



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique



جامعة وهران 2 محمد بن أحمد  
Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed  
معهد الصيانة والأمن الصناعي  
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

## Département de Sécurité Industrielle et Environnement

### MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

**Filière** : Sécurité industrielle

**Spécialité** : Sécurité industrielle et environnement

### Thème

## Gestion et analyse des risques d'une chaudière industrielle à tube d'eau

Présenté et soutenu publiquement par :

BELABED HAFSAA  
TERCHOUNE ISMAHANE

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
BOUHAMRI Noureddine	MAA	IMSI	Président
BOUHAFS Mohammed	MCB	IMSI	Encadreur
TAHRAOUI Mohamed	MAA	IMSI	Examineur

Juin 2016

# REMERCIEMENTS

*DIEU merci, de nous avoir donné la force et la patience afin de réaliser ce travail.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à nos attentifs Encadreurs **Mr M. BOUHAFS** pour leur conseil, disponibilité et leur suivi pendant toute la durée de notre stage et la préparation de ce mémoire.*

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à celui qui m'a fait l'honneur de présider le jury, et examiner notre travail **Mr N. BOUHAMRI et Mr M. TAHRAOUI**.*

*Un grand merci à l'ensemble des enseignants de l'I.M.S.I qui ont contribué à notre formation, nos camarades qui étaient à nos côtés, aux liens fraternels et amicaux qui ont germé dans nos esprits.*

*Aussi nous voudrions remercier tout le personnel de RA1/Z en particulier ceux du service technique et la zone 3 « utilité ».*

*Sans oublier nos remerciements à nos parents et à ceux qui nous ont aidés et encouragés de près ou de loin.*

*BELABED HAFSA  
TERCHOUNE ISMAHANE*

# DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail et ma profonde gratitude à*

*Ma mère et Mon père*

*Pour l'éducation qu'ils m'ont prodigué;*

*Avec tous les moyens et au prix de toutes les sacrifices qu'ils ont consentis*

*à mon égard,*

*Pour le sense du devoir qu'ils m'ont enseigné depuis mon enfance.*

*A mes frères et sœurs et A Toute ma famille,*

*Ainsi qu'à mes amis.*

*Et à toutes les personnes qui ont contribué de loin ou de près à*

*L'élaboration de ce modeste travail.*

TERCHOUNE ISMAHANE

# DEDICACES

*Avec l'aide de Dieu tout puissant*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A Ceux qui m'ont donnée la lumière de la vie*

*Ceux qui m'ont donnée l'amour ; la tendresse, l'oxygène de*

*L'air.*

*C'est vous, « Mes parents ».*

*A Mes sœurs ainsi qu'à mes frères pour leur complicité et leur présence*

*malgré la distance qui nous sépare.*

*A Mon neveu ABD EL WAHID, Ma plus grande source de bonheur,*

*j'espère que la vie lui réserve le meilleur.*

*A Toute ma famille et ainsi qu'à mes amis.*

*Et a toutes les personnes qui ont contribué de loin ou de près à*

*L'élaboration de ce modeste travail.*

BELABED HAFSAA



### Résumé

De nos jours les industries de raffinage et pétrochimique entraînent un facteur non négligeable plutôt prépondérant dans le cadre des accidents liés à exploitation des chaudières, notre recherche aborde cette problématique par une action sur les éléments critique de la chaudière 31H2 de RA1Z. Afin de réduire les risques induits par l'exploitation de ces éléments, nous avons opté pour une approche innovante qui permet de définir et de modifier les plans d'inspection en fonction du risque potentiel. Cette approche qu'on nomme inspection basé sur la criticité (RBI) considère le risque comme un critère central dans le processus de décision de plan d'inspection. L'objectif de cette approche est l'amélioration la gestion de la sécurité et d'autres risques d'échec de l'installation, d'identification en temps opportun et de la réparation ou le remplacement du matériel détériorés. Ce travail vise à proposer une méthodologie pour la maintenance et la planification des inspections pour tous les éléments constituant de chaudière, ce qui représente à la fois les aspects techniques et de gestion. Suivant les résultats satisfaisants que nous avons obtenus sur la chaudière, on peut dire que l'application de l'approche RBI sera un enjeu de réussite et une meilleure solution pour réduire le niveau de risque dans les industries algérienne.

**Mots clés : Chaudière, Gestion des risques, Plan d'inspection, la criticité, inspection basé sur la criticité (RBI).**

## SOMMAIRE

Introduction générale .....	1
Problématique .....	3
<b>Chapitre I : GENERALITES SUR LES CHAUDIERES</b>	
I.1 PRESENTATION DE LA RAFFINERIE Description .....	4
I.1-1 Préambule.....	4
I.1-2 Historique du complexe .....	4
I.1-3 Situation géographique du complexe.....	4
I.1-4 Capacité de production .....	5
I.1-5 Mission du complex RA1/Z.....	6
I.1-6 Generalité sur le raffinage du petrole .....	6
I.1-7 Description des différentes zones .....	6
I.1-8 synoptique du process de raffinage du pétrole de RA1/Z .....	10
I.1-9 Description de la zone 03 (Utilité) .....	11
I.2 GENERALITES SUR LES CHAUDIERES .....	12
I.2-1 Préambule .....	12
I.2-2 Historique.....	12
I.2-3 Définition calorifique de la chaudière .....	12
I.2-4 Rôle des chaudières dans le complexe .....	13
I.2-5 Classification des chaudières .....	13
I.2-6 Classification des chaudières à tube d'eau .....	18
I.2-7 Description des chaudières à tube d'eau .....	18
I.2-8 Principe de fonctionnement de la chaudière .....	24
I.2-9 Procédure de l'arrêt et de démarrage de la chaudière .....	26
I.2-10 Les risques liés à l'exploitation de la chaudière.....	28
I.2.10-1 Risque incendie et explosion.....	28
I.2.10-2 Risque pression .....	28
I.2.10-3 Risque chimique.....	29
I.2.10-4 Risque électrique.....	29
I.2.10-5 Risque corrosion .....	30
I.2.10-6 Risque de nuisance sonore .....	30
I.2.10-7 Risque pollution .....	30
CONCLUSION .....	32
<b>Chapitre II : LA GESTION DES RISQUES ET LE PLAN D'INSPECTION</b>	
INTRODUCTION.....	33
II.1 GESTION DES RISQUES .....	33
II.1-1 Préambule .....	33
II.1-2 Définition des notions (risque ; gestion du risque).....	33
II.1-3 Typologie des risques .....	34
II.1-4 Avantages de la gestion du risque.....	35
II.1-5 Le processus de la gestion du risque.....	35
II.1.5-1 Identification des risques.....	36

## SOMMAIRE

---

II.1.5-2 Evaluation des risques .....	36
II.1.5-3 Maîtrise des risques .....	36
II.1.5-4 Contrôle de gestion des risques .....	36
II.1-6 Les méthodes de gestion des risques .....	37
II.1-7 Gestion des risques par inspection .....	37
II.2 PLAN D'INSPECTION.....	37
II.2-1 Préambule .....	37
II.2-2 Définition des notions (inspection ; plan d'inspection).....	38
II.2-3 Démarche d'un plan d'inspection.....	38
II.2-4 Contenu d'un plan d'inspection.....	39
II.2.5 Différents types d'inspection .....	39
II.2.6 Procédures d'élaboration des plans d'inspection .....	40
II.2.6-1 Détermination de mode de dégradation .....	40
II.2.6-2 Détermination de la criticité .....	41
II.2.6.2-1 Préambule .....	41
II.2.6.2-2 l'Histoire de la méthode RBI.....	42
II.2.6.2-3 Le principe et la démarche de RBI .....	43
II.2.6-3 Révision d'un plan d'inspection.....	52
CONCLUSION.....	55

### **Chapitre III : BASE REGLEMENTAIRE ET RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE**

III.1 BASE REGLEMENTAIRE .....	56
III.1.1 Réglementation algérienne .....	56
III.1.2 Réglementation internationale .....	61
III.1.3 Normes internationale.....	65
III.2 RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE .....	67

### **Chapitre IV : MESURES DE SECURITE**

IV.1 Préambule .....	70
IV.2 Conseils préventives .....	70
IV.3 Détecteurs et moyens d'intervention .....	70
IV.3-1 Détecteur de flamme .....	70
IV.3-2 Les vannes de sécurité.....	71
IV.3-3 Les extincteurs.....	71
IV.3-4 Alarmes sonores et visibles.....	71
IV.4 Autres organes de sécurité de la chaudière.....	72
IV.5 Autres paramètres de sécurité .....	72

### **Chapitre V : LA METHODOLOGIE**

V.1 Préambule .....	75
V.2 Les éléments critiques de la chaudière 31H2 (MHI).....	75
V.2-1 PID de la chaudière.....	75
V.2-2 Les éléments critiques .....	77

## SOMMAIRE

---

V.3 Inspection réglementaire et inspection périodique .....	79
V.3-1 Inspection réglementaire.....	79
V.3-2 Inspection périodique .....	81
V.4 Application de la méthode RBI sur la chaudière 31H2 (MHI).....	82
CONCLUSION .....	91
Conclusion générale .....	92
Bibliographie.	
Annexe 1.	
Annexe 2.	
Annexe 3.	
Annexe 4.	

Liste des Tableaux, Liste des Figures et  
Glossaire

## Liste des Tableaux

---

### Liste des Tableaux

#### Chapitre I

<b>Tableau I.1</b> : Capacités annuelles de production .....	5
<b>Tableau I.2</b> : Description des différentes zones du complexe RA1/Z.....	7-8
<b>Tableau I.3</b> : Comparaison entre les deux types de chaudière .....	17
<b>Tableau I.4</b> : Risques spécifique de Morpholine, sulfite et de Phosphate.....	29
<b>Tableau I.5</b> : Exemple de rapport des mesures de bruit du site RA1/Z.....	30

#### Chapitre III

<b>Tableau III.1</b> : Normes européenne et Américaine, de construction et d'exploitation des chaudières et installations sous pression .....	65/66
<b>Tableau III.2</b> : La conformité du complexe RA1/Z aux prescriptions réglementaires ..	66/67

#### Chapitre IV

<b>Tableau IV.1</b> : Paramètre de déclenchement des vannes de sécurité .....	71
---	----

#### Chapitre V

<b>Tableau V.1</b> : Numérotation des équipements de la chaudière selon la figure (V.2).....	77
<b>Tableau V.2</b> : Liste des inspections dans le ballon à vapeur .....	80
<b>Tableau V.3</b> : Liste des inspections dans la chambre de combustion et parois de ZRC ..	80
<b>Tableau V.4</b> : Liste des inspections dans le surchauffeur et l'économiseur.....	82
<b>Tableau V.5</b> : Liste des inspections dans le collecteur .....	82
<b>Tableau V.6</b> : Liste des inspections dans le désurchauffeur.....	82
<b>Tableau V.7</b> : présentation les caractéristiques des éléments de la chaudière 31H2.....	83
<b>Tableau V.8</b> : présentation de criticité de chaque équipement de la chaudière.....	84
<b>Tableau V.9</b> : valeurs initiales de facteur de confiance $K_0$ .....	85
<b>Tableau V.10</b> : présentation la valeur de K pour chaque équipement.....	87
<b>Tableau V.11</b> : l'intervalle de la prochaine inspection de chaque équipement .....	90/91

#### Annexe 1

**Tableau 1.1** : Représente les accidents des chaudières dans le monde.

#### Annexe 2

**Tableau 2.1** : Evaluation de la probabilité d'occurrence.

## Liste des Tableaux

---

**Tableau 2.2** : Critères de détermination des niveaux de gravité

**Tableau 2.3** : La matrice de criticité d'INERIS.

## Liste des Figures

### Chapitre I

<b>Figure I.1</b> : situation géographique de la raffinerie d'Arzew .....	4
<b>Figure I.2</b> : présentation des capacités annuelles de production .....	5
<b>Figure I.3</b> : plan de masse de la raffinerie d'Arzew .....	9
<b>Figure I.4</b> : présentation synoptique du process de raffinage du pétrole de RA1/Z .....	10
<b>Figure I.5</b> : Principe de la circulation forcée .....	15
<b>Figure I.6</b> : Chaudière à tubes de fumées typique .....	16
<b>Figure I.7</b> : Chaudière à tubes d'eau typique .....	17
<b>Figure I.8</b> : Différents types de générateurs de vapeur à tubes d'eau.....	18
<b>Figure I.9</b> : Vue d'une chaudière .....	19
<b>Figure I.10</b> : Bâche alimentaire et le dégazeur de la chaudière.....	20
<b>Figure I.11</b> : Brûleurs dans la chambre de combustion .....	21
<b>Figure I.12</b> : Economiseurs de la chaudière.....	21
<b>Figure I.13</b> : Ballon supérieur.....	22
<b>Figure I.14</b> : présentation du Surchauffeur et désurchauffeur.....	22
<b>Figure I.15</b> : Pompe centrifuge alimentaire de la chaudière.....	23
<b>Figure I.16</b> : Schéma représentatif l'installation globale de la chaudière .....	25
<b>Figure I.17</b> : corrosion et entartage des tubes des chaudières.....	30
<b>Figure I.18</b> : Organigramme résumant les rejets de la chaudière .....	31

### Chapitre II

<b>Figure II.1</b> : Le processus de gestion du risque.....	35
<b>Figure II.2</b> : Logigramme illustrant le principe de la méthode RBI.....	44
<b>Figure II.3</b> : Exemple de représentation de la criticité pour des échelles à 5 niveaux .....	49
<b>Figure II.4</b> : Exemple de représentation le niveau de risque.....	50

### Chapitre IV

<b>Figure V.1</b> : Diagramme schématique d'implantation des dispositifs de sécurité.....	74
---	----

### Chapitre V

<b>Figure V.1</b> : Présentation le PID de la chaudière 31H2 de RA1/Z.....	76
<b>Figure V.2</b> : Présentation les équipements critiques de la chaudière 31H2.....	78
<b>Figure V.3</b> : représentation le mode de détermination « I » Intervalle d'inspection .....	88
<b>Figure V.4</b> : représentation premier cas pour détermination « I ».....	88
<b>Figure V.5</b> : représentation deuxième cas de « I ».....	89
<b>Figure V.6</b> : représentation troisième cas de « I » .....	89



### **Annexe 1**

**Figure 1.1** : Explosion de complexe ENIP (méthanol)

**Figure 1.2** : Complexe GL1K (unité 20, 30,40) avant l'accident

**Figure 1.3** : Complexe GL1K (unité 20, 30,40) durant l'accident

**Figure 1.4**: Complexe GL1K (unité 20, 30,40) après l'accident

### **Annexe 2**

**Figure 2.1** : Représentation des niveaux de risques et actions à mener.

## Glossaire

### A

<b>AE :</b>	Autorisation d'Exploitation
<b>API :</b>	American Petroleum Institute
<b>AFNOR :</b>	Association Française de Normalisation
<b>ALARP:</b>	As Low As Reasonably Practicable
<b>ASIT:</b>	Association Suisse d'Inspection Technique

### B

<b>BLEVE:</b>	Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
<b>BMS:</b>	Burner Management System
<b>BRI :</b>	Brut Réduit Importé
<b>BTS :</b>	Basse teneur en soufre

### C

<b>CMMIC :</b>	Comité mixte municipalités, industries, citoyens
<b>COCL :</b>	Conditions opératoires critiques limites
<b>CRAIM :</b>	Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs

### D

<b>DAO :</b>	Oil Desasphalté
<b>DCS :</b>	Distributed Control System - Système de Contrôle Distribué
<b>DM-T/P :</b>	Décision Ministérielle Technique Pression
<b>DNV :</b>	Det Norske Veritas
<b>DF :</b>	Facteur de Dommage

### E

<b>EDD:</b>	Etude Des Dangers
<b>EEMUA:</b>	Engineering Equipment and Materials Users Association
<b>EIE:</b>	Etude d'Impact sur l'Environnement
<b>ESP :</b>	Equipements Sous Pression

### F

<b>FDF :</b>	Flow Differential Fan.
<b>FMS :</b>	Facteur du système de management de l'intégrité mécanique

### G

<b>GESIP :</b>	Groupe d'Etude De Sécurité Des Industries Pétrolières Et Chimiques
----------------	--

**GNL** : Gaz Naturel Liquéfier.  
**gff** : Facteur générique de fréquence de défaillance

## H

**HSRN**: Heavy Straight Run Naphtha (Naphtha lourd)  
**HTS** : Haute teneur en soufre

## I

**IBC**: Inspection Base sur la Criticité  
**INERIS** : Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques  
**IRIS**: International Research Institute of Stavanger  
**ISDR**: International Strategy for Disaster Reduction

## J

**JGC**: Japan Gazoline Corporation

## L

**LPG**: Gaz de Pétrole Liquéfié  
**LSRN**: Light Straight-Run Naphtha

## M

**MBR** : Maintenance Basé sur le Risque  
**MEDDTL**: Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable, du Transport et du Logement.  
**MHI**: Mitsubishi Heavy Industrie.  
**MSF**: Multi Stage Flash  
**MVO**: Mi-Visqueuses Oil

## P

**PCF** : Plans de Circulation de Fluides  
**PH** : Potentiel d'Hydrogène  
**PID**: Piping and Instrumentation Diagram.  
**POI** : Plan d'Opération Interne  
**PPI** : Plan Particulier d'Intervention

## R

**RA1/Z** : La Raffinerie d'Arzew  
**RBI**: Risk Based Inspection.  
**REX**: Retour d'Expérience

**RIMAP:** Risk Based Maintenance Procedures for European Industry

## S

**SGS :** Système de Gestion de la Sécurité

**SIR:** Service Inspection Reconnu

**SPO :** Spindle Oil

**SSSH :** Société Suisse de Stérilisation Hospitalière

## U

**UFIP :** Union Française des Industries Pétrolières

**UIC :** Union des Industries Chimiques

**URL :** Uniform Resource Locato

## V

**VO :** Visqueuse Oil

## Z

**ZRC :** Zone de Récupération de Chaleur

## Nomenclature

- **Cindyniques :**

Science qui étudie les risques. Ce terme employé depuis les années 1980 désigne une approche du risque qui se veut transdisciplinaire et systémique.

- **Det Norske Veritas (DNV) :**

Est une fondation indépendante et autonome, établie en 1864, dont l'objectif est de protéger la vie, les biens et l'environnement. L'organisation compte 300 bureaux dans 100 pays et un total de 6 000 employés.

# Introduction Générale

## Introduction Générale

Compte tenu des accidents graves et catastrophiques que le monde d'aujourd'hui, d'hier et dans un passé récent, toutes les entreprises industrielles et les systèmes économico-industriels deviennent de plus en plus préoccupés par ces risques aux conséquences gravissimes mettant en péril à la fois le patrimoine industriel, la population ainsi que l'environnement. A cet égard, des efforts considérables sont consentis et investis pour gérer et prévenir de telles catastrophes, comme ce fut les cas des divers accidents enregistrés de par et à travers le monde ; autrement dit de nouvelles disciplines, des moyens et des méthodes comme outils de gestion des risques et le plan d'inspection sont apparus et qu'on trouve sous des appellations : science des cindyniques, management des risques, évaluation etc...

Toute entreprise qu'elle soit de services ou de biens et particulièrement les entreprises industrielles à haut risque rencontrent des difficultés pour assurer une sécurité appropriée qui répond à des besoins nouveaux : celui de maîtriser techniquement et économiquement des systèmes productifs, contribuant ainsi à la pérennité. Or, comme les pannes et les incidents des systèmes de production représentent des désagréments et des pertes tant en argent qu'en qualité, alors, l'impérieuse équation de sûreté et de sécurité se pose d'elle-même.

Dans l'industrie pétrochimique, on parle de plus en plus de la gestion des risques. Cette discipline qui a prospéré au cours des dix dernières années serait désormais utile voire indispensable, à tous les secteurs de l'industrie et même d'autres activités.

La gestion des risques n'est pas un but en soi, mais un moyen ou un ensemble de moyens : des démarches, des méthodes, des outils et un vocabulaire, qui doivent être explicites et mis à la disposition de l'ensemble des travailleurs, sans exception, afin d'identifier les risques et les réduire au minimum, en partant du principe que toute activité entraîne des risques, principalement, en exploitation et lors des travaux de modifications.

Il est cependant, devenu impératif de réaliser un plan d'inspection afin de s'aligner à la loi, de mieux gérer et contrôler des situations de risque et d'assurer un maximum de sécurité du personnel et des installations. Un programme efficace d'inspection et de gestion du risque permet de comprendre les risques auxquels sont exposés les travailleurs et à s'y préparer avant qu'un danger ne survienne.

Les opérations de surveillance définies dans un plan d'inspection peuvent évoluer vers plus ou moins de sévérité en fonction de la criticité de l'équipement. Elles peuvent également évoluer en retenant l'application de nouvelles méthodes d'inspection, ou d'essais non destructifs. La méthodologie proposée permet d'évaluer le niveau de criticité des équipements et de définir les actions de surveillance appropriées à mettre en œuvre, à porter dans les plans d'inspection, c'est la méthode RBI (inspection basée sur la criticité).

Parmi les accidents les plus redoutés, les explosions et les incendies, ils ont des conséquences graves sur la vie des travailleurs et influent négativement sur l'exploitation des installations ainsi que la production et l'environnement. La prévention et la protection des chaudières sont parmi les premières préoccupations de la complexe

raffinerie d'Arzew RA1/Z, de part le rôle important que joue la vapeur dans le processus de raffinage du pétrole.

Cette nouvelle préoccupation en matière de gestion des risques a été accélérée par les grandes catastrophes industrielles récentes, allant de l'explosion du complexe GNL à l'accident de la raffinerie de Skikda en 19 janvier 2004 (voir annexe 1 retour d'expérience). Autant d'exemples d'accidents qui mettent en évidence l'importance d'analyser les causes techniques, humaines et organisationnelles de tels accidents, leurs effets sur le milieu professionnel concerné ou sur le public et le caractère adapté à la réglementation.

Dans la présente étude nous procédons au plan d'inspection reliée à la chaudière de type Mitsubishi. Cette démarche nécessite la connaissance des conditions de travail normales, des limites des moyens de préventions et de protection de la chaudière ainsi que des organes les plus sensibles et sources de multiples défaillances.

Mis à part l'introduction, nous avons réparti notre travail sur Cinq chapitres. Les trois premiers constituent la partie théorique:

- Le premier chapitre comporte une description générale du complexe et généralité sur les chaudières ainsi qu'une description détaillée de la chaudière Mitsubishi,
- Le deuxième chapitre, les notions des risques ont été abordées. Ainsi quelques concepts et définitions fondamentaux liés à la gestion des risques industriels suivis par la démarche de gestions des risques et le plan d'inspection ont été entamés. Ensuite, la méthode d'inspection RBI a été expliquée d'une manière plus détaillée et approfondie.
- Le troisième chapitre, sera focalisé sur la base réglementaire et recherche bibliographique au niveau national et international.

La partie pratique est composée de deux chapitres :

- Dans Le quatrième chapitre, nous recenserons Les mesures de sécurité qui permettent de prévenir, de maîtriser et d'atténuer des dangers pouvant se produire au niveau de la chaudière et les moyens d'interventions de lutte anti incendie, les détecteurs de fumée et de gaz disponibles.
- Le cinquième chapitre, nous présentons les résultats de la partie pratique de la méthode RBI (Risk Based Inspection). Dans cette partie, les étapes de la méthode d'inspection RBI ont été appliquée sur la chaudière en mettant l'importance accrue du volet de la sécurité et de la sureté tant sur les performances, et la fiabilité et la qualité que sur le plan d'inspection de la sécurité de l'ensemble de l'unité y compris le personnel d'exploitation.

Enfin, le présent mémoire sera clôturé par une conclusion générale, résumant le travail accompli et les perspectives envisagées.

Problématique



## Problématique

Actuellement, le monde industriel est devenu plus sensible à la maîtrise des accidents majeurs qui peuvent produire des conséquences graves et même des dégâts matériels, humaine et environnementales.

En effet, le zéro défaut ou le risque zéro n'existe pas pour les activités industrielles à cause de l'occurrence de défaillances.

La réglementation impose aux industriels de prendre toutes les mesures nécessaires pour se prémunir des accidents et de ses effets. Il convient donc de pouvoir montrer dans la gestion des risques et le plan d'inspection, l'efficacité des mesures prises.

La chaudière est l'un des composants clés d'une installation thermique. Sa fonction principale est de produire de la vapeur. Pendant l'opération, plusieurs problèmes peuvent être rencontrés et mener à limiter l'opération normale de l'installation, produisant des troubles sérieux dans le programme de la production.

