problèmes par utilisation des méthodes efficaces que nous avons abordées dans le cadre de notre formation en spécialiste la maintenance industrielle.

REFERENCE
BIBLIOGRAPHIQUE

Reference bibliographique

- [1] Abdelmadjid ATTAR et Zerrouk DJERROUME partenariat dans le secteur des hydrocarbures en Algérie : historique enjeux et expérience Algérie 2017
- [2] Gasperi, J. (2006). Introduction et transfert des hydrocarbures à différentes échelles spatiales dans le réseau d'assainissement parisien (Doctoral dissertation, Marne-la-vallée, ENPC).
- [3] Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2015 ISBN (PDF) : 978-2-550-72738-5
- [4] BEN SAOUCHE, S. Analyse des risques de la station de pompage SP3BIS par la méthode HAZOP.
- [5] BETTAYEB, M., ABDELBAKI, N., & BOUALI, E. 3^{ème} Conférence Internationale de Mécanique–Annaba–2017 Etude de la fiabilité des canalisations de transport d'hydrocarbures corrodées, estimation et analyse de sensibilité.
- [6] MADANI, A. La responsabilité civile du transporteur maritime d'hydrocarbures pour faits de pollution (Doctoral dissertation, Université de Tlemcen-Abou Bekr Belkaid).
- [7] Obeida, Zghidi, Nasrat, Laaroussi, Amamra (2021). Etude d'identification des systèmes de sécurité liée au stockage et expédition des hydrocarbures.
- [8] M. KARDACHE & A. LOUNIS, Stockage des hydrocarbures, 1^{ère} Partie, Département Mécanique Pétrolière et Transport des HC, Ecole d'Arzew, IAP, février 2015.
- [9] OHSAS 18001, Système de management de la santé et de la sécurité au travail-exigences -BSI, 2007, P2-4.
- [10] Pierre David Pierre, « Management des Risques Industriels », Année 2010 – 2011, Grenoble INP, génie industrielle, P13.
- [11] BIT, 1991 « Prévention des accidents industriels majeurs. Recueil de directives pratiques » Genève, P4.
- [12] Sécurité A. Desroches, A. Leroy, and F. Vallée, « La gestion des risques : principes et pratiques » 3^{ème} édition, Lavoisier, France, 2003.
- [13] ISO, « Management du risque : Vocabulaire, Principes directeurs pour l'utilisation dans les normes », Organisation internationale de normalisation, 2002.
-

Reference bibliographique

[14] Mandzila, E. E. W., & Zéghal, D. (2009). Management des risques de l'entreprise : Ne prenez pas le risque de ne pas le faire!. *La Revue des Sciences de Gestion*, (3), 5-14.

Connaissance des énergies [en ligne]. [Consulté le 26 janvier 2017]

[15] : Boukhrissi Meriem Thème (AMDEC Application a La STEP D Ain Elhoutz) Université Tlemcen 2015.

[16] Kerouaz, Ahmed, Abdelkarim Bouaziz, and Dhiyaeddine Encadreur Metahri. Etude et analyse des modes de défaillance d'un processus de production du céramique. Diss. Université de Jijel, 2020.

[17]S. BOUBERKA, S ZEROUROU. Analyse des arrêts critiques de la souffleuse SBO 10/5280 par la méthode AMDEC au sein de l'entreprise CEVITAL. Université d'Abderrahmane MIRA BEJAIA 2018.

[18]Abdi Mdil thème optimisation de la fonction maintenance par la methode amdec 2013

[19]Documentation de l'entreprise (Sb1 Bis SONATRACH).

[20] S. MENACER, S. MILOUDI, N. Oussama, OPTIMISATION DE LA CONSOMMATION D'énergie AU NIVEAU DE LA STATION de pompageSP1Bis DJAMAA Université Echahid Hamma Lakhdar-Eloued 2018

[21]Le transport du pétrole : oléoducs et navires pétrolière, points stratégique et enjeux.

Résumé

Le but de mon travail est d'étudier et de diagnostiquer l'état de fonctionnement de la TURBINE GE10/2 installée dans la station de pompage Sb1bis, cette étude est basée sur l'analyse de l'historique des pannes de la turbine au cours des dernières années. A l'aide de la méthode AMDEC, j'ai trouvé le bon type d'entretien pour augmenter la fiabilité et l'efficacité, et j'ai également suggéré d'améliorer le plan d'entretien préventif des turbines.

الملخص

الغرض من عملي هو دراسة وتشخيص حالة تشغيل TURBINE GE10 / 2 المثبتة في محطة الضخ Sb1bis، وتستند هذه الدراسة إلى تحليل تاريخ أعطال التوربينات خلال السنوات الأخيرة. باستخدام طريقة AMECA، وجدت النوع الصحيح من الصيانة لزيادة الموثوقية والكفاءة، واقترحت أيضاً تحسين خطة الصيانة الوقائية للتوربينات.

Abstract

The purpose of my work is to study and diagnose the operating condition of the TURBINE GE10/2 installed in the pumping station Sb1bis, this study is based on the analysis of the history of turbine failures during of recent years. Using the FMECA method, I found the right type of maintenance to increase reliability and efficiency, and suggested improving the preventive maintenance plan for the turbines.