Au cours de ces dernières années les dommages sur des chaudières industrielles, par explosion ou par incendie sont nombreux. Devant la gravité de cette situation, il importe de mettre en œuvre une étude préalable par la gestion des risques et plan d'inspection, que nécessite la protection efficace des chaudières. Donc le problème qui se pose :

- Est-ce que ces chaudières sont toujours fiables après des longues années d'exploitation.
- Est-ce qu'il existe des méthodes d'inspection pour gérer les différents problèmes qui apparaissent dans ces chaudières comme la corrosion des tubes de circulation, fuite dans la chaîne d'alimentation du gaz naturel.
- Le complexe RA1/Z est-t-il doté d'une gestion des risques (analyse et évaluation) liée à l'utilisation de ces chaudières ?
- A-t-il mis en place un plan de sécurité adéquat au cas d'un éventuel sinistre enregistré pour la sécurité des atterants (complexes et population) ?
- Comment réduire les risques industriels à partir d'une meilleure planification d'une méthode d'inspection afin de garantir la sécurité industrielle dans les systèmes de production de vapeur.

# CHAPITRE I

## Généralité sur les Chaudières

## I.1 Présentation de la raffinerie d'Arzew :

### I.1.1 Préambule :

Le pétrole est un mélange de différents produits hydrocarbonés pour être utilisable dans les différentes branches dans l'industrie, doit subir une série de traitement divers, la première opération est le raffinage du pétrole. Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale. Il existe en Algérie 5 centres du raffinage du pétrole brut : raffinerie d'Arzew, raffinerie d'Alger, raffinerie de Skikda et raffinerie de Hassi Masoude et de Tiaret. La raffinerie d'Arzew par sa diversité de production elle est classée au premier rang des complexes édifiés sur le territoire national [1].

### I.1.2 Historique du complexe RA1/Z :

La raffinerie d'Arzew a été réalisée dans le cadre du premier plan quinquennal entre 1970 et 1973. Troisième raffinerie du pays après celles d'Alger et de Hassi Messaoud.

Elle a été conçue pour traiter :

- Le pétrole brut de Hassi Messaoud.
- Le brut réduit importé pour la production des bitumes, et cela pour satisfaire des besoins de consommation en carburants, lubrifiants et bitumes du marché national et exporter les produits excédentaires (naphta, kérosène, gasoil).

La construction du complexe a été confiée à la société japonaise Japan Gazoline Corporation JGC. C'est l'entreprise NAFTEC, issue de la restructuration de la Sonatrach qui gère la raffinerie d'Arzew. La pose de la première pierre a eu lieu le 19 juin 1970, le démarrage des unités a été lancé à partir du mois de juillet 1972 pour les utilités et en mars 1973 pour l'ensemble dans autres unités.

### I.1.3 Situation géographique :

La raffinerie d'Arzew est située dans la zone industrielle sur le plateau d'El Mahgoune à deux kilomètres de la ville d'Arzew et environs 40 kilomètres de la ville d'Oran. Elle occupe 170 hectares, le long d'une baie méditerranéenne naturellement abritée facilitant ainsi les exportations de produits industriels.



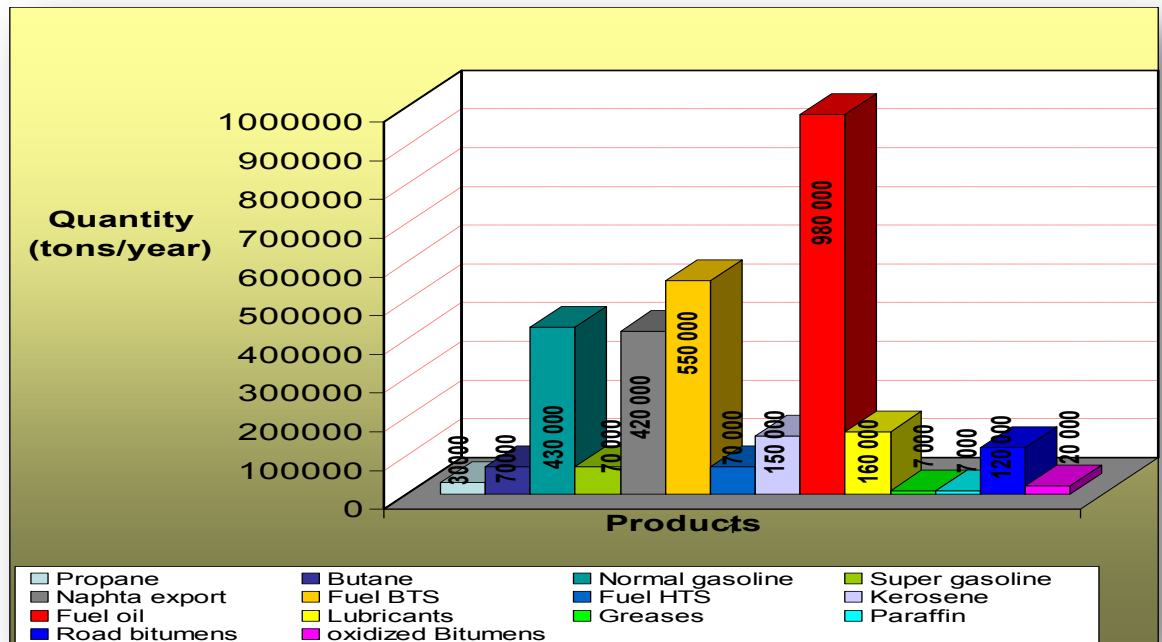
Figure I.1 : situation géographique de la raffinerie d'Arzew.

**I.1.4 Capacité de production :**

La raffinerie d'Arzew a été conçue pour traiter 2,5 millions de tonnes par an de pétrole brut, et 300000 de tonnes par an de BRI pour assurer la production des bitumes. Les capacités annuelles de production en (T/an) des différentes unités selon le bilan annuel de département commercial sont résumées dans le tableau suivant :

Produit	Capacité (T/an)
Propane	15000
Butane	70000
Essence Normale	490000
Essence Super	70000
Kerosene	120000
Naphta	160000
Gas-Oil	980000
Lubrifiants	160000
Fuels HTS	70000
Fuel BTS	550000
Graisses	7000
Paraffines	4000
Bitume Routier	120000
Bitume Oxydé	20000

**Tableau I.1 :** Capacités annuelles de production.



**Figure I.2 :** présentation des capacités annuelles de production.

### **I.1.5 Mission du complexe RA1/Z :**

Le complexe RA1/Z a pour principales tâches :

- traitement (raffinage) du pétrole brut venant de Hassi-Massaoud à travers la RTO (SONATRACH, TRC région Ouest), et le brut réduit importé BRI.
- satisfaire la demande nationale (marché publique) à travers NAFTAL privé en carburants, combustibles, lubrifiants, bitumes, et internationale produits de base pour la pétrochimie (naphta, kérosène, fiouls (résidus)).
- D'une autre façon elle fait la publicité à travers, les sites internet, les journaux et les panneaux dans les lieux publics.

### **I.1.6 Généralité sur le raffinage du pétrole :**

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformation visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur énergétique et commerciale. Selon l'objectif visé, en général, ces procédés sont réunis dans une raffinerie. La raffinerie est l'endroit où l'on traite le pétrole pour en extraire les fonctions commercialisables.

Le pétrole, mélange de différents produits hydrocarbonés, doit subir une série de traitement pour être utilisé dans les moteurs à combustion et dans les différentes branches de l'industrie. Très souvent, la qualité d'un brut dépend largement de son origine, sa couleur, sa viscosité, sa teneur en soufre, son point d'écoulement, ou sa teneur en minéraux. Ainsi, les raffineries tiennent compte de ces facteurs.

Une raffinerie doit être conçue pour traiter une gamme assez large de bruts. Bien sûr, il existe des raffineries conçues pour traiter uniquement un seul brut, mais ce sont des cas particuliers où la ressource estimée en brut est assez importante.

Il existe des raffineries simples ou complexes. Les raffineries simples constituées seulement de quelques unités de traitement tandis que les raffineries complexes en possèdent beaucoup plus.

En effet, selon l'objectif visé et l'endroit où se trouve la raffinerie, selon aussi la nature des bruts traités (par exemple brut naphténique ou aromatique) la structure de la raffinerie à construire est différente, selon également les besoins potentiels locaux la raffinerie peut être très simple ou très complexe.

Le pétrole, une fois acheminé à la raffinerie, est stocké dans des bacs de grande taille. En général on stocke le pétrole à basse teneur en soufre (BTS) séparé de celui à haute teneur en soufre (HTS), Il en est de même dans le traitement. Selon la demande du marché à l'instant 't', on traite d'abord dans un cycle avec du pétrole BTS avant de passer dans un cycle de HTS afin d'éviter la contamination des produits BTS par ceux du HTS. Si c'est le cas inverse, les produits issus du traitement pendant quelques heures, s'il y a lieu, sont dirigés vers des bacs de produits HTS pour être retraités.

### **I.1.7 Description des différentes zones du complexe :**

La raffinerie d'Arzew est divisée en plusieurs zones comme indique le Tableau (I.2) et la Figure (I.3) :

<b>ZONES/UNITES (P1 et P2)</b>	<b>DESIGNATIONS</b>
<b>Z 3/19 (P1 et P2)</b>	<b>Utilités:</b> Les utilités assurent les besoins du process de la raffinerie (production et distribution) en : L'eau distillée, la vapeur, l'électricité, l'air comprimé, l'eau de refroidissement, gaz de combustion et gaz inertes.
<b>Z4</b>	<b>Production de Carburants:</b> C'est le point de départ du process de raffinage du pétrole brut de HMD. Elle est composée des 3 unités suivantes : <b>Unité 11</b> (distillation atmosphérique) : Elle a pour rôle la séparation des différents composants contenus dans le pétrole selon leurs densités, du plus léger au plus lourd. <b>Unité 12</b> (Reforming catalytique) : Elle traite le naphtha lourd provenant de l'unité 11, afin de produire une base à indice d'octane élevé, du GPL et un gaz riche en hydrogène. <b>Unité 13</b> : Elle traite le GPL obtenue des zones 11 et 12 en le séparant en produit pur.
<b>Z 07(P1) / 05(P2)</b>	<b>Production de lubrifiants :</b> Elle compose des unités suivantes : <b>U 21 / U 100</b> (distillation sous vide) : Le brut réduit atmosphérique (BRA) est fractionné sous vide, afin d'obtenir les coupes nécessaires à la production des huiles de base (semi-finis). <b>U 22 / U 200</b> (Desasphaltage au propane) : Le short résidus venant de la distillation sous vide, est traité avec le propane, afin d'éliminer l'asphalte et obtenir l'huile DAO. <b>U 23 / U300</b> (Extraction au furfural) : Elle a pour rôle l'élimination des aromatiques et des naphthènes afin d'améliorer l'indice de viscosité des huiles (spinelle, MVO, VO, DAO). <b>U24 / U400</b> (Déparaffinage des huiles au Mec toluène, et déshuilage) : Le mec toluène est utilisé comme solvant sélectif pour les 4 coupes d'huiles à déparaffiner, afin d'éliminer les paraffines, et pour améliorer le point d'écoulement, en aura enfin l'huile déparaffinée (DO) d'un coté et de la paraffine dure, et molle déshuilée. <b>U25 / U500</b> (l'hydrofinishing) : Les huiles déparaffinées sont traitées alternativement à l'hydrogène dans un réacteur contenant un catalyseur, afin d'améliorer la couleur, l'odeur, la stabilité thermique. En obtient l'huile de base BO.
<b>Z6</b>	<b>Formulation :</b> c'est la production (formulation) et le conditionnement des huiles finis et de graisse à partir de la zone 7 en ajoutant des additifs importés.
<b>Z8/Z9</b>	<b>Stockage :</b> zones de stockage du résidu atmosphérique RA
<b>Z10</b>	<b>Production de bitume routier et d'étanchéité :</b> <b>Unité 14</b> (flashe sous vide) le BRI et l'asphalte récupérer des unités de désasphaltage au propane, sont fractionnés en gasoils sous vide, et en un produit visqueux obtenu en fond de colonne,

	lequel est traité dans la section soufflage à l'air pur, pour obtenir du bitumes routier. <b>Unité 15</b> : On pousse l'oxydation de la charge (bitume routier + gasoil) afin d'obtenir du bitume oxydé
<b>Z 11/12/13</b>	<b>Stockage</b> : zones de stockage du brut de HASSI MESSAOUD (BHM) et BRI
<b>Z 15</b>	<b>Laboratoire</b> : Le laboratoire est divisé en deux sections dont l'une est une section de contrôle des unités de procès raffinage au fur et a mesure du traitement a différente phases, l'autre section appelle la section d'analyse de qualité des produits finis.
<b>Z 16/17/18</b>	<b>Stockage des carburants</b> : stockage du Naphta, kérosène, Fuel pour mélange
<b>Z 20/21</b>	<b>Stockage produits APPRO</b>
<b>Z 24/25/26</b>	<b>Stockage carburants</b> : stockage de gasoils, fuel et de GPL
<b>Z 27</b>	<b>Unité 1800</b> : récupération des eaux usées ; 2 bassins de séparation et de décantation physique.
<b>Z 28/29</b>	Zone d'expédition des produits finis et Stockage BRI
<b>U 65/1700</b>	Torche P 1/ P2
<b>U2100/2500/2600/2700 /2800</b>	Stockage huiles / Stockage paraffines
<b>U3000</b>	Elle comporte les unités suivantes : <b>Unité 3100</b> : production des huiles finis. <b>Unité 3200</b> : fabrication des graisses, <b>Unité 3300</b> : elle est conçus pour le démoulage de la paraffine provenant del'U600. <b>Unité 3400/3500/3600</b> : assure le conditionnement des huiles finis. <b>Unité 3700</b> : son rôle consiste au déchargement des additifs importés des navires, transfert des additifs vers RA1Z par camions citerne, chargement d'huiles de base dans les navires.
<b>U3900</b>	Elle assure le conditionnement et remplissage des huiles finis en jerrycans de et de la graisse dans des pots de 1 Kg.

**Tableau I.2** : Description des différentes zones du complexe RA1/Z.



Figure I.3 : plan de masse de la raffinerie d'Arzew.



I.1.8 Synoptique du process de raffinage du pétrole de RA1/Z :

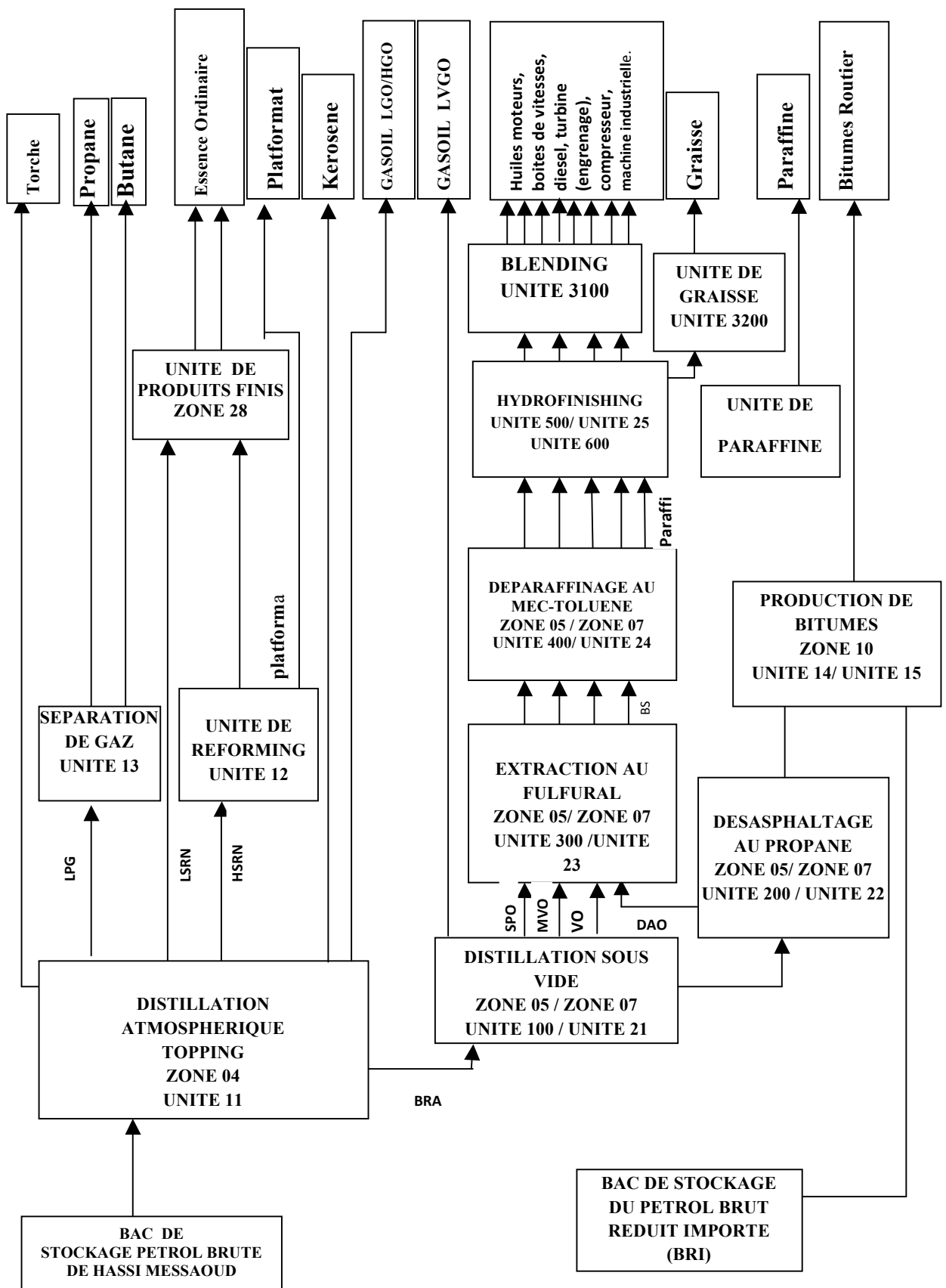


Figure I.4 : présentation synoptique du process de raffinage du pétrole de RA1/Z.

### I.1.9 Description de la zone 3 (utilité) :

Dans le cadre de notre induction et adaptation professionnelle, nous avons été affectés à la zone 3, zone de production des utilités qui contient des chaudières, pour compléter et développer notre travail théorie.

Pour le bon fonctionnement d'une raffinerie de pétrole, les installations de production ont besoin de vapeur, électricité, eau de refroidissement, eau distillée, air instrument et air service. La zone 3 comporte 5 unités principales :

- **Unité 31** : C'est l'unité de production des utilités motrices pour l'ensemble des installations des zones de production de la raffinerie (P1), elle comporte trois chaudières pour la production de la vapeur  $50 \text{ kg/cm}^2$ , un turbo générateur d'une puissance de 4.5 MW, et un circuit de récupération des condensats vers le bac d'eau distillée.

On peut distinguer deux sections dans la partie de production de vapeur : Section de production de la vapeur et conditionnement d'eau d'alimentation (Traitement thermique et chimique) et Section de traitement des retours de condensas.

Caractéristiques des chaudières de la zone 3 :

- pression de vapeur au sur chauffage  $50 \text{ Kg/cm}^2$
- Température vapeur sur chauffage  $430^\circ\text{C}$
- Température d'alimentation  $120^\circ\text{C}$

Unité 31 contient deux chaudières identiques, elles produisent chacune 60t/h max de vapeur à haute pression de 50 bars et  $T430^\circ\text{c}$ , elles utilisent comme combustible le gaz naturel ou le fuel gaz, la troisième prévue pour remplacer les deux anciennes chaudières. Cette vapeur alimente le turbo alternateur qui est constitué d'une turbine à vapeur et d'un alternateur entraîné par la turbine, qui a comme fonction la production du courant électrique.

- **Unité 32** : C'est l'unité de production de l'eau distillée, elle est constituée de deux évaporateurs **32B1** et **32B101** de type MSF (Multi Stage Flash) à 6 et 5 cellules respectivement, en cas de fonctionnement des deux évaporateurs, l'unité 32 alimente en eau distillée l'ensemble des zones de production par un débit de  $80 \text{ m}^3/\text{h}$ .

- **Unité 33** : L'eau représente un excellent liquide de refroidissement, il est l'élément le plus utilisé dans l'industrie, pour éliminer les calories dégagées dans les différents procédés chimiques ou physiques.

- **Unité 35** : L'unité 35 est destinée à réceptionner le gaz naturel riche en méthane en provenance du RTO, et le gaz de raffinerie à partir de la zone 4 et la zone 7, les deux gaz sont mélangés dans le ballon **35D1** et distribués à travers les zones de production.

Le gaz naturel arrive à la raffinerie à une pression de  $24 \text{ kg/cm}^2$ , après avoir subi une première détente de  $45$  à  $25 \text{ kg/cm}^2$  au niveau du SKID GAZ situé à proximité de la CAMEL.

La température est portée à  $50^\circ\text{C}$  dans un réchauffeur à vapeur le **35E1**, avant son entrée au ballon, le gaz est détendu à  $3.5 \text{ kg/cm}^2$ . Le gaz en provenance de la zone 4 et 7 riches en hydrogène et en propane est introduits directement au ballon.

- **Unité 36** : C'est l'unité de production de l'air service et l'air instrument, deux utilités nécessaires au fonctionnement de l'ensemble des instruments de contrôle et différentes installations de la raffinerie.

L'unité 36 comporte 5 compresseurs alternatifs à piston double effet **36G1 A/B/C/D/E**, dont les deux compresseurs **36G1 A/B** sont des turbo compresseurs, et les **36G1 C/D/E** sont des moto compresseurs entraînés par des moteurs 5500 V.

## **I.2 Généralités sur les Chaudières :**

### **I.2.1 Préambule :**

La vapeur joue un rôle essentiel dans une usine de raffinage comme le cas du complexe RAZ1. Cette vapeur convertie en travail permet l'entraînement de plusieurs équipements tels que les turboalternateurs, les turbopompes, les turbocompresseurs.

L'installation des générateurs de vapeur (chaudière) a pour but de produire une quantité suffisante pour les besoins des consommateurs du complexe à partir de l'eau distillé traité avant l'alimentation dans une chaudière.

### **I.2.2 Historique :**

La source la plus commune de la vapeur au début du 18<sup>ème</sup> siècle était la chaudière de "coquille", remplie d'eau et chauffée sur le feu. Après des années celui-ci a été suivi par des chaudières à tubes de fumée.

L'idée d'utiliser la vapeur comme force motrice remonte au 1er siècle Apr JC avec l'invention de l'éolipile par Héron d'Alexandrie. Mais ce n'est véritablement qu'à partir de la fin du 17<sup>ème</sup> siècle que les ingénieurs ont développé les machines à vapeur moderne.

En 1800, l'ingénieur américain Evans mis au point la première chaudière à tubes de fumée qui servit dans les premières Locomotives.

La première chaudière à tube d'eau brevetée en 1867 par les inventeurs américains George Herman Babcock et Stephen Wilcox [2,3], autorisa une pression supérieure à celle de la chaudière à tubes de fumée. Dans cette dernière, l'eau passait à travers des tubes chauffés depuis l'extérieur par les gaz de combustion et la vapeur était collectée dans un tambour supérieur. Cette disposition utilisait à la fois la chaleur de convection des gaz et la chaleur radiale du feu et des parois de la chaudière. Depuis, celles-ci se sont sans cesse perfectionnées permettant d'avoir notamment des rendements de 90%.

Au XX<sup>ème</sup> siècle, la chaudière à tube d'eau trouva de large application, grâce à des progrès tels que les alliages d'acier à haute température et les techniques de soudages modernes, qui firent de la chaudière à tube d'eau le type de chaudières standard pour toutes les chaudières de grosse capacité.

### **I.2.3 Définition calorifique de la chaudière :**

Une chaudière est un échangeur de chaleur (ou un ensemble d'échangeurs) particulier, conçu pour transformer l'eau en vapeur et délivrer celle-ci à une température déterminée, en utilisant une source de chaleur définie. Mais cette définition peut aisément s'étendre aux appareils destinés à vaporiser toute autre fluide que l'eau. Il est à noter aussi que le terme chaudière est généralement synonyme de générateur de vapeur.

#### **I.2.4 Rôle des chaudières dans le complexe :**

Les chaudières ou générateurs de vapeur sont devenues indispensables dans les usines pour assurer de manière fiable et continue le bon fonctionnement des unités de production, elles ont pour rôles :

- D'apporter de l'énergie (vapeur de réchauffage, entraînement de turbines).
- D'intervenir dans les procédés (réaction chimique, vapeur de dilution).
- Intervenir comme éléments de sécurité (vapeur d'étouffement).

#### **I.2.5 Classification des chaudières :**

Les générateurs de vapeur (chaudières) peuvent être classés selon divers paramètres. On distingue notamment [4] :

##### **I.2.5.1 Par gamme de puissance :**

Les réglementations classifient les chaudières par gammes de puissances :

- Puissance inférieure à 70 kW : chaudières individuelles.
- Puissance supérieure à 70 kW : chaudières de type industriel.

##### **I.2.5.2 Par application :**

- Utilisation domestique (chauffage central).
- Chauffage collectif.
- Applications industrielles (agro-alimentaire, chimie, cimenterie, etc).
- Centrales thermiques.

##### **I.2.5.3 Par type de fluide caloporteur :**

Une chaudière échange de l'énergie thermique avec différents types de fluides caloporteurs qui ensuite la véhiculent jusqu'au point d'utilisation. Les principaux fluides caloporteurs utilisés peuvent être :

- l'eau :
  - l'eau chaude est principalement utilisée dans les systèmes de chauffage de locaux d'habitation, commerciaux ou industriels.
  - l'eau surchauffée est principalement utilisée dans le chauffage urbain. On peut aussi la trouver dans l'industrie.
- la vapeur d'eau :
  - la vapeur saturée est principalement utilisée dans les procédés industriels. La vapeur produite par la chaudière sert alors à chauffer des fluides au travers d'échangeurs.
  - la vapeur surchauffée sert principalement à être turbinée, généralement dans le but d'entraîner un alternateur pour produire de l'électricité. Ce principe est utilisé par les centrales thermiques.
- des fluides thermiques : généralement des huiles, permettant d'atteindre de hautes températures sans nécessiter des pressions élevées. Ils sont utilisés comme énergie thermique par exemple dans l'industrie des panneaux de bois aggloméré.

#### **I.2.5.4 Par source de chaleur :**

##### **↳ Chaudières à combustibles liquides ou gazeux :**

Les chaudières à combustibles liquides ou gazeux sont par construction très proches. Dans ce type de chaudière, l'élément assurant la combustion s'appelle brûleur. Les combustibles utilisés sont principalement le gaz naturel, le gaz de pétrole liquéfié, le fioul domestique, le fioul lourd. Une chaudière à combustible liquide ou gazeux peut comporter un ou plusieurs brûleurs.

##### **↳ Chaudières à combustibles solides**

Il existe de nombreux procédés de combustion pour les chaudières à combustibles solides. On peut séparer les foyers à combustibles solides en trois grandes familles :

- les foyers à grille.
- les foyers à lit fluidisés.
- les foyers à charbon pulvérisé.

##### **↳ Chaudières de récupération :**

L'énergie thermique est récupérée d'un fluide chaud (gaz d'échappement d'une turbine à gaz ou gaz process dans l'industrie chimique). Ces chaudières s'apparentent donc aux échangeurs de chaleur, mais doivent leur dénomination de chaudière au fait que le fluide caloporteur chauffé (généralement l'eau) y est vaporisé (au contraire des échangeurs de chaleur). Rentrent également dans cette catégorie les générateurs de vapeur des centrales nucléaires qui échangent la chaleur entre le circuit primaire et le circuit secondaire.

##### **↳ Chaudières électriques :**

Chaudière électrique c'est un générateur produisant de l'eau chaude ou de la vapeur pour des besoins de chauffage ou des besoins de process industriels. La chaudière électrique fonctionne sur le principe de l'effet Joule par fonctionnement de résistances électriques. La rareté des chaudières électriques s'explique par le prix de l'électricité qui est une énergie plus coûteuse que la plupart des autres énergies. On trouve des chaudières électriques dans le domaine du chauffage central domestique, dans l'humidification de locaux équipés d'air conditionné (petites chaudières vapeur utilisées pour l'humidification), mais aussi dans l'industrie pour des puissances allant jusque quelques dizaines de MW. Du fait de l'absence de pertes d'énergie par la chaleur sensible des fumées, le rendement des chaudières électriques est souvent proche de 100%.

#### **I.2.5.5 Par type de circulation :**

##### **↳ À circulation naturelle :**

La circulation de l'eau dans une chaudière est très importante pour éviter la formation des zones sèches où le métal est susceptible de fondre se déformer ou s'oxyder prématurément sous l'effet de la chaleur.

Les chaudières à tubes d'eau à circulation naturelle comportent un réservoir supérieur (appelé ballon de chaudière), dont partent de gros tubes placés hors du feu (appelés "tubes de chutes" ou "descentes d'eau"). Ces tubes convoient par gravité l'eau soit dans

un ballon inférieur, soit dans des "collecteurs". Les tubes du foyer sont raccordés à ce ballon inférieur ou à ces collecteurs. L'eau remonte vers le ballon (supérieur) par ces tubes en recevant donc la chaleur du feu. Cette eau commence alors à se vaporiser.

Comme la masse volumique de la vapeur est inférieure à celle de l'eau liquide, la différence de pression entre la colonne d'eau des descentes d'eau et la colonne d'eau et de vapeur des tubes de foyer met naturellement en circulation l'eau dans le circuit. L'eau parcourt plusieurs fois cette boucle (ballon, tubes de descente, tubes de foyer, retour au ballon) avant d'être évacuée du ballon sous forme de vapeur saturée [4].

#### ↳ À circulation assistée :

Progressivement la pression de fonctionnement des chaudières s'est élevée, notamment pour obtenir de meilleurs rendements dans les centrales thermiques. Lorsque la pression dans le ballon atteint des valeurs de l'ordre de 180 bars, la différence de masse volumique entre eau liquide et vapeur devient insuffisante pour assurer la circulation naturelle dans le circuit évaporatoire. On installe alors une pompe dans le circuit pour assurer la bonne circulation de l'eau [4].

#### ↳ À circulation forcée :

Dans cette catégorie, on distingue les petites chaudières de chauffage central, des chaudières industrielles ou de centrales thermiques à haute pression. Pour les premières, la circulation de l'eau dans les tuyauteries est assurée à l'aide d'une pompe appelée aussi circulateur dans le cas du chauffage central. Cette configuration facilite la conception des chaudières, il n'est pas nécessaire de s'assurer que les pertes de charges permettent une circulation par convection.

Pour les chaudières industrielles et les chaudières de centrales thermiques, ont été développées des technologies de chaudières à circulation forcée, sans ballon. En effet, l'accroissement des pressions de fonctionnement s'est heurté à la barrière technologique de la résistance mécanique des ballons de chaudière [4].

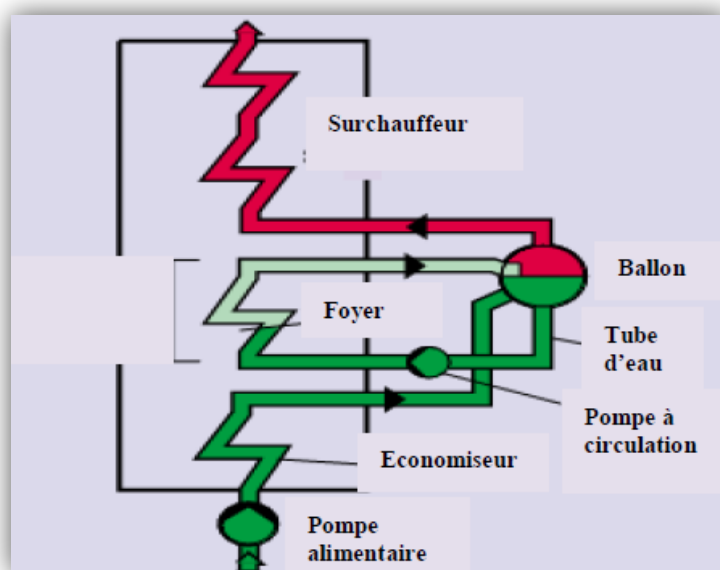


Figure I.5 : Principe de la circulation forcée.

### I.2.5.6 Par Construction :

#### ↳ Chaudières à tubes de fumées :

Les chaudières à tubes de fumées, c'est historiquement le premier type de construction. Les premiers modèles utilisaient une circulation verticale, plus facile à réaliser, du fait de la convection des gaz, mais par la suite, on réalisa des chaudières avec un arrangement horizontal, plus adaptées, à l'utilisation pour le chemin de fer ou la navigation [4].

Une chaudière à tubes de fumées est constituée d'un grand réservoir d'eau traversé par des tubes dans lesquels circulent les fumées. Le premier tube du parcours de fumées est un tube de plus gros diamètre qui constitue le foyer. Ce type de construction est aujourd'hui utilisé presque exclusivement pour les combustibles gazeux et liquides. En effet, la forme du foyer des chaudières à tubes de fumées rend difficile l'extraction des cendres. Lorsqu'elles sont utilisées avec des combustibles solides le foyer est placé à l'extérieur de la chaudière proprement dite. Dans ce cas, le foyer est un avant foyer à tubes d'eau ou en réfractaire. Ce type de construction est généralement réservé à des puissances n'excédant pas 20 ou 30 MW.

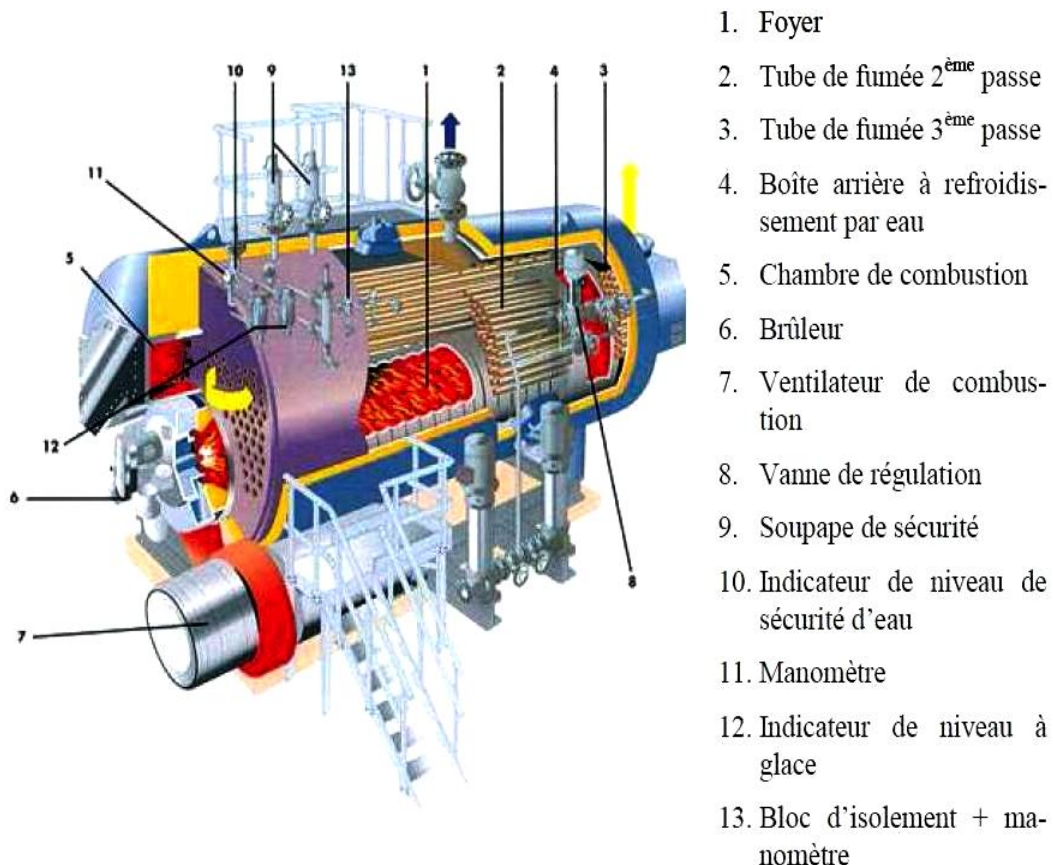


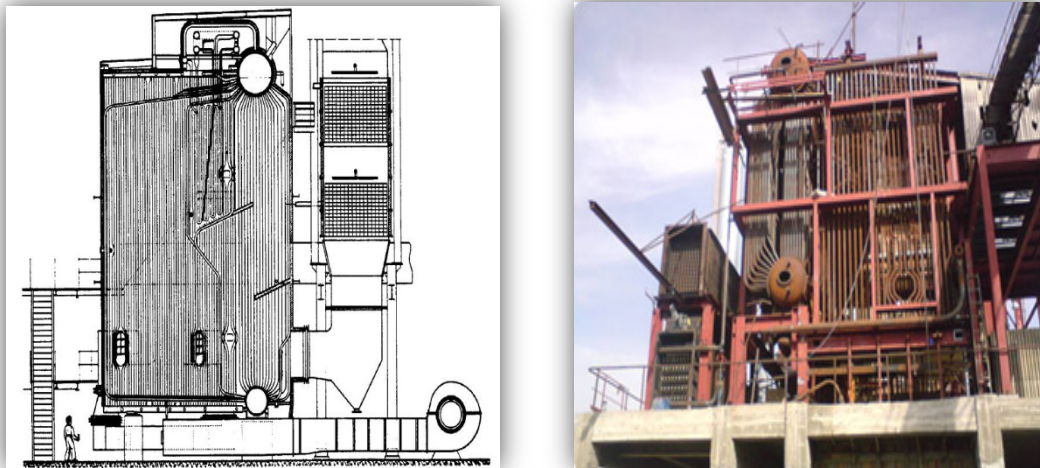
Figure I.6 : Chaudière à tubes de fumées typique.

#### ↳ Chaudières à tubes d'eau :

Dans cette construction, c'est le fluide caloporteur qui circule dans des tubes, les gaz chauds circulant à l'extérieur de ceux-ci. L'avantage de cette formule est surtout la sécurité de ne pas avoir de grandes quantités d'eau dans la chaudière même, qui pourraient en cas de rupture mécanique, entraîner une création explosive de vapeur.



Elles ont également l'avantage d'avoir une plus faible inertie. Dans ce type de chaudière, le foyer a toujours un volume très important. De plus, le foyer a la possibilité d'être ouvert dans sa partie inférieure. Ce sont ces deux caractéristiques qui font qu'elles sont souvent utilisées avec des combustibles solides même pour des puissances de quelques MW seulement [4].



**Figure I.7 :** Chaudière à tubes d'eau typique.

#### I.2.5.7 Comparaison des performances des deux types de chaudière :

Quelques paramètres des chaudières à tubes d'eau et à tubes de fumée sont regroupés dans le Tableau (I.3).

Propriétés	Chaudière à tubes fumée	Chaudière à tubes d'eau
La mise en route (à puissance équivalente)	Lente (grand volume d'eau à chauffer)	Rapide
Adaptation aux changements de régime	Médiocre (inertie importante)	Bonne
Surface de chauffe	Moyenne	Elevée
Sécurité	Médiocre	Bonne
Encombrement	Faible	Fort
Prix	Limité	Elevée
Application usuelle <ul style="list-style-type: none"> <li>• puissance</li> <li>• débit</li> <li>• pression max d'utilisation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• moyennement</li> <li>• 1,5 à 25 t/h</li> <li>• 10 à 20 bars</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• importante</li> <li>• plus élevées</li> <li>• 90 à 225 bars</li> </ul>

**Tableau I.3 :** Comparaison entre les deux types de chaudière.

➤ Dans le cadre de ce travail de mémoire, on ne s'intéressera qu'aux chaudières à tube d'eau qui sont les plus couramment utilisées dans la raffinerie d'Arzew et plus précisément à la chaudière Mitsubishi 31H2.

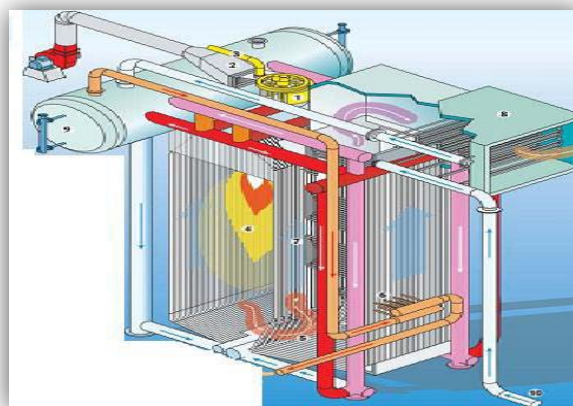
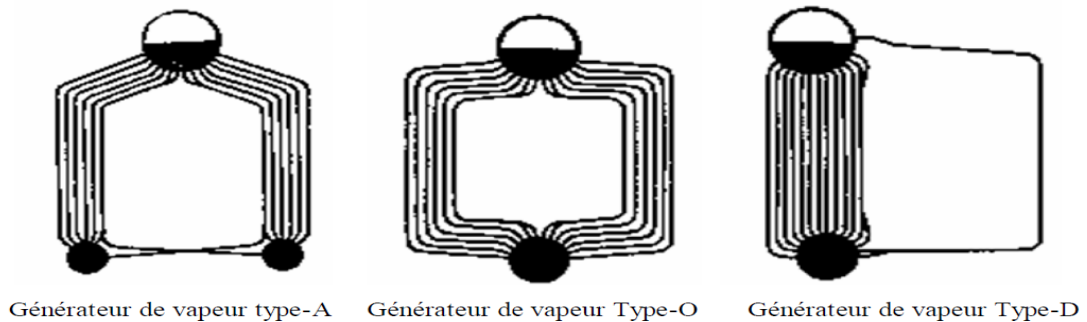


### I.2.6 Classification des chaudières à tube d'eau:

Les chaudières à tubes d'eau sont généralement classifiées suivant les caractéristiques suivantes :

- La position du réservoir supérieur
- La nature de la circulation d'eau, naturelle ou forcée.
- Le nombre de ballons
- La capacité de la chaudière

Ainsi il existe différents modèles, chaudières type D, type O, type A, radiant, etc. Figure (I.8).



Générateur de vapeur type radiant.

**Figure I.8 :** Différents types de générateurs de vapeur à tubes d'eau.

### I.2.7 Description des chaudières à tube d'eau :

#### I.2.7.1 Critères de conception :

Les critères de conception des chaudières pour un fonctionnement à charge nominale, avec un temps maximal de service effectif, seront [4]:

- Le système à circulation naturelle contribue à réduire la maintenance et le besoin en énergie.
- La surface de chauffe est conçue pour permettre la vidange totale de l'eau
- La chaudière sera entièrement étanche au gaz (construction soudée de tubes à ailettes)
- Le ventilateur à tirage forcé avec registre d'entrée contribue à réduire le coût d'exploitation
- Les performances des pièces internes du ballon de vapeur sont très fiables.

### I.2.7.2 Description des Equipements de la chaudière:

La chaudière de l'unité de la raffinerie d'Arzew est composée d'un foyer (chambre de combustion), qui fournit la chaleur à 1200°C, en brûlant des combustibles (gaz). C'est la technique la plus classique pour la production de vapeur saturée d'eau ou vapeur surchauffée.

Il existe 3 chaudières de différente capacité, 31H1 et 31H2 son identique et 31H3. Les deux premiers elles produisent chacune 62t/h maximum de vapeur à une pression de 50kg/cm<sup>2</sup> à une température de 440°C, la troisième chaudière 31H3 produit une capacité maximum de 124t/h, elle a été prévue pour remplacer les deux anciennes chaudières 31H1 et 31H2.

#### ↳ Les principaux composants de la chaudière à tube d'eau :

La chaudière à tube d'eau est équipée d'un dégazeur, pompes d'alimentation, deux ballons d'eau supérieure et inférieure, ventilateurs à tirage forcé FDF, une chambre de combustion et brûleurs, en plus d'un ensemble d'échangeurs de chaleur (faisceau vaporisateur, surchauffeur primaire et secondaire, économiseur) dont le rôle est de transformer l'eau traitée en vapeur à une pression et température bien déterminées sous l'action de la chaleur fournie par la combustion. (Voir la Figure I.9)

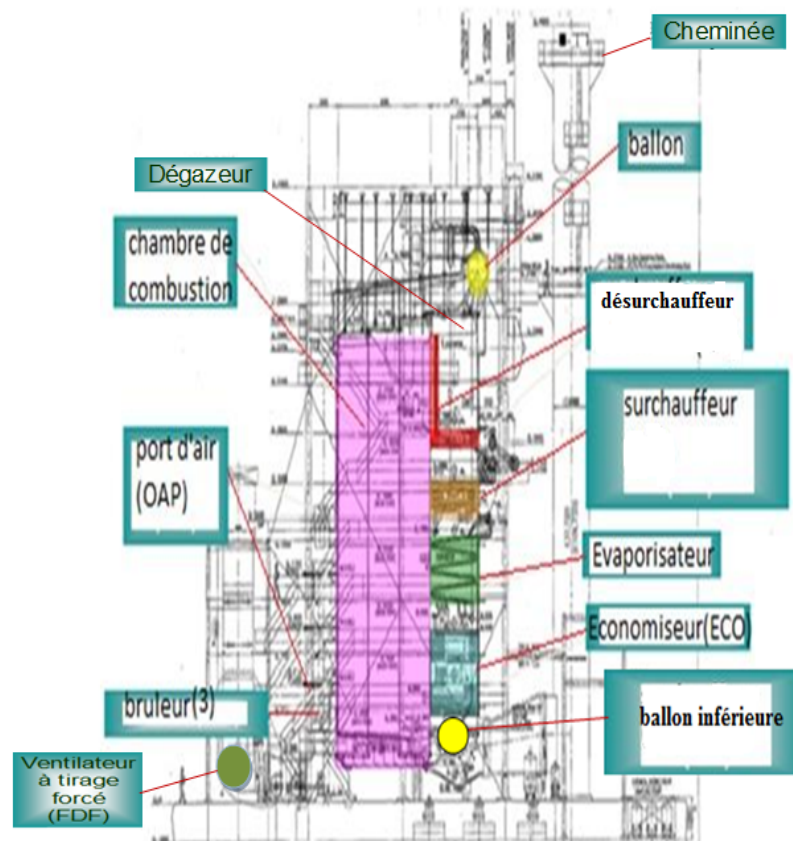


Figure I.9 : Vue d'une chaudière.

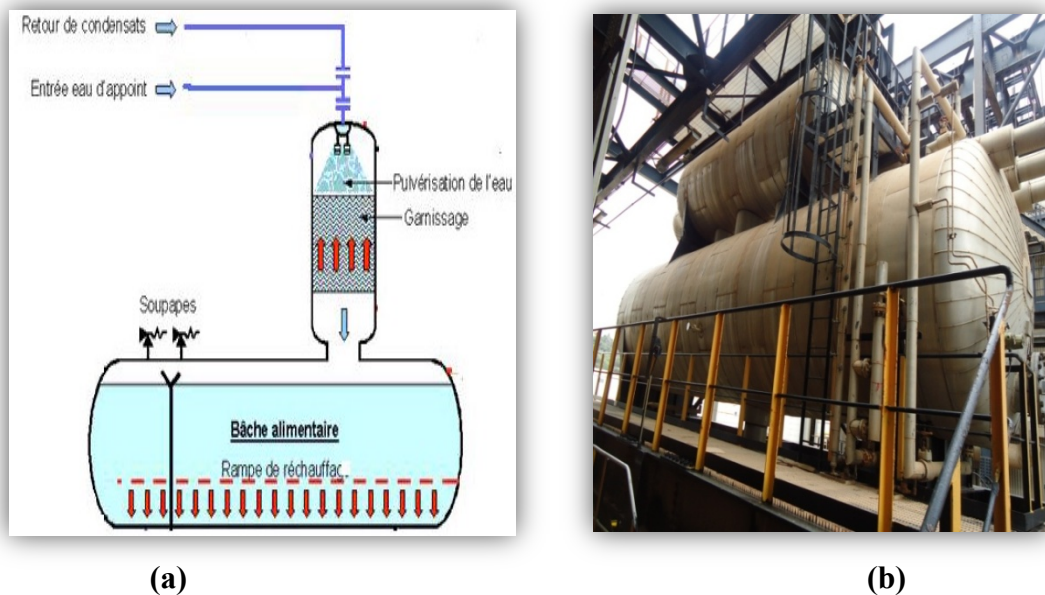
#### • la bêche alimentaire et le dégazeur :

La chaudière est alimentée en eau condensée non polluée (ni matière organique, ni huiles,... etc.), complétée par une faible proportion d'eau d'appoint déminéralisée dont

la préparation est continuellement contrôlée. Cette eau est collectée dans un grand réservoir qui appelé la bêche alimentaire, avec une température  $109^{\circ}\text{C}$  (Figure I.10.a).

L'eau d'alimentation de la chaudière contient de gaz dissous, notamment d'oxygène, qui provoque la corrosion du métal des tubes et des autres constituants de la chaudière dont les conditions de service sont particulièrement sévères, on doit donc évacuer ou éliminer ces gaz destructeurs à la première occasion.

L'élimination peut s'effectuer par voie physique par la mise en place d'un dégazeur thermique (Figure I.10.b) ou par voie chimique avec l'utilisation de réducteurs d'oxygène (sulfite  $\text{Na}_2\text{SO}_3$ ). L'eau d'alimentation est dégazée thermiquement par deux dégazeurs qui se trouvent sur la bêche alimentaire, pour éviter la cavitation de la pompe.



**Figure I.10 :** Bêche alimentaire et le dégazeur de la chaudière.

### • La chambre de combustion :

C'est une chambre constituée par les tubes d'écrans vaporisateurs, dont le rôle principal est d'assurer la combustion dans des conditions correctes, à savoir une sécurité, un bon rendement, un minimum d'entretien, avec parfois la possibilité d'utiliser soit séparément ou ensemble plusieurs combustibles afin d'assurer une partie non négligeable de l'échange thermique de la chaudière et de préférence une partie importante de la vaporisation. La chaleur introduite dans la chambre de combustion après la combustion se divise en :

- Chaleur transférée au fluide directement par les parois
- Chaleur évacuée par les fumées à la sortie du foyer

La chambre de combustion est un grand volume de métal dans lequel le mélange d'air et de combustible (gaz) brûle et fournit la chaleur nécessaire pour produire de la vapeur. Un brûleur est installé du côté arrière, un mur en réfractaire ou en fibre céramique doublé d'une tôle en acier soudée, permet l'étanchéité du foyer et constitue ainsi la chambre de combustion. Ce mur constitue le point faible qui vole en éclat en cas d'explosion du foyer. Ainsi pour limiter les dégâts dans le foyer, le transfert de chaleur se fait par rayonnement.

- **Les Brûleurs :**

Les chaudières sont équipées de deux brûleurs qui fournissent la quantité de chaleur nécessaire à la combustion. Chaque chaudière contient un panneau local pour la gestion des brûleurs (allumage, arrêt, suivi, etc.....) et Chaque brûleur est constitué d'un registre d'air, d'un dispositif d'allumage (le pilote), d'un détecteur de flamme et d'une boîte à vent. (Figure I.11)



**Figure I.11** : Brûleurs dans la chambre de combustion.

- **L'économiseur :**

L'économiseur est un échangeur de chaleur multi passages placé dans la chaudière dont le but est de réchauffer l'eau d'alimentation par les fumées de combustion avant d'entrer au réservoir. Logé dans la cheminée, l'économiseur est chargé de récupérer une partie de la chaleur restante dans la fumée afin de réchauffer l'eau d'alimentation de 109° à 170° C, ceci permet d'augmenter le rendement de la chaudière, économiser le combustible et réduire les chocs thermiques dans le ballon supérieur. L'économiseur est composé de 25 rangées horizontales de tubes à ailettes et chaque rangée compte 18 tubes. La figure (I.12) illustre schématiquement des économiseurs lisse et à ailettes.



Economiseur lisse



Economiseur à ailettes

**Figure I.12** : Economiseurs de la chaudière.

- **Ballons supérieur et inférieur :**

L'eau préchauffée venant de l'économiseur pénètre dans le ballon supérieur par une ou plusieurs tuyauteries de liaison reliant le collecteur de sortie de l'économiseur au réservoir. Ce réservoir constitue une enceinte de mélange où la phase liquide et la phase vapeur d'eau du générateur se trouvent réunies. Le réservoir supérieur comprend des



équipements externes tels que : Event, capteur de niveau d'eau, soupape de sûreté et tuyauterie de purge.

Le ballon inférieur est alimenté à partir du ballon supérieur au moyen de tubes d'alimentation. Ce sont des tubes du faisceau vaporisateur situés dans la zone de fumées la plus froide. Les deux corps cylindriques sont en tôle d'acier de construction soudée, avec fond emboutis.

Il y a des soupapes de placées sur le réservoir, qui servent à purger le ballon. La figure (I.13) montre un exemple de ballon supérieur d'une chaudière à gaz.

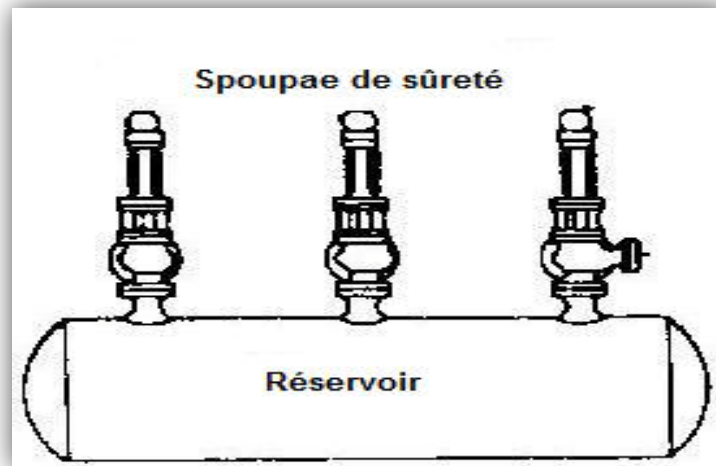
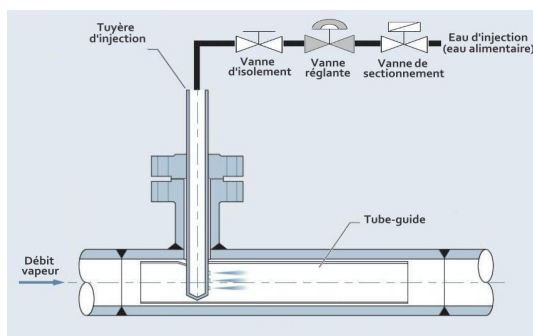


Figure I.13 : Ballon supérieur.

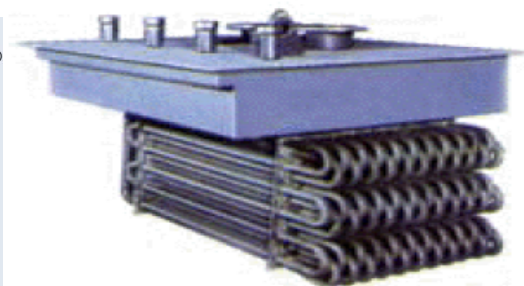
• **Les surchauffeurs et désurchauffeurs:**

Le surchauffeur est un échangeur thermique, le rôle de cet échangeur est l'augmentation de la température de la vapeur.

La vapeur saturée sèche venant du ballon supérieur est dirigée vers le surchauffeur pour élever sa température de 375°C jusqu'à 480°C, elle passe ensuite vers le désurchauffeur qui a pour rôle la régulation et la stabilisation de la température de la vapeur à 440°C, pour cela une injection d'eau d'alimentation est faite au niveau du désurchauffeur pour éviter l'érosion causée par l'eau.



A-Désurchauffeur



B-surchauffeur

Figure I.14 : présentation du Surchauffeur et désurchauffeur.

- **La pompe alimentation :**

Les pompes centrifuges (figure I.15) sont des pompes qui changent l'énergie mécanique en énergie hydraulique. Elles sont les plus utilisées dans les installations industrielles [5]. La pompe alimentaire sert à alimenter la chaudière en eau déminéralisée.

La pompe d'alimentation en eau d'une chaudière est une pompe à haute pression. Un clapet anti-retour doit être monté au refoulement de la pompe d'alimentation de chaudière pour éviter le retour d'eau à l'arrêt de la pompe.



**Figure I.15 :** Pompe centrifuge alimentaire de la chaudière.

- **Les ventilateurs :**

Chaque chaudière est équipée de d'un ventilateur à tirage forcé F.D.F pour l'alimentation d'air nécessaire à la combustion. Ces ventilateurs sont entraînés par une turbine à vapeur.

- **La cheminée :**

Après avoir assuré le transfert de chaleur dans la chaudière et l'économiseur, les fumées sont évacuées vers la cheminée, qui doit être plus haute pour permettre leur bonne dispersion dans l'atmosphère.

- **Les soupapes de sécurité:**

Pour éviter toute explosion des ballons, des tubes et de la surchauffeur en cas de montée brusque de la pression, le ballon supérieur et le collecteur sortie du surchauffeur sont pourvus de 5 soupapes de sécurité. Ces soupapes sont tarées à froid et à chaud périodiquement. La pression de tarage des soupapes, sortie surchauffeur, est inférieure à celle des soupapes du ballon supérieur (en fonction des recommandations du constructeur), les soupapes placées sur le collecteur sortie surchauffeur doivent s'ouvrir avant celles placées sur le ballon supérieur et ce pour le protéger.

- **Casing :** Caisson calorifuge à l'intérieur du quel se trouvent les tubes d'une chaudière et qui constitue la chambre de chauffe de cette chaudière.

## **I.2.8 Principe de fonctionnement de la chaudière :**

### **I.2.8.1 Circulation d'eau/vapeur :**

Le dégazeur reçoit l'eau des condensats, ensuite on fait une injection sulfite  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  au niveau de ce dégazeur pour l'élimination de l'oxygène dissous dans l'eau.

Ces condensats quittent le dégazeur et pénètrent dans la conduite d'aspiration des pompes d'eau d'alimentation des chaudières. L'eau pénètre dans la chaudière en passant par un échangeur de chaleur économiseur qui élève la température d'eau de  $109^\circ\text{C}$  à  $170^\circ\text{C}$ . Cette eau sortante de l'économiseur entre dans le ballon de vapeur. Elle passe ensuite dans l'évaporateur (foyer) pour augmenter encore sa température et retourne de nouveau au ballon sous forme de vapeur avec une température  $375^\circ\text{C}$ .

La vapeur est saturée à la sortie du ballon, elle sera surchauffée par le surchauffeur pour atteindre une température  $480^\circ\text{C}$ . Elle passe ensuite dans le désurchauffeur où elle est refroidie par un condenseur, pour atteindre une température de  $440^\circ\text{C}$  à une pression de 50 bars.

Cette vapeur étant le produit fini sera utilisée par les installations du complexe à travers un collecteur commun à toutes les chaudières. La Figure (I.16) schématise toute l'installation de production la vapeur.

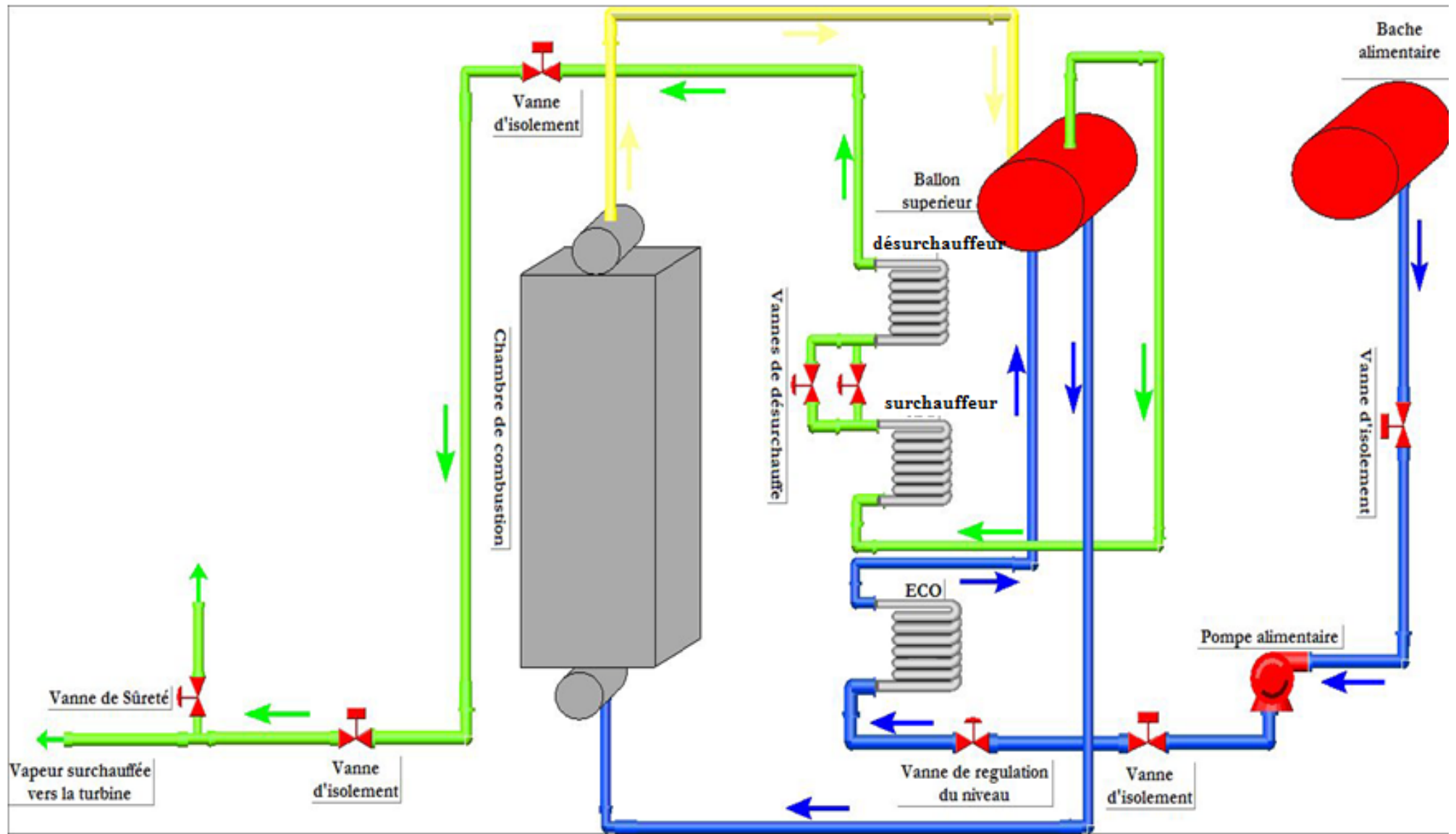


Figure I.16 : Schéma représentatif l'installation globale de la chaudière.



## **I.2.9 Démarrage et arrêt de la chaudière :**

### **I.2.9.1 L'arrêt :**

#### **• Arrêt normal avec refroidissement :**

Pour un arrêt normal avec refroidissement de l'installation qui est à pleine pression, et en régulation automatique, il faut réduire la pression à zéro puis laisser la chaudière se refroidir totalement. Pour cela il faut [6]:

- Réduire le débit de vaporisation jusqu'au minimum
- Après éteindre des bruleurs, laisser fonctionner le ventilateur de soufflage avec un débit de 40% pendant au minimum 5 minutes. La chaudière sera refroidie au rythme de 60°C/heure.
- Fermer la vanne principale de la vapeur à la sortie de la chaudière, et ouvrir les purges du surchauffeur.
- Maintenir le niveau d'eau dans le ballon sous contrôle. Maintenir la pompe alimentaire en service pour permettre les appoints d'eau pendant le refroidissement de la chaudière.
- Contrôler la descente en température. Si nécessaire, conserver la ventilation en service pendant quinze minutes et ajuster le débit d'air en manuel jusqu'à ce que la pression soit nulle.
- Ramener la température de la chaudière à moins de 70°C avant quelle ne soit éventuellement vidangée.

#### **• Arrêt sans refroidissement :**

Pour cela, on cherche à maintenir les températures et la pression de la chaudière pour permettre un redémarrage rapide. Les différences avec l'arrêt de la chaudière décrit précédemment sont [6] :

- Après coupure des feux, fermer la vanne de sortie de la chaudière
- Conserver la ventilation au minimum 5 minute avec un débit de 40% après la coupure des feux puis arrêté le ventilateur de soufflage
- Maintenir le niveau du réservoir au voisinage du niveau haut.

### **I.2.9.2 Le démarrage :**

Le démarrage de la chaudière est basé sur le principe des séquences qui sont gérées par le système BMS. Avant toute tentative de lancement de la chaudière, il faut satisfaire les conditions suivantes :

#### **• Conditions initiales :**

Par mesure de sécurité la chambre de combustion doit être purgée avant chaque mise en service de la chaudière. Pour cela il faut que les deux ensembles de conditions suivants soient vérifiés :

#### **• Conditions primaires :**

- F.D.F en marche.
- Niveau ballon et la pression de la chambre combustion normale.
- Débit d'air de combustion normal.

- Pression gaz combustible normale.
- Température vapeur principale (réseau 62 bars) normale.
- Registres d'air ouvert.
- Absence de déclenchement manuel (panneau local, salle de control, D.C.S).
- Extinction totale après tentative d'allumage du bruleur principal inexistante.

• **Conditions secondaires :**

- Vanne d'arrêt collecteur gaz combustible fermée.
- Toutes les vannes des brûleurs fermées.
- Débit air combustion supérieur à 30 %.
- Absence de flamme dans le foyer.

Les séquences de redémarrage en cas d'arrêt chaud sont les suivants :

- Ouverture des purges inter surchauffeurs (si l'arrêt supérieur de 5h), pendant 10 mn
- Balayage de la chaudière et ouverture des purges inter surchauffeurs.
- A la fin de balayage, il faut ouvrir l'évent de démarrage, ouvrir la purge de sortie SHT, allumer la première diagonale, et fermer des purges inter surchauffeurs.

**I.2.9.3 Opération et surveillance de la chaudière :**

↳ **Contrôle de l'eau d'alimentation :**

Le niveau de l'eau dans la chaudière doit être surveillé. Un niveau trop haut peut être la cause la présence de l'humidité dans la vapeur. La concentration dans la chaudière, l'alcalinité, le PH, la teneur en oxygène, doivent être vérifiés périodiquement pour éviter les incidents d'exploitation correspondants à [6] :

- L'entartrage
- La corrosion
- L'entraînement de solides dans la vapeur
- Le primage excessif

S'il y a entraînement d'eau, la température de la vapeur baissera brusquement, puis se rétablira. Les fluctuations de température augmenteront en fréquence et importance, avec l'accroissement du taux des matières solides et de l'alcalinité de l'eau.

↳ **Surchauffe :**

Un certain nombre de facteurs peuvent provoquer une température anormale de la vapeur, parmi lesquels nous pouvons citer [6] :

- Un excès insuffisant de niveau d'air
- Une surchauffe plus élevée extérieurement et/ou intérieurement

D'autre part, les signes suivants dus à produire des températures anormalement élevées:

- Chambre de combustion sale
- Trop d'excès d'air
- Température d'eau d'alimentation trop basse
- Allumage irrégulier ou combustion déplacée vers le haut de la chambre, donc vers les surchauffeurs.

☞ **Contrôle de la combustion :**

- Il faut vérifier périodiquement les bonnes conditions de marche de la combustion. L'examen des pertes est à effectuer périodiquement ce qui permettra de prendre en temps utile toutes les mesures propres à rétablir la bonne marche de la combustion. Parmi ces pertes on a [6] :
- Pertes par chaleur sensible à la cheminée : Elles dépendent de la température et du volume des fumées évacuées. Pour maintenir la perte sensible au minimum, il est nécessaire de réduire au minimum le volume des fumées évacuées à la cheminée en utilisant un excès d'air aussi peu élevé que possible pour la combustion et de réduire le plus possible la température des fumées à la sortie.
- Pertes par imbrûlés gazeux. La formation de CO est due à un manque d'air ou à un mauvais mélange de l'air et de combustible. Toutes les précautions devront donc être prises pour réduire à zéro la teneur en CO.

**I.2.10 les risques liés à l'exploitation de la chaudière :**

Dans la chaudière, plusieurs problèmes peuvent survenir durant son service, du fait qu'elle travaille dans des conditions sévères, haute température (480°C), haute pression (73 bars), environnement corrosif et fonctionnement continu. Ces problèmes ont une influence sur le bon fonctionnement de la chaudière, et parfois des conséquences graves, telles que des explosions. Généralement, les explosions des générateurs de vapeur sont de deux sortes :

1. Explosion des parties sous pression (côté eau).
2. Explosion de la chambre de combustion (côté feu).

Les principaux risques liés à la mise en service d'une chaudière sont à différentes :

**I.2.10.1 Risque incendie et explosion :**

Les explosions constituent l'un des dangers les plus graves auquel le personnel est exposé au cours des opérations d'exploitation, parmi ces causes [7] :

- Accumulation de combustible non brûlé dans le foyer par suite d'une combustion incomplète
- Extinction de flamme ou fuite provenant des vannes de gaz
- Mélange de ce combustible non brûlé avec l'air dans des proportions explosives
- Application suffisante de chaleur pour porter la température d'une partie de ce mélange au point d'inflammation

➤ Voir l'annexe 1 qui stipule le routeur d'expérience des accidents survenant chaudières.

**I.2.10.2 Risque de pression :**

Ce qu'il a été convenu d'appeler communément (risque surpression) est en fait un danger d'éclatement à caractère explosif des appareils ou récipients soumis à des pressions internes supérieures à quelques bars et qui peut engendrer des problèmes de

fissuration. Les dégâts sont caractérisés par la quantité d'énergie libérée à travers la détente de la pression de sa valeur initiale à la pression atmosphérique.

Parmi les causes qui peuvent conduire à un risque de pression sont [7] :

- L'élasticité ou aptitude à subir des déformations temporaires.
- La dureté superficielle ou résistance à la pénétration d'autres corps.
- Certaines qualités spéciales, telles que la conduction thermique, la résistance à l'attaque de tel ou tel fluide, la résistance à la corrosion.
- La ténacité ou résistance aux efforts lents et répétés.

Les causes probables de ces phénomènes de fissuration sont simultanément:

- Fatigue de métal.
- Opérations de réparation de longues durées.
- Présence de vibrations (qui accentuent la fatigue des matériaux) à cause des déclenchements/arrêts et démarrages.
- Perturbation du paramétrage (débit gaz, débit air).
- Dysfonctionnement de la régulation de pression.
- Déséquilibre de l'alimentation de l'eau.

### I.2.10.3 Risque chimique :

Dans une chaudière les produits utilisés est susceptible de provoquer des effets néfastes pour l'utilisateur, sont les suivants [7] :

- Morpholine  $C_4H_8ON$ .
- sulfite  $Na_2 SO_3$ .
- phosphate trisodique  $Na_3 PO_4$

Les risques spécifiques de ces produits sont répertoriés dans le Tableau (I.4) :

Produits/risques	Explosif	Toxique	Corrosif	Irritant	inflammable
Morpholine			X	X	X
$Na_2 SO_3$				X	
$Na_3 PO_4$		X			

**Tableau I.4 :** Risques spécifique de Morpholine, sulfite et de Phosphate.

### I.2.10.4 Risque électrique :

Comme l'homme n'a aucun organe sensible pour saisir le courant électrique; celui-ci est particulièrement dangereux. Pour se protéger des risques électriques, il faut procéder à la [7] :

- Protection par isolation des personnes par rapport aux sols et aux parois de la chaudière.
- Protection par l'inaccessibilité des masses métalliques.
- Protection par l'emploi de la très basse tension ( $\leq 48V$ ).
- Protection par mise à la terre.
- Protection par liaison équipotentielle.

### I.2.10.5 Risques de corrosion :

La corrosion est le phénomène de dégradation le plus répandu dans les unités de procédés. Les chaudières Process ont toujours été le sujet de préoccupation majeure au la raffinerie d'Arzew à cause des percements fréquents des tubes induisant des coûts de maintenance élevés et un taux de disponibilité faible. Cette corrosion est favorisée par les facteurs suivants [8] :

- Mauvais traitement des eaux de chaudières.
- Insuffisance de nettoyage chimique.
- Absence des visites d'inspection des éléments de chaudière.



Figure I.17 : corrosion et entartage des tubes des chaudières.

### I.2.10.6 Risque de nuisance sonore :

Ces prises de mesures des niveaux de bruit (voir tableau I.5) auquel les travailleurs sont exposés quotidiennement. Nous avons classifié ces mesures par rapport à la norme (seuil admissible: 85 dB pendant 8h en continu).

Localisation	dB
Chaudière 31H1	100
Chaudière 31H3	105
Turbo-ventilateur 770 UE	100
Turbo-ventilateur 770 UF	102

Tableau I.5 : exemple de rapport des mesures de bruit du site RA1/Z.

### I.2.10.7 Risque de pollution :

#### ☞ Les rejets de la chaudière :

a) **Les rejets gazeux** : Illustrés principalement par [1] :

- La formation de CO<sub>2</sub>, CO, gaz de fumée issus du gaz de combustion.
- Une fuite de H<sub>2</sub>O surchauffé (vapeur) au niveau des vannes, raccord...

b) **Les rejets liquides** : Généralement issus de [1] :

- L'évacuation vers égouts de produits chimiques : (Morpholine, sulfite et Phosphate).

- L'utilisation de produits chimiques pour le traitement de l'eau de chaudière après avoir précipité les sels contenus dans l'eau sont rejetés vers la mer et favorise la pollution marine.

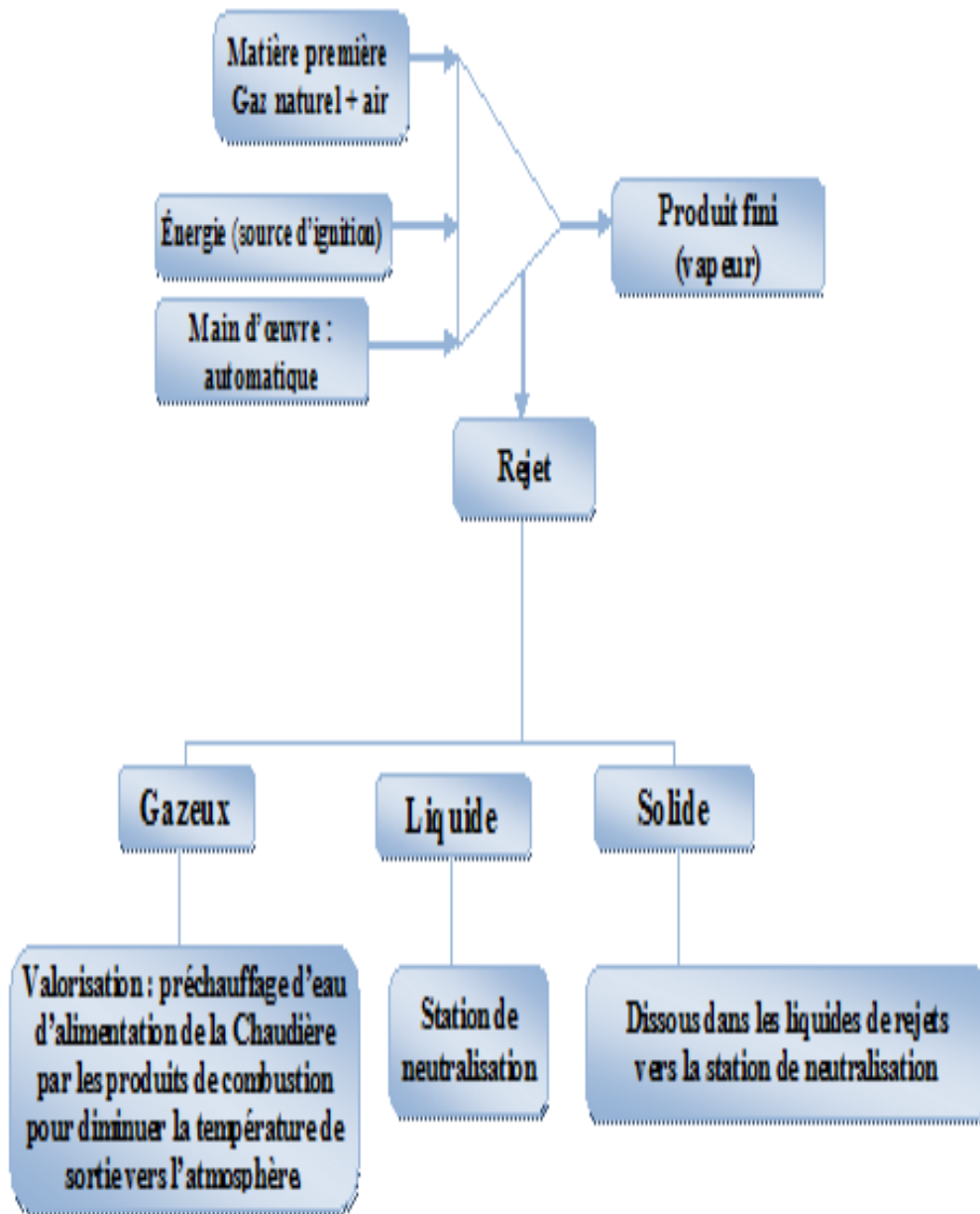


Figure I.18 : Organigramme résumant les rejets de la chaudière et leurs provenances.

↳ **Impact sur l'environnement et santé humaine:**

a) **Effet de serre:** ( $\text{CO}_2$  et  $\text{H}_2\text{O}$  surchauffé)

- augmentation de la température
- élévation des niveaux des mers
- changement climatique
- désertification de la faune

b) **Pollution acide Carboxylique et formation des oxydants qui favorisent :**

- le dépérissement des forêts
- diminution des rendements agricoles par effet O<sub>3</sub>.
- diminution de la croissance des plantes
- perturbation de la photosynthèse
- acidification des sols et des lacs

### **Conclusion :**

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons fait une présentation générale de la raffinerie d'Arzew RA1/Z avec ses différentes structures de base, tout en décrivant le procédé utilisé pour le raffinage de pétrole. En suite dans la deuxième partie, nous avons classifié les différents types des chaudières en spécifiant les chaudières à tubes d'eau avec une description générale, et a la fin, nous avons essayé de présenté les risques lies à l'exploitation des chaudières. Dans le chapitre suivant nous entamerons les notions et la démarche de gestion des risques et le plan d'inspection.

## CHAPITRE II

### La Gestion des Risques et le Plan d'Inspection



### **Introduction :**

Pour répondre au besoin croissant des entreprises à évoluer tout en minimisant le danger, la gestion des risques et l'inspection est devenue une activité complémentaire et incontournable des activités d'entreprise. La recherche de la sûreté des installations ou produits industriels et de la sécurité des personnes et des biens qui en résulte font partie désormais de la vie quotidienne de l'entreprise.

De ce fait, la gestion des risques est une des composantes fondamentales de la réussite d'une entreprise, que ce soit en terme économique ou environnemental. Gérer un risque est un processus itératif fondé sur l'analyse des risques, étape qui permet d'identifier et de réaliser une première évaluation des risques. Pour cela, une quantité d'outils et de méthodes ont été mis en place afin de permettre, à travers l'étude des systèmes, d'identifier les principaux scénarios d'accident probables. Les résultats de ces études permettent de hiérarchiser les risques et facilitent la mise en place des moyens de protection et/ou de prévention nécessaires à la maîtrise des risques.

Le présent chapitre précise dans la première partie, la démarche de la gestion des risques et ensuite la deuxième partie présente les diverses étapes d'élaboration et de révision d'un plan d'inspection. Il propose aussi une méthode d'inspection basée sur la criticité (RBI) qui permet de favoriser une homogénéité entre les plans d'inspection élaborés par le service d'inspection reconnu (SIR) des différents établissements qui l'appliquent.

## **II.1. Gestion des risques :**

### **II.1.1 Préambule :**

Un plan de gestion du risque comprend des stratégies et des techniques visant à reconnaître ces menaces et à les renfermer. Une bonne gestion du risque n'est pas nécessairement coûteuse ou fastidieuse. Elle peut consister simplement à répondre aux trois questions suivantes :

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

### **II.1.2 Définition des notions :**

#### **- Risque :**

Elément caractérisant la survenue du dommage potentiel lié à une situation de danger. Il est habituellement défini par deux éléments : la probabilité de survenance du dommage et la gravité des conséquences. Combinaison de la probabilité d'un événement et de ses conséquences [9].

$$\text{Risque} = \text{Probabilité} \times \text{Conséquence (gravité)}$$

### - **Gestion du risque :**

La norme ISO 31000, définit le management ou la gestion des risques comme « les activités coordonnées dans le but de diriger et piloter un organisme vis-à-vis du risque » [10]. La gestion du risque permet à une organisation de s'assurer qu'elle connaît et comprend les risques auxquels elle s'expose. Elle permet également de dresser et de mettre en œuvre un plan destiné à prévenir les sinistres ou à en réduire l'incidence. La gestion des risques découle de la politique de gestion des risques qui englobe l'identification, l'évaluation, la maîtrise et le contrôle de gestion des risques.

### - **Le risque majeur :**

C'est un accident grave qui peut être naturelle (feux de forêt tempête inondation mouvement de terrain séisme avalanche volcan) ou technologique (industriel, transports de matières dangereuses ; barrages, nucléaire). Il se caractérise par de nombreuses victimes, des dégâts importants, des impacts néfastes sur notre environnement et dont les effets prévisibles dépassent les capacités de réaction des instances directement concernées [11].

### - **le risque industriel majeur :**

le risque industriel majeur est un événement tel qu'une émission, un incendie, ou une explosion, de caractère majeur, en relation avec un développement incontrôlé d'une activité industrielle, entraînant un danger grave, immédiat ou différé pour l'homme, à l'intérieur ou à l'extérieur de l'établissement, et/ou pour l'environnement, et mettant en jeu une ou plusieurs substance dangereuse [12].

### **II.1.3 Typologie des risques :**

Un risque il se divise en quatre grandes catégories [11]:

- Les risques naturels sont provoqués par l'occurrence de différents phénomènes potentiellement dévastateurs : tremblement de terre, éruption volcanique, inondation, tsunami, tornade, cyclone, mouvements de terrain, tempête, ouragan, avalanche, grêles, orage, foudre etc.
- Les risques technologiques sont issus de l'activité humaine, résultant de la manipulation, de la production, du stockage, du conditionnement ou du transport d'un produit dangereux [13]. Le centre de sécurité civile de Montréal leur associe quatre sous-catégories : les risques associés au transport des matières dangereuses, les risques d'accident industriels majeurs en site fixe, les risques liés au transport des personnes (avions, trains, métro, autobus) et les risques nouveaux découlant des technologies nouvelles ou récentes (ex. : biotechnologie, informatique, nucléaire, etc.).
- Les risques biologiques font référence aux « processus ou phénomènes d'origine organique ou transmis par des vecteurs biologiques, y compris l'exposition aux micro-organismes pathogènes, aux toxines et aux substances bioactives susceptibles de provoquer des pertes humaines, des blessures, des maladies ou d'autres effets sur la

santé, des dégâts matériels, la perte de moyens de subsistance et des services, des perturbations sociales et économiques ou une dégradation environnementale ». [14]

- Les risques sociaux proviennent « d'actes gratuits ou réfléchis qui dépendent de la volonté d'individus pour se produire ». Dans cette catégorie nous retrouvons par exemple les aléas suivants : émeute, pillage, sabotage, contamination, attentat, tuerie massive, terrorisme, etc.

Les principaux générateurs de risques d'accident industriels majeurs sont généralement divisés en deux familles [15]: Les industries chimiques et Les industries pétrochimiques.

#### II.1.4 Avantages de la gestion du risque :

La gestion du risque permet de recenser les risques de façon claire et structurée pour permettre de mieux les gérer et les classer en ordre de priorité et prendre les mesures appropriées pour réduire les pertes [16]. Elle comporte d'autres avantages pour l'organisation, notamment :

- Prévention des accidents (risques majeurs)
- Protéger les personnes contre les blessures.
- Protéger l'environnement.
- Économiser les ressources : le temps, les biens et les personnes sont toutes d'importantes ressources que l'on peut économiser en réduisant au minimum les sinistres.
- Améliorer la capacité de l'organisation entreprise/organisme à se préparer à diverses situations. Prévenir ou réduire la responsabilité légale
- Protéger la réputation et l'image publique de l'organisation

#### II.1.5 Le processus de gestion de risque :

La mise en œuvre de la gestion des risques au sein du complexe se déroule selon un processus standard [16] [17]. Il se compose des étapes illustrées dans la figure (II.1):



Figure II.1 : Le processus de gestion du risque.

### **1- Identification des risques :**

Elle se déroule du bas vers le haut de la hiérarchie, l'identification des risques est un processus qui consiste à recueillir de façon systématique de l'information sur le milieu, les aléas et les vulnérabilités afin de déterminer les risques de sinistre auxquels le complexe est exposé. Elle se fait de manière complète. En faisant un inventaire complet détaillé des risques et en recueillir les renseignements permettant de les caractériser tels que :

- La possibilité de maîtrise ou de contrôle de l'aléa;
- Les possibilités d'occurrence;
- la prévisibilité;
- L'intensité;
- La propagation;
- La durée de l'impact;
- Le moment où le risque est susceptible de survenir.

### **2-Evaluation des risques :**

Les risques sont évalués en fonction de leurs conséquences et de la probabilité de leur occurrence, puis classés par ordre de priorité. Très souvent, le complexe est exposé à des risques dont il est difficile de déterminer avec l'exactitude souhaitée dont, l'importance des dommages potentiels et la probabilité d'occurrence.

### **3 -Maîtrise des risques :**

La maîtrise des risques se fonde sur l'identification et l'évaluation des risques. Elle consiste en la conception et la mise en œuvre de mesures appropriées pour délimiter les risques qui nécessitent une intervention (notamment les risques majeurs). Des plans d'action sont élaborés à cet effet pour les risques individuels ou collectifs. Un plan d'action se compose habituellement des points suivants :

- Caractérisation du risque
- Cause du risque
- Evaluation financière du risque
- Mesures de sécurité et de contrôle existantes
- Description de l'évolution du risque dans le temps
- Description des mesures à prendre et des ressources nécessaires

### **4- Contrôle de gestion des risques :**

Le contrôle de gestion des risques comprend la surveillance et le pilotage du processus de gestion des risques. Il assure la continuité et l'amélioration du processus conformément aux principes de la politique de gestion des risques. Le contrôle de gestion des risques met en évidence les écarts par rapport aux objectifs de la politique de gestion des risques. Il sert en outre à évaluer les effets des mesures.

### **II.1.6 Les méthodes de gestion des risques :**

Ce cadre général de gestion des risques dans un contexte industriel se décline concrètement via des méthodes de gestion des risques [18]:

- ↪ des méthodes simples de gestion des risques qui peuvent être constituées d'une de ces étapes.
- ↪ des méthodes élaborées sont constituées de plus d'une phase qui peuvent suffire à elles mêmes en fonction des objectifs établis et des types de résultats escomptés.

### **II.1.7 Gestion des risques par l'inspection :**

Inspection réduit l'incertitude du risque associé aux équipements sous pression principalement par une meilleure connaissance de l'état de dommages. Cette connaissance peut améliorer la prévisibilité de la probabilité de défaillance. Bien que l'inspection ne réduit pas le risque directement, il est une activité de gestion des risques qui peuvent conduire à la réduction des risques. Au service d'inspection est principalement concernée par la détection et le suivi des dommages.

## **II.2 Plan d'inspection:**

### **II.2.1 Préambule:**

Le suivi en service des équipements sous pression est assuré de longue date, dans certains établissements des industries pétrolière et chimique, par des Services Inspection technique internes confirmés qui, pour définir les modalités de surveillance en exploitation, s'appuient sur un important retour d'expérience interne, société, groupe, professionnel, du comportement des équipements. La mise en œuvre des modalités de surveillance ainsi définies permet de garantir le haut niveau de sécurité recherché des équipements suivis.

Ces services peuvent être reconnus par les préfets en application des dispositions du décret du 13 décembre 1999 selon des modalités portées dans la circulaire ministérielle DM- T/P n° 32510 du 21 mai 2003 relative à la "Reconnaissance d'un Service Inspection d'un établissement industriel". Cette circulaire précise les critères généraux auxquels doivent notamment satisfaire ces services avec notamment l'engagement du Chef d'établissement sur une politique globale d'inspection, l'organisation, le fonctionnement du service et ses relations avec l'administration.

Les modalités de suivi des équipements sous pression qu'un industriel, disposant d'un Service Inspection Reconnu (SIR), peut appliquer sont indiquées dans : l'article 19 du décret du 13 décembre 1999, le titre III "Inspections périodiques" de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié (article 10 §4 et article 11 §2), et le titre V "Requalifications périodiques" de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié (article 21 et article 23 §4), ces articles sont détaillés dans le chapitre suivant, « base réglementaire ».

### **II.2.2 Définition des notions :**

- **Inspection :**

Ensemble prédéterminé de dispositions à mettre en œuvre, en service ou à l'arrêt, pour assurer la maîtrise de l'état d'un équipement ou d'un groupe d'équipements dans les conditions de sécurité requises [19].

A ne pas confondre avec "inspection périodique" et "inspection de requalification" au sens réglementaire de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié.

- **Plan d'inspection :**

Document qui définit l'ensemble des opérations prescrites par le Service Inspection pour assurer la maîtrise, l'état et la conformité dans le temps d'un équipement sous pression ou d'un groupe d'équipements sous pression soumis à surveillance [19].

### **II.2.3 Démarche d'un plan d'inspection :**

La mise en œuvre d'un plan d'inspection d'un équipement s'appuie généralement sur trois données principales :

#### **II.2.3.1 Les modes de dégradation :**

Les modes de dégradation d'un équipement sous pression dépendent notamment, du couple matériau/fluide en présence, des conditions de service, des sollicitations extérieures, des particularités et conditions de fabrication de l'équipement et de son environnement. Ils sont pris en compte pour définir les natures, étendues et localisations des inspections et contrôles à mettre en œuvre afin de détecter, estimer leurs effets et de suivre les éventuelles évolutions des dégradations engendrées avant qu'elles ne soient nocives [20].

#### **II.2.3.2 La criticité :**

La criticité intègre les notions de catégorie de probabilité et catégorie de conséquence de défaillance de l'équipement. Elle permet au service inspection d'optimiser l'effort d'inspection afin de limiter au mieux les risques inhérents à la défaillance d'un équipement. La criticité impacte en particulier la périodicité et la nature des actions de surveillance.

#### **II.2.3.3 Le retour d'expérience :**

La prise en compte du retour d'expérience contribue à une meilleure maîtrise des modes de dégradation et de leurs effets; elle permet de :

- préciser, voire compléter les hypothèses retenues pour affecter la criticité,
- identifier des modes de dégradation non retenus précédemment,
- adapter les plans d'inspection et, en conséquence,
- retenir des contrôles plus pertinents.

Les modalités de surveillance en exploitation sont ainsi optimisées.

### **II.2.4 Contenu d'un plan d'inspection :**

Un plan d'inspection précise ou justifie notamment [20]:

- les caractéristiques de l'équipement,
- les modes de dégradation susceptibles d'affecter chaque équipement,
- les catégories ou niveaux de probabilité et de conséquence de défaillance,
- la criticité de chaque équipement,
- les actions de surveillance à réaliser sur les équipements en service et/ou à l'arrêt, notamment
  - les natures et périodicités des inspections et requalifications,
  - les types, localisations, étendues..., des contrôles non destructifs et leurs périodicités,
- les critères et seuils associés aux contrôles et essais,
- les éventuelles conditions opératoires critiques limites des équipements (COCL) et les seuils associés.
- Par ailleurs,
- les conditions particulières de préparation des équipements pour la réalisation des contrôles ou de remise en service,
- les modalités de suivi des instruments associés aux éventuelles COCL,
- l'exploitation des dépassements des COCL,

Doivent, soit être portées dans le plan d'inspection, soit faire l'objet de procédures ou modes opératoires particuliers.

### **II.2.5 Différents types d'inspection :**

Le plan d'inspection est constitué de différents types d'inspection à différentes fréquences [21].

#### **II.2.5.1 Visite de routine :**

La visite de routine a pour but de constater le bon état général l'équipement et de son environnement ainsi que les signes extérieurs liés aux modes de dégradation possible.

Elle est réalisée par des personnels qualifiés (les contrôleurs et les inspecteurs) et renouvelée chaque année.

#### **II.2.5.2 Inspection externe en exploitation :**

Cette inspection, permet de s'assurer de l'absence d'anomalie remettant en cause la date prévue de la prochaine inspection. Elle comprend :

- une revue des visites de routine ;
- une inspection visuelle externe approfondie des équipements constitutifs et de ses éléments ;
- une inspection visuelle générale ;
- une inspection de la soudure;
- un contrôle de l'épaisseur (les tuyauteries etc.) ;

- des investigations complémentaires concernant les défauts révélés par l'inspection visuelle s'il y a lieu.

Cette inspection est réalisée au moins tous les 5 ans. Elle est réalisée par des personnes qualifiées (la qualification des inspecteurs et des contrôleurs). L'inspecteur pourra utiliser base des données approuver au niveau de l'entreprise par exemple des fiches d'inspection disponibles dans les codes d'inspection et de maintenance.

### **II.2.5.3 Inspection hors exploitation :**

Cette inspection, en plus des contrôles visuels et de l'inspection externe, permet par l'accès à l'intérieur de l'équipement avec un contrôle détaillé des éléments inaccessibles lorsqu'il est en exploitation. Elle comprend :

- l'ensemble des points prévus pour l'inspection externe en exploitation détaillée ;
- une inspection visuelle interne approfondie de l'équipement et des éléments internes;
- des mesures visant à déterminer l'épaisseur restante par rapport à une épaisseur minimale de calcul ou à une épaisseur de retrait ;
- le contrôle interne des soudures;
- des investigations complémentaires concernant les défauts révélés par l'inspection visuelle s'il y a lieu.

### **II.2.6 Procédures d'élaboration des plans d'inspection :**

Le SIR doit disposer d'une procédure d'élaboration et de révision de ses plans d'inspection qui intègre toutes les exigences décrites dans le présent document ainsi que celles prévues au DM-T/P n° 32510. Sur la base du dossier de l'équipement, les principales étapes d'un plan d'inspection sont [20]:

#### **II.2.6.1 détermination le mode de dégradation :**

➤ Sélection, classement et regroupement des équipements :

Pour sélectionner, classer et regrouper les équipements, le SIR doit disposer :

- des listes de l'ensemble des appareils, des tuyauteries et des accessoires de sécurité des unités suivies. Les accessoires sous pression sont attachés aux équipements de types récipient ou tuyauterie. Ces listes sont le plus souvent établies sur la base des PID, PCF des unités,
- de la nature des fluides,
- des conditions maximales et minimales, normales et transitoires d'exploitation,
- des dossiers (lorsque disponibles) et caractéristiques de fabrication, de réception, réglementaires...
- des conditions d'implantation, d'environnement,
- des données d'historique et des éléments des retours d'expérience,
- des réglementations applicables et règles de suivi internes société.



Les équipements sont sélectionnés, classés sur la base de règles prédéfinies (réglementations, règles internes, type..) portées dans une procédure interne au SIR. Ils peuvent être groupés en "boucles d'iso dégradation".

La description d'une boucle d'iso dégradation comporte :

- les précisions des caractéristiques du procédé et des caractéristiques techniques qui ont permis de définir ses limites,
- un descriptif à l'aide de schémas ou plans,
- la liste exhaustive des équipements (récipients, tuyauteries, accessoires sous pression et accessoires de sécurité) qui la composent.

➤ Identification des modes potentiels de dégradation :

Les modes potentiels de dégradation ainsi que leurs effets, sont affectés par une ou des personne(s) compétente(s) avec, lorsque nécessaire, l'aide d'experts internes ou externes à l'entité en utilisant :

- une méthode d'aide à l'affectation des modes de dégradation (check list, procédure papier, logiciel..) qui prend en compte les :
  - couples matériau / fluide en présence,
  - nature et teneur des impuretés susceptibles d'être présentes,
  - conditions réelles de service,
  - cycles d'exploitation (marche continue, en batch, cyclique..),
  - transitoires d'exploitation (conditions de démarrage et d'arrêt..),
  - sollicitations externes (sollicitations mécaniques aux limites, sollicitations vibratoires, conditions d'environnement..),
- les données d'historiques de l'équipement et d'équipements semblables,
- les retours d'expériences disponibles.

### **II.2.6.2 détermination de la criticité :**

Chaque SIR dispose d'une méthode d'inspection basée sur la criticité (IBC ou bien RBI). Cette méthode est décrite dans une procédure d'élaboration des plans d'inspection. Elle doit être maîtrisée par le SIR et vérifiable [20] [21] [22].

#### **II.2.6.2.1 Préambule :**

Dans la plupart des installations, un grand pourcentage du risque global est concentré dans un nombre relativement restreint d'équipements tandis qu'un grand pourcentage des éléments d'équipement peut poser un risque minimal. Les équipements ayant un risque plus élevé, il faudra plus d'attention dans un plan d'inspection basé sur une analyse des risques (communément appelés inspection fondée sur le risque ou RBI) et les coûts d'inspection accrus associés peuvent être compensés par la réduction ou l'élimination de l'inspection des éléments d'équipement qui posent un risque minimal.

RBI permettra aux utilisateurs de :

- a) définir, mesurer et utiliser des risques pour la gestion des éléments importants des installations ou des équipements,
- b) gérer la sécurité, l'environnement, et les risques d'interruption des activités d'une manière intégrée et rentable,
- c) réduire systématiquement le risque global de l'installation par une meilleure utilisation des ressources d'inspection et en temps opportun des mesures de suivi.

### II.2.6.2.2 l'Historique de la méthodologie RBI :

La technologie d'inspection basée sur le risque donne une méthodologie pour la mise en œuvre d'inspection axée sur les risques ou les programmes RBI sur les équipements fixes et dans les industries des hydrocarbures et de procédés chimiques. La théorie de la RBI est décrite dans API RP 580 [22] [23], qui énumère en détail les éléments du risque causé par la dégradation de la matière, et les nombreuses possibilités pour faire face à ces risques. RP 581 prend cette esquisse un pas plus loin et décrit comment qualifier et quantifier les risques et la façon de planifier et d'exécuter le programme d'inspection.

Qu'est-ce que l'inspection basée sur le risque?, DNV [24] met comme suit: « RBI est une combinaison de technologies fournissant les industries avec une méthode fondée sur les risques pour l'évaluation et l'élaboration de plans d'inspection. Cette méthode fonctionne en calculant les conséquences des défaillances possibles et la probabilité de ces échecs. La combinaison des conséquences et de la probabilité d'identifier quels équipements justifie la plus grande attention pour la gestion des risques ». RBI est donc un outil pour sélectionner les éléments critiques qui nécessite une attention et ensuite planifier quand et comment inspecter le composant ou système. En règle générale, 80% de risque est causé par seulement 20% de l'équipement. Il est donc essentiel que ces composants à haut risque soient identifiés au préalable.

L'origine de la méthodologie de RBI pour l'industrie du processus réside dans la coopération entre DNV et l'American Petroleum Institute (API) dans le début des années 90. Cette opération a été initiée par DNV et également impliqué un grand groupe de commanditaire de l'industrie composé de certaines des plus grandes sociétés de traitement aux États-Unis et à l'étranger. La recherche a conduit à une grande publication qui est communément connu sous le nom de document de base des ressources, mais il a été publié plus tard que l'API 581.

Il y avait un grand besoin de cette méthode puisque la plupart des centrales (en particulier ceux construits dans l'Europe poste 2eme Guerre mondiale) ont atteint un âge critique qui exige une certaine forme de planification de l'inspection ou de maintenance. Ces centrales ont été rapidement construites afin d'obtenir l'industrie européenne sur les rails, mais ils avaient une durée de vie de seulement 15 ans.

En Europe, il y a actuellement un grand effort pour développer une méthodologie d'entretien et d'inspection axée sur les risques. Il est connu comme le RIMAP project (Risk Based Maintenance Procedures for European Industry), qui est financé par la Commission européenne et se joint à 16 organisations de 8 pays dans l'effort. Le but est de

créer une méthodologie pour la maintenance et la planification des inspections pour tous les types d'équipements (non seulement des équipements sous pression), ce qui représente à la fois les aspects techniques et de gestion.

Actuellement certains secteurs de l'industrie, en particulier les secteurs du raffinage et de la pétrochimie, sont en train de mettre des priorités d'inspection sur la base du risque spécifique de l'échec. Amélioration de ciblage et le calendrier des inspections offrent l'industrie les avantages potentiels de:

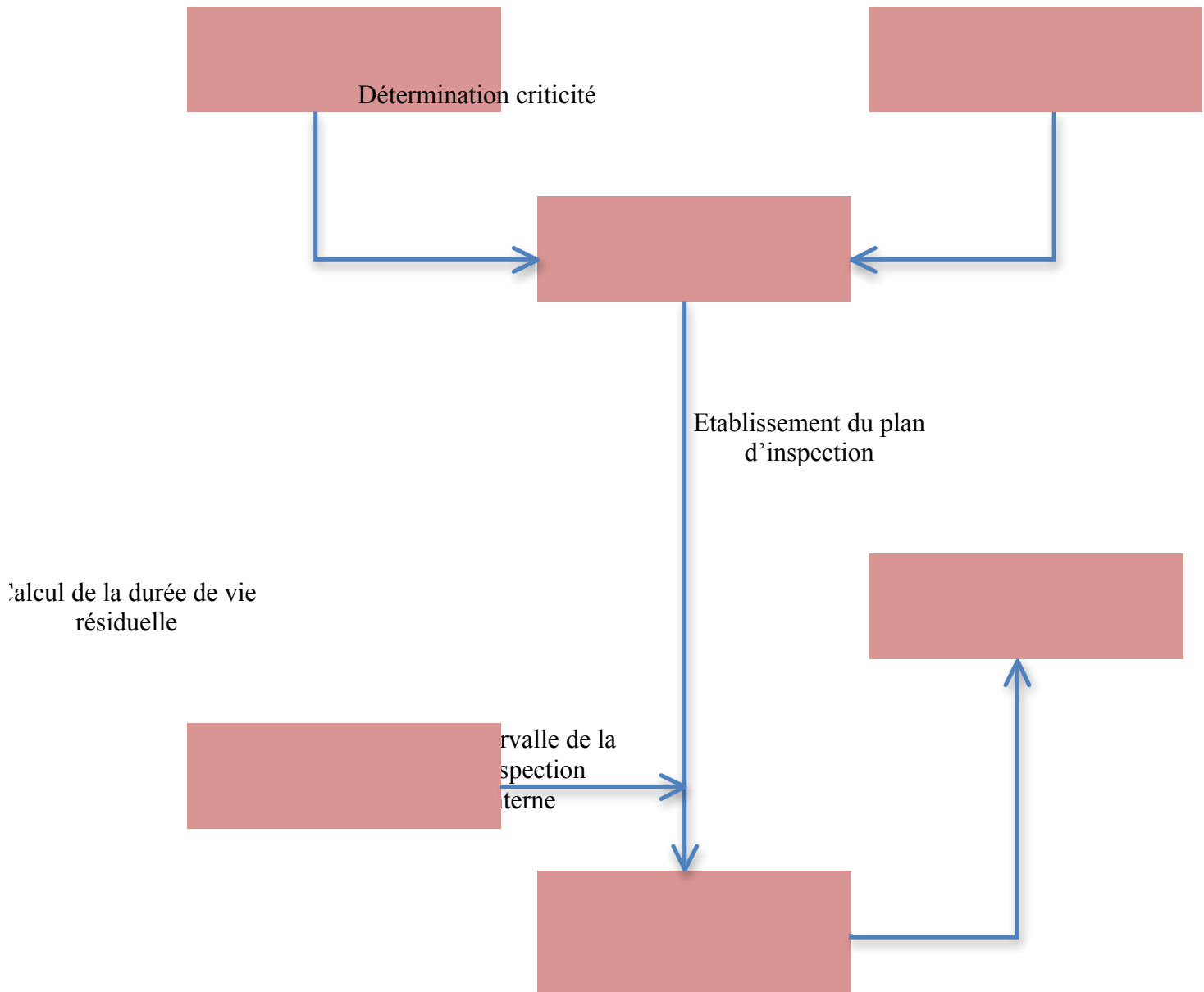
- Amélioration de la gestion de la santé et de la sécurité et d'autres risques d'échec de l'installation.
- identification en temps opportun et de la réparation ou le remplacement du matériel détériorés.
- Les économies de coûts en éliminant l'inspection inefficace, prolongeant les intervalles d'inspection et une plus grande disponibilité de l'installation.

### **II.2.6.2.3 Le principe et la démarche de RBI :**

L'API 581 fournit des informations sur l'utilisation de l'analyse des risques pour développer et planifier une stratégie d'inspection efficace [20] [22]. La planification de l'inspection est un processus systématique qui commence par l'identification des installations ou des équipements et culmine dans un plan d'inspection. Tant la probabilité de défaillance et la conséquence de défaillance devraient être évaluées en tenant compte de tous les mécanismes de dommages crédibles qui pourraient avoir un effet sur les installations ou l'équipement. En outre, les scénarios de défaillance en fonction de chaque mécanisme de dommages crédibles devraient être élaborées et examinées.

Les étapes de l'application de ces principes sont comme suit :

1. Détermination des mécanismes d'endommagement et les modes de défaillance.
2. Détermination des risques, l'analyse et la gestion
3. Collecte des données et des informations.
4. Établissement de la criticité de l'équipement.
5. La détermination de la probabilité de défaillance
6. La détermination de la conséquence de défaillance
7. Détermination du plan d'inspection (natures, localisations, étendues et périodicités des actions d'inspection) en fonction de la criticité, du facteur de confiance et de la durée de vie résiduelle estimée.



**Figure II.2** : Logigramme illustrant le principe de la méthode RBI.

### 1. Estimation des catégories de probabilité et de conséquence de défaillance :

La criticité d'un équipement est estimée en appliquant une démarche rigoureuse qui combine les "catégorie de probabilité" et "catégorie de conséquence" de défaillance potentielle d'un équipement [20].

Ces catégories de probabilité et de conséquence doivent être estimées en application des principes décrits ci-après.

Elles constituent un outil de classification des équipements qui permet d'adapter les modalités des inspections et contrôles (natures, localisations, étendues, périodicités..).

Les catégories de probabilité et de conséquence de défaillance sont déterminées sur la base de l'estimation :

- de cinq facteurs pour la catégorie de probabilité de défaillance :
  - Dommage
  - Inspection
  - Fabrication
  - Etat
  - Procédé
- de cinq facteurs pour la catégorie de conséquence de défaillance
  - Quantité-état du fluide relâché
  - Inflammabilité / explosibilité
  - Toxicité
  - Indisponibilité
  - Effet induit.

Les appellations des facteurs ainsi que leurs regroupements peuvent être différents d'un SIR à un autre, d'une méthode à une autre. La procédure précise les pondérations des différents facteurs pour déterminer les catégories de probabilité et de conséquence de défaillance.

Lorsqu'une méthode de détermination de la catégorie de conséquence exploite des données provenant des études de danger, l'origine de ces données doit pouvoir être vérifiable.

Les facteurs sont déterminés en application d'une méthode à minima semi-quantitative.

### **1.1 Détermination de la catégorie de probabilité de défaillance :**

La catégorie de probabilité de défaillance de chaque équipement est déterminée selon une échelle propre à chaque SIR; elle peut être estimée à partir de données de retours d'expérience de la profession, du groupe ou de l'établissement industriel, d'études bibliographiques.

Les actions d'inspection ont un impact sur la probabilité de défaillance.

#### **• Facteur dommage :**

Ce facteur permet d'identifier les modes de dégradation potentiels qui peuvent affecter l'équipement tels la corrosion, la fissuration, la fragilisation, le fluage, la fatigue, le vieillissement, ainsi que leurs évolutions. Pour estimer ce facteur, doivent être pris en compte :

- les divers modes de dégradation en intégrant les phases d'exploitation prévues (normales, phases d'arrêt / démarrage et transitoires) et les conditions externes (climatiques, vibrations, efforts aux limites...)
- l'historique de l'équipement
- le retour d'expérience

#### **• Facteur inspection :**

Ce facteur permet de quantifier la pertinence des inspections mises en œuvre.

Pour estimer ce facteur, doivent être prises en compte :

- l'adéquation des programmes d'inspection en regard des modes de dégradation identifiés
  - pertinence et performance des méthodes de contrôle
  - périodicité des actions d'inspection
  - représentativité des points de contrôle
- l'aptitude à quantifier les dommages, conséquence des modes de dégradation connus ou potentiels retenus.

- **Facteur fabrication :**

Ce facteur permet d'évaluer la qualité de la fabrication de l'équipement.

Pour estimer ce facteur, doivent être pris en compte :

- la pertinence des choix de conception notamment leur adéquation aux conditions de service
- la complexité géométrique de l'équipement
- la qualité de la construction de l'équipement notamment la référence à un code ou à un standard de construction
- le niveau de connaissance par le SIR des données de conception, de calcul, de choix des matériaux de construction, de l'étendue et des résultats des contrôles de construction et des essais de réception finale.

Parmi les éléments d'estimation de ce facteur figurent le contenu ainsi que la qualité du dossier de fabrication de l'équipement lorsque disponible.

- **Facteur état :**

Ce facteur traduit l'état de l'équipement dans son cycle de vie, il intègre l'efficacité des opérations de maintenance réalisées.

Pour estimer ce facteur, doivent être pris en compte :

- le niveau d'endommagement de l'équipement
- la réalisation des recommandations émises par le SIR
- la qualité des interventions réalisées sur l'équipement.

- **Facteur procédé :**

Chaque SIR s'appuie sur des compétences lui permettant de quantifier les risques propres à chaque procédé.

Pour estimer ce facteur, doivent être pris en compte :

- la maîtrise et la stabilité du procédé : retour d'expérience sur le procédé, risques d'excursion hors des valeurs limites d'exploitation
- le choix et la maîtrise des COCL adaptées aux dommages spécifiques,
- la connaissance des fluides en présence et en particulier des composants influant sur la dégradation interne de l'équipement.

La probabilité de défaillance est définie comme une fonction du temps  $t$  de la façon suivante : [21]

$$Pf(t, I_e) = gff \times Df(t) \times FMS \quad (II-1)$$

Où :

- gff: Facteur générique de fréquence de défaillance
- $Df(t)$  : Facteur de dommage
- FMS : Facteur du système de management de l'intégrité mécanique
- $I_e$  : Efficacité des inspections
- $t$  : le temps

Le facteur générique de fréquence de défaillance (gff) est la probabilité de perte de confinement par an qui peut être issue soit de données de la littérature soit de la table 4-1 de la partie 2 de l'API 581. [23]

### 1.2 Détermination de la catégorie de conséquence de défaillance :

La catégorie de conséquence de défaillance est déterminée après valorisation et combinaison des facteurs précisés au suivant. La catégorie de conséquence elle est représentative de l'impact d'une défaillance sur la sécurité, l'environnement, la disponibilité de l'installation.

#### • Facteur quantité / état du fluide relâché :

Ce facteur est estimé en référence à la nature du composant de l'équipement susceptible de la défaillance la plus probable (rupture d'un petit piquage ...etc).

Pour estimer ce facteur, doivent être pris en compte :

- la quantité de fluide susceptible d'être libéré
- le débit du fluide susceptible d'être libéré
- l'état de ce fluide (gaz liquéfié, gaz, liquide)
- l'énergie potentielle libérable.

Il peut être pondéré par :

- les moyens d'isolement et de confinement de l'équipement
- la rapidité des interventions correspondantes
- les dispositifs d'alarme
- la pertinence des procédures applicables.

#### • Facteur inflammabilité / explosibilité :

Pour estimer ce facteur ils doivent être pris en compte les niveaux d'inflammabilité, d'explosibilité ou de réactivité chimique du fluide susceptible d'être libéré en cas de perte de confinement. Ce facteur découle des principes des documents réglementaires ou professionnels relatifs à la classification des substances dangereuses.

- **Facteur toxicité :**

Pour estimer ce facteur, doivent être pris en compte :

- les propriétés de toxicité des fluides susceptibles d'être libérés
- les effets réversibles ou non sur la santé, sur l'environnement.

- **Facteur indisponibilité :**

Pour estimer ce facteur, la perte engendrée par l'indisponibilité de l'équipement doit être prise en compte.

- **Facteur effets induits :**

Pour estimer ce facteur, doivent être pris en compte :

- l'implantation géographique, les équipements susceptibles d'être affectés,
- les aires touchées par une perte de confinement et la population susceptible d'être présente dans ces aires respectives.

Des résultats de l'étude de danger (flux thermique, surpression) peuvent être exploités pour estimer ce facteur.

## **2. Détermination de la criticité :**

La criticité d'un équipement :

- est la combinaison matricielle des catégories de probabilité et de conséquence de défaillance,
- est représentative de l'ensemble des facteurs listés ci-avant, notamment de l'état connu ou estimé de l'équipement et de son évolution compte tenu des modes de défaillances retenus,
- quantifie le risque et impacte l'effort d'inspection qui est d'autant plus important que le risque est élevé.

Elle peut être déterminée à un instant donné ou estimée à terme, elle peut-être révisée sur la base des retours d'expérience cumulés.

- **présentation de la criticité :**

La criticité est couramment représentée :

- sous forme matricielle de quatre à six niveaux avec :
  - en axe des abscisses la catégorie de conséquence de défaillance
  - en axe des ordonnées la catégorie de probabilité de défaillance
- en utilisant un code couleur fonction du niveau de la criticité :
  - vert → criticité faible
  - bleu → criticité moyenne
  - jaune → criticité "moyenne-forte"
  - rouge → criticité forte





**Figure II.3 :** Exemple de représentation de la criticité pour des échelles à 5 niveaux.

- échelle de 1 à 5 pour la catégorie de probabilité : plus le chiffre est élevé, plus la probabilité de défaillance est élevée
- échelle de A à E pour la catégorie de conséquence : "A" correspondant à une conséquence de défaillance faible, "E" à une conséquence élevée.

### 2.1 Détermination du risque :

Le niveau de risque en fonction du temps et de l'efficacité des inspections est défini de la façon suivante :

$$R(t, I_e) = P_f(t, I_e) \times C \quad (II-2)$$

- $P_f(t, I_e)$  : la probabilité de défaillance
- $C$  : la conséquence de défaillance

Et peut être représenté sous forme matricielle

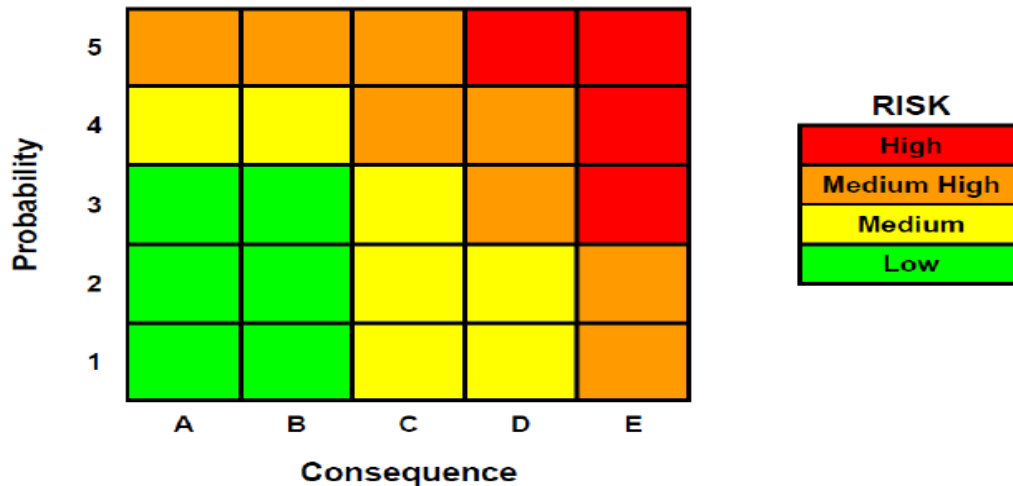


Figure II.4 : Exemple de représentation le niveau de risque.

### 2.2. Exploitation de la criticité :

Les natures, localisations, étendues et périodicités des actions d'inspection sont définies en fonction des modes et cinétiques de dégradation ainsi que du niveau de criticité.

Un équipement affecté d'une criticité forte, au sens de l'exemple précédent, fait l'objet [20] [21]:

- d'une revalidation des facteurs déterminés pour calculer la criticité par mode et localisation des dégradations

Ainsi que

- soit d'une révision des modalités de suivi afin d'abaisser la probabilité de défaillance,
- soit/et d'une adaptation des paramètres d'exploitation,
- soit/et de la prise en compte de dispositions particulières pour abaisser le niveau de conséquence,
- soit d'une mise en cause du maintien en service de l'équipement en l'état.

Ces dispositions découlent de l'application des modalités portées dans la procédure du SIR.

Les équipements à niveau de criticité "moyen-fort" font l'objet d'une revue spécifique des modalités de suivi afin de vérifier l'adéquation des plans d'inspection et de valider les hypothèses des modes de dégradation retenus lors de l'élaboration des plans d'inspection.

Les équipements à niveau de criticité moyen ou faible sont suivis en application du plan d'inspection tel que prévu. Les modalités peuvent être allégées en fonction de l'évolution de la maîtrise des cinétiques de dégradation, du retour d'expérience.

Voir annexe 3 qui représente la matrice de criticité utilisée dans notre étude.

### 3. Détermination la durée de vie résiduelle :

La durée vie résiduelle RL est définie comme :

$$(RL) = (tM - tR) / vd \quad (II-3)$$

Où :

- $t_M$  : dernière épaisseur minimale mesurée
- $t_R$  : épaisseur de retrait
- $vd$  : vitesse de dégradation

L'épaisseur de retrait peut être prédéterminée ou déduite de calculs appropriés contenus dans les codes de conception et de réparation.

#### 4. Facteur de confiance :

Le facteur de confiance reflète l'appréciation portée sur la robustesse de l'analyse de la durée de vie résiduelle.

Le facteur de confiance dépend, de façon non exhaustive :

- du nombre d'inspections précédemment réalisées
- de l'intervalle d'inspection précédente
- de la qualité des données issues des inspections précédentes (niveau d'efficacité)
- de la qualité des méthodes d'inspection (hors exploitation et en service)
- du résultat des inspections
- des mesures de maintenance préventive et du type et de l'étendue des réparations
- des affectations successives du réservoir

$$K = K_0 + \Sigma Cr_i \quad (II-4)$$

$K_0$  : valeur initial de facteur de confiance.

$Cr_i$  : facteur de crédit ou facteur de débit.

$Cr_1$  : relative au niveau de contrôle de la dernière inspection.

$Cr_2$  : relative à l'émission acoustique.

#### • Détermination d'émission acoustique $Cr_2$ :

Connue depuis plusieurs décennies, l'écoute des phénomènes conduisant à l'émission d'ondes élastiques (émission acoustique) est largement utilisée dans le monde comme un outil de contrôle non destructif permettant une évaluation globale des équipements ou partie d'équipements testés. Cette méthode est largement utilisée pour les appareils à pression pour détecter et localiser les sources d'émission acoustique liées au développement de corrosions actives, de fissures et autres endommagements mécaniques.

Pour les équipements sous pression, cette méthode est permet d'obtenir des éléments complémentaires aux autres contrôles afin de mieux évaluer l'état de chaque élément d'un équipement et de programmer ainsi les mises hors service pour contrôles et interventions de réparations. Pour les ESP, cette méthode est utilisée pour détecter et localiser :

- Les fuites actives;
- Les corrosions actives;

Les émissions acoustiques sont classées de a à d, selon API 580/581 et EEUMA

## **5. Détermination de l'intervalle d'inspection :**

Principe :

- Représenter l'évolution du risque en fonction du temps. Equation (II-2)
- Positionner le niveau de risque non acceptable (généralement haut ou moyen haut)
- L'inspection doit être réalisée au plus tard à la date à laquelle le risque non acceptable est atteint.

### **II.2.6.3 Révision d'un plan d'inspection :**

#### **II.2.6.3.1 Définition des modalités de surveillance :**

Le plan d'inspection d'un équipement ou d'un groupe d'équipements est l'ensemble des opérations prescrites par le service inspection pour assurer la maîtrise, l'état et la conformité dans le temps d'un équipement sous pression ou d'un groupe d'équipements sous pression soumis à surveillance. Ces opérations découlent des caractéristiques des équipements, des conditions d'exploitation et de la criticité, elles sont à mettre en œuvre, en service ou à l'arrêt et, en fonction de leur nature, par le service inspection ou par les entités susceptibles d'avoir de par leurs actions un impact sur l'intégrité du ou des équipements. Les résultats des opérations effectuées par les autres entités sont communiqués au service inspection aux fins d'enregistrement et d'exploitation [20].

Ces opérations sont adaptées en fonction des données d'expérience et des résultats cumulés des inspections successives.

Le service inspection prend notamment en compte les informations relatives aux éventuels :

- dépassements de conditions de service maximales admissibles, de conditions opératoires critiques limites,
- anomalies détectées sur les équipements sous pression et rapportées par le personnel d'exploitation telles : détérioration de revêtement, fuite, corrosion, déformation, vibration...
- anomalies constatées sur les équipements sous pression par les intervenants des services de maintenance ou d'exploitation.

Hors les opérations listées dans les procédures d'élaboration des plans d'inspection, le plus souvent, une inspection :

- comporte des vérifications visuelles et/ou des contrôles non destructifs,
- se fait à partir de l'extérieur et/ou de l'intérieur,
- intègre l'exploitation des éventuels dépassements de COCL.

#### **↪ La nature des inspections :**

La nature des inspections et notamment des contrôles retenus est fonction :

- des modes de dégradation potentiels ou constatés,
- du type, de l'implantation, de l'inspection de l'équipement,
- du retour d'expérience du comportement de l'équipement, des équipements de la boucle d'iso-dégradation, ainsi que d'équipements similaires concernés ou à mode commun de dégradation.

↻ **La périodicité des inspections** est définie sur la base :

- de la criticité,
- des retours d'expériences disponibles,
- des cinétiques des dommages lorsqu'elles peuvent être estimées et/ou des sensibilités des matériaux.

↻ **L'étendue et la localisation** sont fonction :

- de la criticité,
- du caractère d'endommagement : localisé ou généralisé,
- de la représentativité des zones retenues dans le plan,
- des zones sensibles (exemples : zones à rétention, zones à concentration de contrainte, points bas, bras morts, sorties de calorifuges..).

### **A) Modalités des inspections périodiques :**

Les modalités des inspections périodiques sont précisées dans les plans d'inspection.

Elles comportent à minima :

- une vérification extérieure après décalorifugeage des zones portées dans le plan d'inspection avec mise en œuvre de contrôles adaptés aux modes de dégradation, aux emplacements retenus dans le plan d'inspection,
- un examen des accessoires de sécurité,
- l'inspection des accessoires sous pression selon des dispositions comparables à celles des équipements auxquels ils sont attachés (générateur, récipient, tuyauterie) ou spécifiques à la famille d'accessoires (exemples : vannes, niveaux..).

↻ **Cas des générateurs et récipients :**

Une vérification intérieure est réalisée en privilégiant les zones réputées les plus sensibles identifiées dans le plan d'inspection avec la mise en œuvre de contrôles adaptés afin d'estimer les dommages éventuels. Les zones de dégradations les plus probables peuvent être situées en des points singuliers tels que :

- le pied des piquages et des supports,
- les zones de concentration d'impuretés,
- les piquages, purges, drains, et bras morts.

Si, dans les zones examinées, les dommages constatés excèdent ceux prévisibles et acceptables, les vérifications sont étendues à l'ensemble des zones susceptibles d'être concernées par des dégradations de mêmes types.

↻ **Cas des tuyauteries :**

Une attention particulière est apportée aux points singuliers et discontinuités qui constituent les points faibles des tuyauteries tels :

- les supports et butées,
- les zones de rétention sous calorifuge,

- les piquages, événements, purges et bras morts,

Ils doivent être identifiés dans les plans d'inspection.

Les difficultés de réalisation du repérage physique précis des zones suivies en vue d'assurer la reproductibilité des contrôles, ainsi que les difficultés d'accès (échafaudages, décalorifugeages) sont des contraintes à intégrer lors de la définition des modalités des contrôles portés dans les plans d'inspection (notamment la localisation).

Le nombre d'informations à traiter étant très élevé, il est recommandé de sérier au maximum les paramètres représentatifs afin d'aboutir à des plans d'inspection maîtrisables.

### **B) Modalités des requalifications périodiques :**

La requalification périodique concerne l'équipement, ses accessoires sous pression attachés et ses accessoires de sécurité associés.

Les modalités des requalifications périodiques sont décrites dans les plans d'inspection; elles comportent :

- La vérification de l'existence et de l'exactitude des documents prévus à l'article 9 de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié,
- Une inspection comportant à minima les dispositions prévues pour l'inspection périodique, hors modalités spécifiques applicables aux équipements objet du § 4-3-6-4.
- Une épreuve hydraulique lorsque exigée par l'arrêté du 15 mars 2000 modifié hors modalités spécifiques,
- Une vérification :
  - des accessoires sous pression associés,
  - des accessoires de sécurité associés, en application de l'article 26 de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié.

### **C) Modalités particulières applicables aux inspections et requalifications périodiques :**

#### **↳ Equipements à mêmes modes de dégradation, équipements témoins :**

Dans le cadre des inspections périodiques, des vérifications, examens et contrôles prévus dans le plan d'inspection, réalisés de façon plus complète sur un ou plusieurs équipements témoins, peuvent remplacer partiellement ou totalement les vérifications, examens et contrôles de mêmes types qui auraient dû être menés sur chacun des équipements.

Le ou les équipements témoins choisis par le SIR sont les plus concernés par les dommages susceptibles de se produire. Leur choix est justifié et fait l'objet d'un enregistrement dans le ou les plans d'inspection des équipements de l'ensemble concerné.

#### **II.2.6.3.2 Retour d'Expérience / Révision d'un Plan d'Inspection :**

Le service inspection dispose et met en œuvre une procédure de révision des plans d'inspection [20]. Ceux-ci sont révisés à chaque évolution entraînant une variation significative de la sévérité du milieu ou de la susceptibilité aux dommages prises en compte pour leur élaboration.

- Evolution d'un des facteurs d'évaluation de la criticité :
  - changement des conditions d'exploitation ayant un impact significatif sur les modes et/ou cinétiques de dégradation,
  - constat d'une cinétique de dégradation sensiblement différente de celle prise en compte lors de l'élaboration du plan,
  - découverte d'un mode de dégradation non pris en compte lors de l'élaboration du plan,
  - dépassements de COCL dont les effets sont notables sur un mode de dégradation du ou des équipements concernés,
- Prise en compte du retour d'expérience de l'équipement considéré ainsi que des équipements susceptibles d'être concernés par le même mode de dégradation.

La méthodologie de révision des plans d'inspection doit être décrite dans la procédure de gestion des plans d'inspection du SIR.

Une revue systématique des plans d'inspection doit être faite, pour l'ensemble des équipements d'une unité, équipement par équipement, après chaque requalification ou après chaque grand arrêt. Un état de la répartition des criticités pour l'ensemble des équipements est établi à cette occasion.

La pertinence de la méthode d'élaboration des plans d'inspection est évaluée sur la base d'une analyse du bilan de grand arrêt prévu par la circulaire DM-T/P n° 32510 § IV-4.

Un plan d'inspection peut évoluer vers plus ou moins de sévérité quant aux modalités, natures et étendues des opérations de surveillance en fonction de la criticité. Il peut également évoluer en retenant l'application de nouvelles méthodes de surveillance ou d'essais non destructifs. L'objet et le justificatif de toute révision des plans d'inspection doivent être tracés et conservés (éventuellement sous forme informatique) à l'aide d'un système adapté décrit dans une procédure.

### **Conclusion :**

L'appréciation de la sécurité et l'évaluation de la sûreté de fonctionnement et des risques d'une installation sont intrinsèquement complexe et nécessitent la mise en œuvre des différentes méthodes d'inspection et gestion des risques par des spécialistes confirmés et expérimentés. Les résultats obtenus par ces méthodes doivent être examinés avec soin et rigueur et être utilisés avec prudence pour chaque cas spécifique, en raison soit des conséquences possibles de la démarche souvent réductrice d'un scénario conventionnel majorant, soit de la relativité de l'estimation quantitative en particulier pour la prise en compte de la fiabilité des équipements.

## CHAPITRE III

Base Réglementaire et Recherche Bibliographique



### **III.1 Base Réglementaire**

#### **III.1.1 Réglementation Algérienne :**

Les aspects juridiques algériens relatifs à l'environnement, la sécurité des installations industrielles et la gestion des risques sont fondés sur des dispositifs réglementaires et organisationnels, qui constituent un aspect très important pour les entreprises algériennes. Nous sommes fixés comme objectif à travers ce document de réunir tous les textes se rapportant aux installations classées, à la sécurité des installations et la gestion des risques.

↳ Les installations classées:

Dans le cadre de la protection de l'environnement et des personnes, des dispositions réglementaires ont été mises en place sur les installations classées. Ces dispositions permettent de déterminer l'ensemble des installations qui présentent des dangers et leur contrôle.

Ces principaux textes réglementaires sont résumés ci-après dans deux décrets exécutifs définissant la réglementation applicable, fixant la nomenclature et portant composition, organisation et fonctionnement de la commission de surveillance et de contrôle des installations classées :

#### **1- Décret exécutif n°98-339 du 03 novembre 1998 définissant la réglementation applicable aux installations classées et fixant leur nomenclature (explication) :**

Art.2 : Toute installation figurant dans la nomenclature des installations classées est soumise préalablement à sa mise en service et selon sa classification soit à une autorisation soit à une déclaration.

Art.3 : Les autorisations sont délivrées soit par le ministre chargé de l'environnement soit par le wali soit par le président de l'assemblée populaire communale.

Art.4 : Les déclarations sont adressées au président de l'assemblée populaire communale.

#### **2- Décret exécutif n° 99-253 du 07 novembre 1999 portant composition, organisation et fonctionnement de la commission de surveillance et de contrôle des installations classées :**

La commission de surveillance et de contrôle est placée sous l'autorité du wali, sa composition est donnée dans l'article 2. Elle peut faire appel à toute personne qu'en raison de sa compétence peut donner des avis techniques sur des questions bien déterminées et prend ses décisions à la majorité de ses membres (en cas de partage égale des voix, celle du président est prépondérante article 4).

↳ Les principaux textes réglementaires régissant l'environnement et la sécurité des installations industrielles et la gestion des risques :

La réglementation algérienne en matière de l'environnement, de la sécurité et de gestion des risques a évolué progressivement au fil des années et a accordé une importance capitale à la sécurité des personnes et des biens. A ce titre et pour ne citer que quelques textes nous avons :

**1- Ordonnance N° 76-04 du 20 Février 1976 relative aux règles applicables en matière de sécurité contre les risques de l'incendie et de panique et à la création de commissions de prévention et de protection civile.**

Art.4 : Les causes des dangers ou des inconvénients, soit pour la sécurité, la salubrité ou la commodité du voisinage, soit pour la santé publique, soit encore pour l'agriculture et l'environnement sont classées suivant les établissements concernés. Ces établissements font l'objet d'une surveillance administrative.

Art.4 : Cette ordonnance a pour objet de définir les règles applicables aux établissements dangereux, insalubres ou incommodes.

**2- Loi N° 83-03 du 5 Février 1983 relative à la protection de l'environnement. Cette loi a pour objet la mise en œuvre d'une politique nationale de protection de l'environnement tendant à:**

- La protection, la restructuration et la valorisation des ressources naturelles ;
- La prévention et la lutte contre toute forme de pollution et nuisance ;
- L'amélioration du cadre et de la qualité de la vie.

L'article 130 de cette loi stipule que les études d'impact sont un outil de base pour la mise en œuvre de la protection de l'environnement.

**3- Le Décret 84 - 55 Relatif à l'administration des zones industrielles.**

**4- Décret n° 84-105 du 12 mai 1984 portant institution d'un périmètre de protection des installations et infrastructures :**

Art.1 : Il est institué un périmètre de protection autour des installations et infrastructures pour les quelles toute activité pourrait présenter directement ou indirectement des risques ou inconvénients par leur fonctionnement et leur sécurité.

Art.7 : La commission de sécurité est habilité à connaître des questions afférentes au périmètre de protection (les limites du périmètre, la protection à l'intérieur du périmètre, surveillance, éclairage, signalisation,...etc.).

**5- Décret N° 85-232 du 25 Août 1985, relatif à la prévention des risques de catastrophes.**

Art.5 : Chaque entreprise, établissement, unité ou organisme met en place le plan de prévention des risques conforme à ses activités et aux normes du dispositif arrêté.

Art.8 : Il est institué au sein des entreprises, établissements, unités et organismes publics et privés, une cellule de prévention des risques. La dite cellule est chargée en relation avec le service de la protection civile concerné notamment de :

- Mettre en œuvre le dispositif de prévention.
- Assurer la gestion du plan d'organisation et secours.

**6- Loi N°86-14 du 19 Août 1986, modifiée et complétée, relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures**

**7- L'instruction ministérielle R1 du 22 Septembre 2003 relative à la maîtrise et la gestion des risques industriels majeurs.**

Le système de maîtrise et de gestion des risques repose sur deux principes fondamentaux, à savoir :

- La surveillance des installations dangereuses, tant par l'exploitant que par les pouvoirs publics locaux.
- Le principe de précaution à travers l'étude d'impact sur l'environnement (EIE), l'étude des dangers (EDD), l'autorisation d'exploitation (AE), le plan d'opération interne (POI) et le plan particulier d'intervention (PPI).

**8- Directive générale réf. D-497 du 18 janvier 2006 relative à la sécurité des installations et des travailleurs.**

**9- la Directive sécurité 45-DG** : qui a pour objet de définir la politique, les actions et les mesures à engager en matière de sécurité industrielle, l'amélioration et le renforcement des de la prévention, la gestion des risques et des situation d'urgence et de crises. Cette directive édicte les dispositions applicables à l'ensemble des structures du groupe Sonatrach.

**Art. 2** : de cette directive cadrant la maîtrise des risques industriels stipule que toutes les structures et unités du groupe Sonatrach à tous les niveaux, doivent mettre la prévention au cœur de la stratégie de la sécurité. Elle doivent déployer tous les moyens humains et matériels afin d'éliminer ou de réduire les risques identifiés ou potentiels à la source en appliquant les meilleurs techniques et pratiques disponibles en matière de prévention des incidents ou accidents et de limitation de leur effets.

**Art. 3** : stipule que toutes les structures du groupe Sonatrach doivent établir des études de danger afin de permettre une meilleure identification des risques auxquels sont exposées les installations, les travailleurs ainsi que les riverains.

**10- Loi N° 4-20 du 25 décembre 2004 relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable dans les Articles 3,4 et 5 chapitre I et les articles 6 &7 du chapitre 2.**

**Art. 3** : Relèvent de la prévention des risques majeurs, la définition et la mise en œuvre de procédures et des règles visant à limiter la vulnérabilité des hommes et des biens aux aléas naturels et technologiques

**Art. 4** : Est qualifié de système de gestion des catastrophes, lors de la survenance d'un aléa naturel ou technologique entraînant des dommages au plan humain, social, économique et/ou environnemental, l'ensemble des dispositifs et mesures de droit mis en œuvre pour assurer les meilleures conditions d'information, de secours, d'aide, de sécurité, d'assistance et d'intervention de moyens complémentaires et/ou spécialisés.

**Art. 5** : L'ensemble des actes relevant de la prévention des risques majeurs et de la gestion des catastrophes sont des actes d'intérêt public, et qui, à ce titre, peuvent déroger à la législation en vigueur dans les limites fixées par la présente loi.

Art. 6 : Les règles de prévention des risques majeurs et de la gestion des catastrophes visent à prévenir et prendre en charge les effets des risques majeurs sur les établissements humains, leurs activités et leur environnement dans un objectif de préservation et de sécurisation du développement et du patrimoine des générations futures.

Art. 7 : Le système de prévention des risques majeurs et de gestion des catastrophes a pour objectifs :

- l'amélioration de la connaissance des risques, le renforcement de leur surveillance et de leur prévision ainsi que le développement de l'information préventive sur ces risques ;
- la prise en compte des risques dans l'utilisation des sols et dans la construction ainsi que la réduction de la vulnérabilité des personnes et des biens aux aléas ;
- la mise en place de dispositifs ayant pour objectif la prise en charge cohérente, intégrée et adaptée de toute catastrophe d'origine naturelle ou technologique.

**11- Loi N° 05-07 du 28 Avril 2005** relative aux hydrocarbures dont l'article 18 stipule que : « Toute personne doit, avant d'entreprendre toute activité objet de la présente loi, préparer et soumettre à l'approbation de l'autorité de régulation des hydrocarbures une étude d'impact et un plan de gestion de l'environnement comprenant obligatoirement la description des mesures de prévention et de gestion des risques environnementaux associés aux dites activités conformément à la législation et à la réglementation en vigueur en matière d'environnement. L'autorité de régulation des hydrocarbures est chargée de coordonner ces études en liaison avec le ministère chargé de l'environnement et d'obtenir le visa correspondant aux contractants et opérateurs concernés ».

**12- La décision A-001 (R24) du 30 Janvier 2006, portant schéma d'organisation de la macrostructure de la Sonatrach.**

**13- Décret exécutif n° 06-162 du 17 mai 2006 déclarant la zone industrielle d'Arzew zone à risques majeurs.**

**14- Décret exécutif n° 06-198 du 31 mai 2006 définissant la réglementation applicable aux établissements classés pour la protection de l'environnement.**

↳ Chaudières et installations sous pression :

Les chaudières sont des appareils soumis à la réglementation des appareils à pression de vapeur. Ces principaux textes réglementaires fixent les limites, conditions, l'inspection et la mise en œuvre des prescriptions de sécurité des chaudières et installations sous pression :

**Le décret n° 90-246 du 18 août 1990 régit les épreuves et la sécurité des chaudières est précise dans ce domaine.**

Art.45 : A l'effet de reconnaître l'état de chaque appareil à vapeur et de ses accessoires, l'exploitant doit faire procéder à une visite complète, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur, aussi souvent qu'il est nécessaire, sans que l'intervalle entre deux visites complètes successives, puisse être supérieur à 18 mois, à moins que l'appareil ne peut être remis en service qu'après avoir subi une nouvelle visite complète, si la précédente remonte à plus de 18 mois.

Lorsque certaines parties sont inaccessibles à la visite, le nécessaire doit être fait pour vérification de leur état par le démontage d'un nombre suffisant de tubes à fumée, par le déblocage de certaines parties ou par toutes autres mesures appropriées, aussi, souvent qu'il en est besoin, mais au moins pour la visite qui précède l'épreuve.

Des atténuations aux règles ci-dessus peuvent être apportées pour certains appareils tels que réchauffeurs, surchauffeurs et récipients de dimensions restreintes sur instruction du ministre chargé des mines.

Art.46 : La personne chargée de la visite d'un appareil à vapeur, en exécution de l'article 45 ci-dessus, doit être apte à reconnaître des défauts et en apprécier la gravité.

Cette personne peut être choisie parmi le personnel de l'exploitant qui dispose d'un service chargé exclusivement du contrôle. A défaut, la visite, est confiée à un organisme de contrôle indépendant ayant la compétence et les moyens nécessaires à la bonne exécution de cette mission.

Le service de contrôle de l'exploitant et l'organisme de contrôle indépendant sont habilités par le ministre chargé des mines.

Le service chargé des mines peut récuser le visiteur s'il estime que celui-ci ne satisfait pas aux conditions posées aux alinéas précédents.

Art.47 : Le visiteur dresse, de chaque visite, un compte-rendu détaillé, mentionnant les constatations faites et les défauts relevés. Le compte-rendu est daté et signé du visiteur et de l'exploitant. Il doit en être adressé copie au service chargé des mines.

Art.48 : L'exploitant doit tenir, pour chaque appareil à vapeur, un registre d'entretien, où sont notés, à leur date, les épreuves, les examens intérieurs et extérieurs, les nettoyages et les réparations.

Les pages de ce registre doivent numérotées de façon continue à partir de 1. Dès l'ouverture du registre, le nombre de pages qu'il contient doit être inscrit en tête. Il est présenté à toute réquisition du service chargé des mines.

Art.49 : Les personnes aux quelles le service est confié l'exploitant, sont tenus de veiller à ce que l'état des installation, pendant la marche, ne présente pas de danger, à ce que le générateur ou le récipient soit utilisé conformément à sa destination et à ce que tous les appareils de sécurité soient maintenus en bon état.

La conduite et l'entretien des générateurs et des récipients de vapeur ne seront confiés qu'à des personnes expérimentées et consciencieuses.

Si le générateur ou le récipient subit une avarie, les mesures nécessaires pour assurer la sécurité de l'exploitation seront prises immédiatement, au besoin, l'installation doit être hors service.

Art.55 : Lorsque la sécurité de l'exploitation l'exige, les générateurs et les récipients de vapeur en service ou bénéficiant d'une autorisation au moment de l'entrée en vigueur du présent décret, doivent être modifiés de façon qu'ils répondent aux nouvelles prescriptions. Dans ce cas, des délais peuvent être accordés par le ministre chargé des mines jusqu'à concurrence de trois années pour exécuter les modifications nécessaires.

### **III.1.2 La Réglementation Internationale :**

Nous avons présenté en première section un aperçu du cadre réglementaire national relative à l'environnement, la sécurité des installations industrielles et la gestion des risques et pour développer notre travail on va aborder la réglementation et les principales normes internationales en exposant leurs principes de base, les enjeux qu'elles soulèvent et leurs caractéristiques, parmi ces règlements on s'intéresse tout ce qui est concerne les installations classées, la gestion des risques et les plans d'inspection.

↳ Les principaux textes réglementaires concernent les installations classées, l'exploitation des équipements sous pression et les générateurs de vapeur :

En Europe, la législation relative aux installations classées concerne toutes les installations susceptibles de présenter des dangers pour la sécurité du voisinage. Ces installations sont soumises au régime de l'autorisation préalable, qui prévoit l'élaboration par les exploitants, sous leur responsabilité, d'une étude des dangers :

#### **1- Décret français du 21 Septembre 1977 :**

Ce Décret pris pour l'application de la loi n° 76-663 du 19 juillet 1976 relative aux installations classées pour la protection de l'environnement.

Art.3 : Expose les dangers que peut présenter l'installation en cas d'accident, en présentant une description des accidents susceptibles d'intervenir, que leur cause soit d'origine interne ou externe, et en décrivant la nature et l'extension des conséquences que peut avoir un accident éventuel.

Justifie les mesures propres à réduire la probabilité et les effets d'un accident. Les établissements présentant des risques majeurs font par ailleurs l'objet d'un classement dans un régime spécial appelé " AS " (autorisation avec servitudes).

**2- Arrêté du 15 mars 2000** (article 6) relatif à l'exploitation des équipements sous pression : intitulé « Conditions d'Installation et d'Exploitation » contenant plusieurs articles. Dans cette arrêté, l'article 6, concernant la sécurité des générateur de vapeur et qui a été modifier en date du 4 décembre 2014 par l'article 1, contient des paragraphes suivant :

- Paragraphe 2 : Les générateurs de vapeur doivent être munis de tous les dispositifs

de régulation et accessoires de sécurité nécessaires à leur fonctionnement dans de bonnes conditions de sécurité. Ceux qui sont destinés à être exploités sans présence humaine permanente doivent respecter les prescriptions de toute norme, code ou cahier des charges reconnu par le ministre chargé de la sécurité industrielle lorsque la notice d'instructions établie par le fabricant pour le générateur tel qu'il est mis sur le marché ne prévoit pas explicitement ce mode d'exploitation.

- Paragraphe 5 : Les accessoires de sécurité doivent être dimensionnés en fonction des conditions de service et des processus industriels mis en œuvre dans les équipements sous pression qu'ils protègent. La technologie retenue pour ces accessoires ainsi que leur position sur les installations doivent être compatibles avec les produits contenus dans les équipements sous pression qu'ils protègent. Ils ne doivent pas en particulier pouvoir être endommagés par des produits toxiques, corrosifs ou inflammables. Les mesures nécessaires doivent être prises pour que l'échappement du fluide éventuellement occasionné par leur fonctionnement ne présente pas de danger. Les conditions de leur installation ne doivent pas faire obstacle à leur fonctionnement, à leur surveillance ou à leur maintenance.

**3- Les décrets n° 2009-648 et n° 2009 -649 du 9 juin 2009 modifient les dispositions du Code de l'environnement et du Code de la santé publique relatives aux chaudières.**

**4- Arrêté du 26 août 2013 modifiant l'arrêté du 25 juillet 1997 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 2910 (Combustion).**

**5- Arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931.**

↳ Les principaux textes réglementaires concernent la gestion des risques et le plan d'inspection :

**1- La directive n° 96/82/CEE (Seveso II) :**

Elle constitue le fondement de la réglementation dans le domaine de la prévention des risques industriels majeurs. Adoptée en 1996, et remplaçant la directive **Seveso I** qui avait été élaborée en 1982 à la suite de l'accident de Seveso en Italie le 10 Juillet 1976, cette directive s'est largement inspirée de la législation française sur les installations classées.

Cette directive prévoit la mise en place par les États membres de l'Union européenne d'un dispositif de maîtrise des risques présentés par les industries susceptibles d'être à l'origine d'incendies, d'explosions ou de relâchements de gaz toxiques. La directive a été transposée en droit national par l'arrêté ministériel français de 10 Mai 2000, qui en élargit le champ d'application.



**2- Décret du 13 décembre 1999 :**

Art.19 de décret du 13 décembre 1999 : Modifié par décret N°2003-1264 du 23 décembre 2003 - art. 28 JORF 28 décembre 2003,

Lorsqu'un établissement industriel met en œuvre, sous sa responsabilité et sous la direction de son service d'inspection, des actions d'inspection planifiées et systématiques assurant la sécurité des équipements sous pression exploités par cet établissement, le préfet du lieu d'implantation de l'établissement peut reconnaître ce service d'inspection et autoriser l'exécution de tout ou partie des opérations de contrôle prévues à l'article 18 ci-dessus selon des modalités particulières.

En particulier, le préfet peut autoriser la réalisation de tout ou partie de certaines opérations de contrôle prévues à l'article 18 sous la direction du service d'inspection reconnu ainsi que l'aménagement de la périodicité de la requalification périodique.

L'exploitant doit alors soumettre à la surveillance des agents désignés pour la surveillance des appareils à pression l'ensemble des actions d'inspection.

Le silence gardé pendant plus d'un an par le préfet sur une demande de reconnaissance de services pour l'inspection d'établissements industriels vaut décision de rejet.

**3- Circulaire DM-T/P n° 32 510 du 21/05/03 relative aux équipements sous pression. Reconnaissance du service inspection d'un établissement industriel :**

Texte abrogé à compter du 1er janvier 2019 par l'article 25 de la Décision BSEI N° 13-125 du 31 décembre 2013 (BO du MEDDE N° 2014/2 du 10 février 2014)

Références : Article 19 du décret du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression.

Articles 10 (§4) et 21 de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié relatif à l'exploitation des équipements sous pression.

Texte abrogé par la présente circulaire :

- Circulaire DM-T/P N° 28 913 du 3 décembre 1996.

Pour exécution

- Préfets

- Toutes directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement

Pour publication

- Bulletin officiel du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie

Le principe des services inspection pour les unités industrielles a été abordé pour la première fois dans une circulaire du 26 juillet 1948. L'objectif était d'accorder un régime dérogatoire spécifique à ces unités fonctionnant à feu continu. Cette approche a été complétée à de nombreuses reprises et en dernier lieu par la circulaire DM-T/P N° 28 913 du 3 décembre 1996.

L'évolution réglementaire induite par le décret du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression et par l'arrêté du 15 mars 2000 modifié traitant de leur exploitation, a fixé un nouveau cadre pour les services inspection mettant fin au régime dérogatoire qui prévalait antérieurement.



La reconnaissance d'un service inspection permet désormais aux établissements industriels de définir, dans la limite des guides professionnels relatifs à l'élaboration de plans d'inspection approuvés par le ministre chargé de l'industrie, la nature et la périodicité des inspections périodiques et requalifications périodiques.

La présente circulaire détermine les conditions et les exigences de l'administration pour la reconnaissance d'un service inspection dans le cadre des dispositions réglementaires précitées.

La présente circulaire a reçu un avis favorable de la Commission centrale des appareils à pression (Section permanente générale) lors de sa réunion du 4 février 2003.

- **DM-T/P n° 32510, § 3.1 :**

**Inspection :** ensemble prédéterminé de dispositions à mettre en œuvre, en service et/ou à l'arrêt, pour assurer la maîtrise de l'état d'un équipement ou d'un groupe d'équipements dans les conditions de sécurité requises.

- **DM-T/P n° 32510, § 3.1**

**Plan d'inspection :** document qui définit l'ensemble des opérations prescrites par le service inspection pour assurer la maîtrise de l'état et la conformité dans le temps d'un équipement sous pression ou d'un groupe d'équipements sous pression soumis à surveillance.

#### **4- Le titre III "Inspections périodiques" de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié :**

Art.10 §4 Modifié par Arrêté du 31 janvier 2011 - art. 1 :

**Paragraphe 4 (§4) :** Par exception aux dispositions du présent titre, pour les équipements sous pression surveillés par un service inspection reconnu, la nature et la périodicité des inspections périodiques sont définies dans des plans d'inspection établis selon des guides professionnels approuvés par le ministre chargé de la sécurité industrielle, après avis de la Commission centrale des appareils à pression. Ces plans d'inspection sont tenus à la disposition des agents chargés de la surveillance des appareils à pression. Pour les appareils à couvercle amovible à fermeture rapide et les générateurs de vapeur exploités sans présence humaine permanente, les vérifications des accessoires et dispositifs de sécurité décrites à l'article 12 sont toutefois réalisées par un organisme habilité selon les périodicités mentionnées à l'article 10 (§ 3).

Art.11 §2 Modifié par Arrêté du 31 janvier 2011 - art. 1 :

**Paragraphe 2 (§2) :** L'inspection périodique d'un équipement sous pression doit être conduite en tenant compte de la nature des dégradations susceptibles d'avoir une incidence sur la sécurité de son exploitation et, le cas échéant, des indications figurant dans la notice d'instructions fournie par le fabricant.

Dans le cas où l'exception du point VI de l'article 17 du décret du 13 décembre 1999 susvisé s'applique, l'inspection périodique peut être effectuée sans que soit pris en compte l'ensemble des dispositions de la notice d'instructions, si cette inspection périodique est effectuée par un organisme habilité ou par un service inspection reconnu.

**5- Le titre V "Requalifications périodiques" de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié :**

Art .21 Modifié par Arrêté du 31 janvier 2011 - art. 1 :

Par exception aux dispositions du présent titre, la nature et la périodicité des requalifications périodiques des équipements sous pression surveillés par un service inspection reconnu sont définies dans des plans d'inspection établis selon des guides professionnels approuvés par le ministre chargé de la sécurité industrielle, après avis de la commission centrale des appareils à pression. Ces plans d'inspection sont tenus à la disposition des agents chargés de la surveillance des appareils à pression.

Art. 23 §4 Modifié par Arrêté du 31 janvier 2011 - art. 1 :

Paragraphe 4 (§4) : Les opérations de requalification périodique sont effectuées par un expert d'un organisme habilité ou, pour les équipements n'entrant pas dans le champ d'application de l'article 23 (§ 3), par un expert d'un service inspection reconnu autorisé à cet effet et disposant de procédures conformes à un guide professionnel approuvé par le ministre chargé de la sécurité industrielle après avis de la commission centrale des appareils à pression.

Les établissements dans lesquels sont effectués tout ou partie des opérations de la requalification périodique de séries d'équipements sous pression et qui disposent d'un système d'assurance de la qualité approprié peuvent effectuer les dites opérations dans les conditions prévues par l'annexe 2 au présent arrêté.

**III.1.3 Normes Internationale :**

Le Tableau suivant exprime les normes européenne et Américaine, de construction et d'exploitation des chaudières et installations sous pression.

	Europe	USA
Chaudière à vapeur	EN 12952 Chaudières à tubes d'eau EN 12953 Chaudière à grand volume d'eau	NFPA 8501: Norme concernant les chaudières à simple brûleur. NFPA 8502: Norme pour la prévention des explosions/implosions de four dans les chaudières à multiples brûleurs
Brûleurs		UL 726: Norme sur les huiles de mise en feu des chaudières. UL 795: Equipement Commercial-Industriel utilisant un fuel gaz.
Contrôleurs de flammes et systèmes automatiques de commande et de sécurité	EN 230 : Systèmes automatiques de commande et de sécurité pour brûleurs à fioul gaz. EN 298 Systèmes automatiques de commande et de sécurité pour brûleurs et appareils, avec ou sans ventilateur, utilisant les	UL 372: Commandes primaires de sûreté pour les appareils de fuel gaz. FM Class 7610: Barrières de sécurité pour la combustion et systèmes de détection de flammes.

	combustibles gazeux EN 60730-2-5 Dispositifs de commande électrique automatiques à usage domestique et analogue	
--	---	--

**Tableau III.1** : Normes européenne et Américaine, de construction et d'exploitation des chaudières et installations sous pression.

➤ **La Norme ISO :**

- Les normes internationales ont évolué dans un autre sens, car elles étaient préoccupées de certification, et ont plutôt progressé pas à pas. Le système ISO 9000 (qui existe depuis 1994) a donc servi de base à un système de gestion de l'environnement (ISO 14001, 1996), maintenant universellement reconnu comme la norme unique de gestion de l'environnement.
- ISO 14001 traite des pollutions accidentelles et continues, mais est peu orienté vers la gestion du risque.
- La gestion de la santé et de la sécurité n'a été codifiée que plus tard (2000) et a suivi le modèle ISO 14001 pour aboutir à la spécification OHSAS 18001.

Les normes ISO14001 et OHSAS18001 sont construites sur le même plan, ce qui permet de rapprocher facilement les deux systèmes de gestion est une méthode d'organisation de la pensée, des actions et des documents, le parallélisme strict des deux systèmes est un élément essentiel qui permet donc gérer l'ensemble des questions HSE avec seulement ces deux systèmes, l'un plutôt orienté vers les effets accidentels, l'autre vers des effets continus. La santé au travail et hygiène industrielle se trouvent donc intégrées de façon logique dans le système de gestion de la sécurité.

Réglementation	Désignation	Situation établissement	
		Conforme : «Oui»	Non conforme :
Réglementation applicable aux installations classées (IC) pour la protection de l'environnement	Décret n°98-339 du 03-11-1998	X	
Réglementation portant composition, organisation et fonctionnement de la commission de surveillance et de contrôle des installations classées	Décret n° 99-253 du 07-11-1999	X	
Réglementation relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement	la directive sécurité 45-DG	X	
	La circulaire R1 du 22-09-2003	X	

durable	La loi N°04-20 du 25-12-2004	X	
Le décret n° 90-246 du 18 août 1990 régit les épreuves et la sécurité des chaudières est précise dans ce domaine	Art.45	X	
	Art.46	X	
	Art.47	X	
	Art.48		X
	Art.49	X	
Norme	Art.55	X	
	ISO 9000 (qualité)	X	
	ISO14001 (environnement)		X
	OHSAS 18001 (santé et sécurité)		X

**Tableau III.2** : la conformité du complexe RA1/Z aux prescriptions réglementaires.

### III.2 Recherche Bibliographique :

Parmi les recherches bibliographie sur les chaudières, plan d'inspection et la méthodologie RBI que nous avons fait pour améliorer notre travail sont :

1- M. Lassagne a étudié la gestion du risque concernant des armateurs français au niveau d'une entreprise maritime en s'appuyant sur une série d'une quarantaine d'entretiens dans le cadre de la méthode dite des scénarios de Reynaud. 13<sup>e</sup> conférence de l'AIMS. Normandie. Vallée de Seine 2, 3 et 4 juin 2004.

2- Guide de gestion des risques d'accidents industriels à l'intention des municipalités conçues par le CRAIM, ayant comme mission de favoriser la réduction de la fréquence de la gravité des accidents par le programme de prévention et d'intervention (PPI) dans la province de Québec, édition juin 2000.

3- Mme DJAOUT Imane, dans sa thèse de master, a étudié la gestion des risques dans les entreprises générant des produits à risque et plus particulièrement dans les organisation de santé, en s'appuyant sur une méthode d'analyse la mieux adaptée.

4- Mr. CHAFIK Guerzi a fait une étude sur les risques d'incendie/explosion au niveau de complexe pétrochimique de Skikda : unité éthylène, en montrant la problématique de la sécurité des installations. L'outil méthodologique MADS MOSAR est une des approches à la solution de cette situation. Le 09/01/2011.

5- Thèse présentée par Mr. CARINE El Hadj, qui a fait une méthodologie pour l'analyse et la prévention du risque d'accidents technologiques induits par l'inondation (Natech) d'un site industriel de type ICPE, en utilisant l'approche de MADS MOSAR à la solution de cette situation, le 07 Novembre 2013.

**6-** L'étude faite par SMADI hacene, SAKHRI larnane kamel et BAHMANI younes au niveau d'université El hadj lakhdar, Batna, qui aborde la problématique de la pollution de l'environnement par une action sur les équipement de production dans l'industrie de gaz naturel liquéfiés (GNL), dans le but d'améliorer la gestion du risque par l'approche MBR qui permet de définir les plans de maintenance préventive en fonction du risque potentiel et du degré de pollution constaté, 2012.

**7-** Projet de terminal méthanier RABASKA dans la ville de Lévis fait par Det Norske Veritas (DNV) qui a reçu le mandat de mener une évaluation et une analyse des risques technologiques sur les deux réservoirs de GNL, l'analyse évalue uniquement les risques pour la population. Réalisé en 2005.

**8-** Mr. CH.BAITICHE à étudier la gestion des niveaux de sécurité intégrée « System Integrated Level », en présentant une analyse de risque élaborée avec une approche technique complétée par une vision systémique intégrant les autres paramètres et aléas susceptibles de compromettre le fonctionnement de tout équipement dans un complexe Gazier. Réalisé en 2014.

**9-** Guide technique professionnel pour l'inspection des tuyauteries en exploitation, initié par le Ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable du Transport et du Logement, a pour but d'améliorer le maintien de l'intégrité des tuyauteries en prenant en compte les expériences vécues, DT 96 janvier 2012.

**10-** Guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux TD 94, a pour but d'aider à l'établissement des plans d'inspection basés sur une analyse des mécanismes de défaillances propres à ce type d'équipements et intègre les retours d'expérience les plus récents, version Octobre 2011.

**11-** Mr SAHRAOUI YACINE à étudier les méthodes d'inspection des pipes, se concentre sur la gestion des tuyaux en acier de transport d'hydrocarbure en proposant une politique de maintenance des tuyaux soumis à la corrosion en tenant compte des résultats d'inspection imparfaite dans le modèle de coût, où les probabilités de défaillance sont calculées par les méthodes de fiabilité, 2014.

**12-** Les services d'inspection technique en matière de prévention des risques majeurs ont fait un bilan de l'application de la DM-T/P 32510 pour les appareils à pression de vapeur et de gaz, ce rapport est réalisé sur la base d'une approche d'inspection basée sur la criticité, le 21 mai 2003.

**13-** Mr. J.T Selvik et Mr. P. Scarf et T. Aven d'université Stavanger and IRIS et Salford Business ont étudié la méthodologie de l'inspection basée sur le risque (RBI) sur les pipelines au niveau de l'industrie pétrolière et gazière norvégienne pour la planification de plan d'inspection. Mars 2011.

**14-** Guide pour le suivi en exploitation des Equipements Sous Pression élaboré par un service d'inspection reconnu, ce guide est fait pour l'établissement d'un plan d'inspection permettant de définir la nature et les périodicités d'inspection (Application des dispositions de l'article 19 du décret du 13 décembre 1999 et des articles 10 §4 et 21 de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié).

**15-** Mr RAZACK Moussa dans son mémoire pour l'obtention du diplôme de Master a proposé le dessiccateur à bagasse et l'automate de régulation de pression pour améliorer l'efficacité des chaudières et optimiser la production de vapeur sous thème : amélioration du fonctionnement par une revue de l'exploitation des chaudières de la SN-SOSUCU, 2011.

**16-** Mr. Michael Bosshardt a suivi la réunion concernant l'inspection des chaudières SSSH faite par ASIT association suisse d'inspection technique. Le 14 Novembre 2007.

# CHAPITRE IV

## Mesures De Sécurité

### **IV.1 Préambule :**

Les mesures de sécurité sont constituées d'un ensemble des moyens techniques et opérationnels qui permettent de prévenir, de détecter, de maîtriser et d'atténuer des dangers pouvant se produire au niveau de la chaudière. On nous servant l'exemple de la chaudière 31H2 de la raffinerie d'Arzew, nous voudrions présenter quelques mesures et dispositifs de sécurité qui ont pour but d'atténuer les dangers aussi tôt que possible dans la chaîne des événements, afin de réduire le potentiel de développement de l'incident en accident majeur.

### **IV.2 Conseils Préventive :**

La prévention et la protection des chaudières sont nécessaires pour éviter tout accident au cours de l'exploitation.

#### **• Prévention des explosions dans les chaudières :**

Les explosions dans la chambre de combustion peuvent être évitées de la façon suivante:

- S'assurer que les vannes d'admission de combustible d'allumage et de combustible principal des brûleurs inactifs, sont bien fermées hermétiquement et ne fuient pas.
- Surveillez la flamme de façon que l'apport de combustible puisse être interrompu sans retard si cette dernière s'éteint anormalement.
- Si les feux sont éteints, arrêter immédiatement le combustible d'allumage et le combustible principal.
- S'il y a une anomalie il faut fermer toutes les vannes de déclenchement et vannes des brûleurs, purger le foyer pendant au moins 5 minutes après l'arrêt avec un débit d'air de 30% (minimum)
- Débarrasser périodiquement les réservoirs de combustible de l'eau et des boues.
- Lorsqu'une chaudière était inactive pendant une période, purger le foyer avant de mettre en service les allumeurs.
- S'assurer que le régime de chauffe des brûleurs est suffisamment élevé pour produire une flamme non aisément éteignible.
- Vérifier régulièrement le fonctionnement correct de tout système prévu de verrouillage, de couplage et des organes de déclenchement au cours des périodes en marche normale.
- Pendant les coupures, perturbation ou pannes, vérifier soigneusement, inspecter et maintenir en état tout système prévu de surveillance et de sécurité du foyer.

### **IV.3 Détecteurs et moyens d'intervention :**

Pour affiner ce travail, il est nécessaire de prendre en compte les dispositifs de sécurité existantes dans la chaudière 31H2.

#### **IV.3.1 Détecteurs de flamme:**

Deux détecteurs de flamme sont installés dans la chaudière 31H2 autour de la chambre de combustion, de face et latéral pour la détection de flamme en provenance des brûleurs.



La fonction de sécurité assurée par un détecteur de flamme consiste à détecter la naissance d'un feu et à transmettre l'information à une unité de traitement, qui peut déclencher un signal d'alarme et/ou l'arrosage et la mise en sécurité du site.

### IV.3.2 Les vannes de sécurité :

Près de chaque détecteur de flamme il y a 2 vannes de sectionnement et une vanne d'évent, son rôle est d'empêcher l'entrée de gaz dans la chambre de combustion en cas où le détecteur de flamme ne décèle pas la flamme ou pour toute intervention de maintenance ou d'entretien sur la chaudière, elles peuvent être fermées automatiquement ou manuellement,

#### ☞ Vannes de sécurité 31 AC5 V, 31 AC3 V :

La chaudière 31H2, est équipée au niveau de leur collecteur de gaz principal de deux vannes de sécurité qui assurent l'arrêt de la chaudière en cas de déclenchement, ce sont des vannes de fermeture rapide qui ferment par manque d'énergie, elles assurent la sécurité des chaudières en se fermant dans la position d'alimentation AC par la désexcitation d'une électrovanne qui reçoit le signal électrique de déclenchement dans les cas suivants :

N°	Paramètre de déclenchement	Point de consigne	
		Haut	Bas
1	Pas de flamme	Toute flamme éteinte	
2	Niveau eau ballon	-115 mmH <sub>2</sub> O	
3	Arrêt FDF	Tous les deux arrêtés	
4	Pression de gaz combustible	By-passé	By-passé
5	Arrêt manuel		

**Tableau IV.1** : paramètres de déclenchement des vannes de sécurité.

### IV.3.3 Extincteurs

Les extincteurs portatifs et tractables sont positionnés aux endroits où réside le danger, afin que le personnel puisse réagir rapidement en cas d'incendie. L'emplacement sera dans une zone relativement sécurisée.

- 6 extincteurs portatifs à poudre
- 2 extincteurs tractables à poudre

### IV.3.4 Alarme sonore et visible

L'emplacement et le nombre des alarmes sonores sont déterminés pour couvrir toute la zone où le personnel est présent, en tenant compte du bruit de fond afin que l'alarme sonore puisse être entendue par le personnel.

Les différentes situations à envisager sont :

- Arrêt par bas niveau d'eau dans le ballon
- Panne de flamme et arrêt de brûleurs
- Arrêt par basse pression du combustible

- Arrêt par haute pression du combustible

#### **IV.4 Autres organes de sécurité de la chaudière**

##### **IV.4.1 Soupapes de sécurité**

La chaudière est équipée de cinq (05) soupapes de sécurité, qui ont pour but de protéger les parties sous pression contre les surpressions de vapeur. Trois (03) soupapes sont installées sur le ballon supérieur et deux (02) sur le surchauffeur.

##### **IV.4.2 Arrêt par bas niveau d'eau dans le ballon**

Lorsque le niveau d'eau dans la chaudière est égal à 5 % du niveau d'eau dans le ballon de vapeur, le dispositif de sécurité se met en marche pour couper l'alimentation en combustible et une alarme se déclenche sur le tableau de contrôle.

##### **IV.4.3 Panne de flamme et arrêt de brûleurs**

Lorsque les détecteurs de brûleurs ne détectent pas de flamme, les vannes d'arrêt de gaz se ferment et déclenchant ainsi une alarme.

##### **IV.4.4 Arrêt par basse pression du combustible**

Si la pression de gaz combustible arrivant dans les brûleurs est inférieure à 0.2bar en amont de la vanne de régulation, la vanne d'arrêt du gaz se ferme suite le déclenchement de l'alarme.

##### **IV.4.5 Arrêt par haute pression du combustible**

Si la pression du gaz combustible est supérieure à 1 bar en amont de la vanne de régulation, la vanne d'arrêt de gaz se ferme et une alarme se déclenche.

##### **IV.4.6 Arrêt par haute pression de la chaudière**

Chaque fois que la pression du foyer est supérieure à celle mentionnée par le constructeur, une alarme se déclenche et la vanne principale de gaz se ferme.

#### **IV.5 Autres paramètres de sécurité**

En considérant tous ces dispositifs de régulation, de contrôle, de détection et d'intervention, il apparaît que la maîtrise du procédé dépend de trois paramètres essentiels à savoir :

- **Temps de réponse** : Le temps de réponse correspond à l'intervalle de temps entre le moment où une barrière de sécurité est sollicitée et le moment où la fonction de cette barrière est réalisée dans son intégralité.
- **Evolution des performances dans le temps** : maintenance et testabilité. Une étude détaillée de ces paramètres devra être menée afin d'évaluer la possibilité de maîtrise et d'atténuation des effets d'un incidents majeurs.

- **Fiabilité** : La fiabilité est la science des défaillances basée sur l'expérience. La meilleure connaissance de la fiabilité provient de l'analyse des défaillances lorsque les produits sont en service. C'est le service de maintenance qui est chargé de collecter les données qui permettront d'établir des lois statistiques.

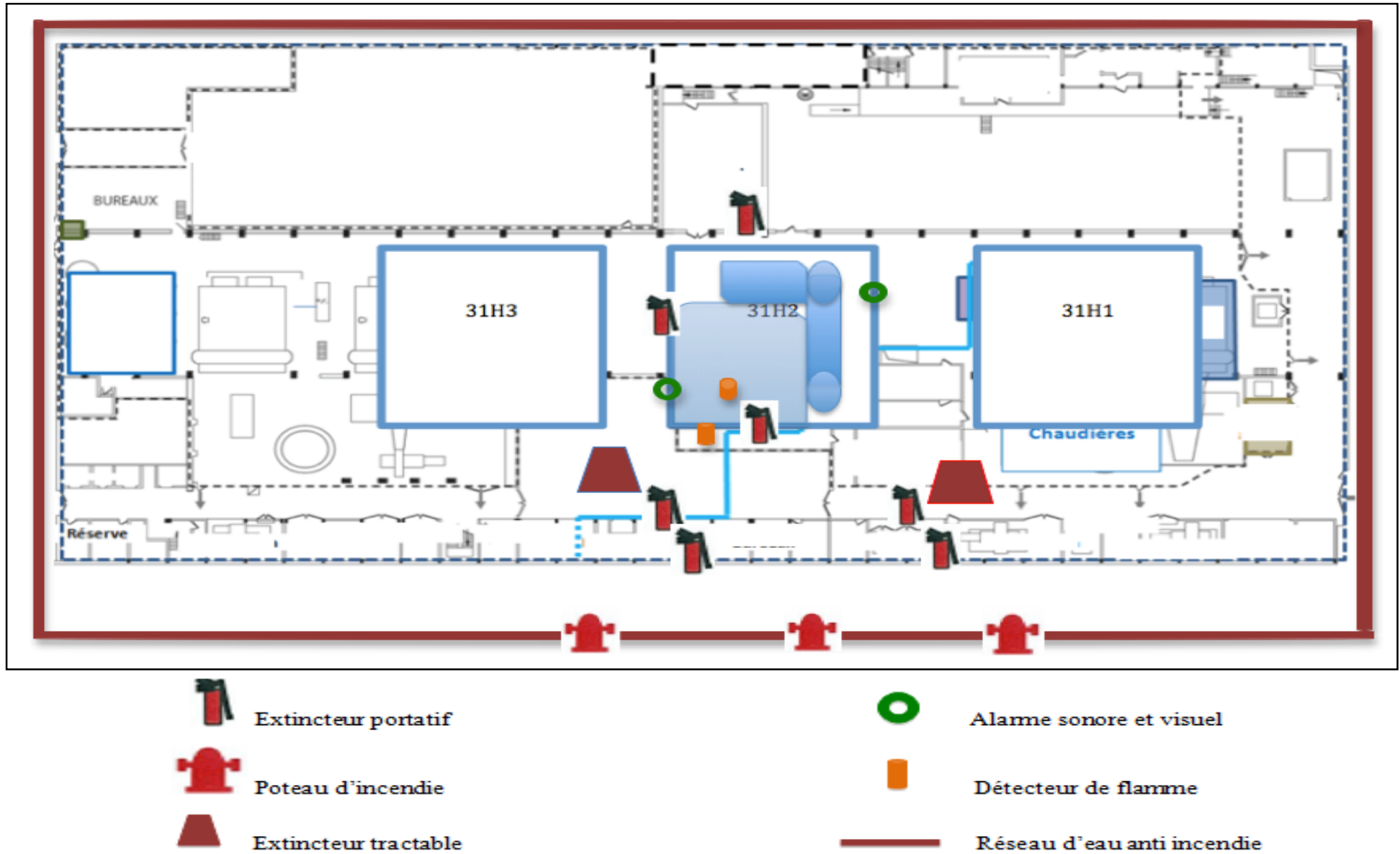


Figure IV.1 : Diagramme schématique d'implantation des dispositifs de sécurité.

# CHAPITRE V

## La Méthodologie

### **V.1 Préambule :**

Notre travail théorique se base sur la gestion des risques et le plan d'inspection d'une chaudière industrielle comme nous l'avons déjà cité dans le chapitre II. La gestion des risques est une démarche la plus connue dans le monde industriel, facile à maîtriser sur le terrain, utiliser pour adopter les meilleures mesures possibles compte tenu des éléments d'incertitude, par contre la méthode RBI qui reste l'une des méthodes d'inspection inconnue dans les industries pétrochimique. Donc pour cela, cette étude est concèderai comme un guide qui a pour but d'aider à l'établissement des plans d'inspection et à l'élaboration des recommandations relatives à l'inspection et à la maintenance des éléments de la chaudière industrielle a tube d'eau afin de permettre une surveillance adaptée de ces éléments pour le maintien de leur intégrité.

Ce travail est basé sur une analyse des mécanismes de défaillance propres à ce type d'équipements et intègre les méthodes d'inspection éprouvées et les retours d'expérience les plus récents. Concernant la partie pratique on va appliquer la méthode RBI (inspection basée sur la criticité) sur la chaudière 31H2 «MHI» de la raffinerie d'Arzew.

### **V.2 Les éléments critiques de la chaudière 31H2 (MHI) selon le mode d'inspection de la RA1/Z :**

Le mode d'inspection de la chaudière 31H2 au niveau de la raffinerie d'Arzew se base sur le principe de contrôler, tester et inspecter les éléments constituant de chaudière 31H2.

#### **V.2.1 PID de la chaudière 31H2 (MHI) :**

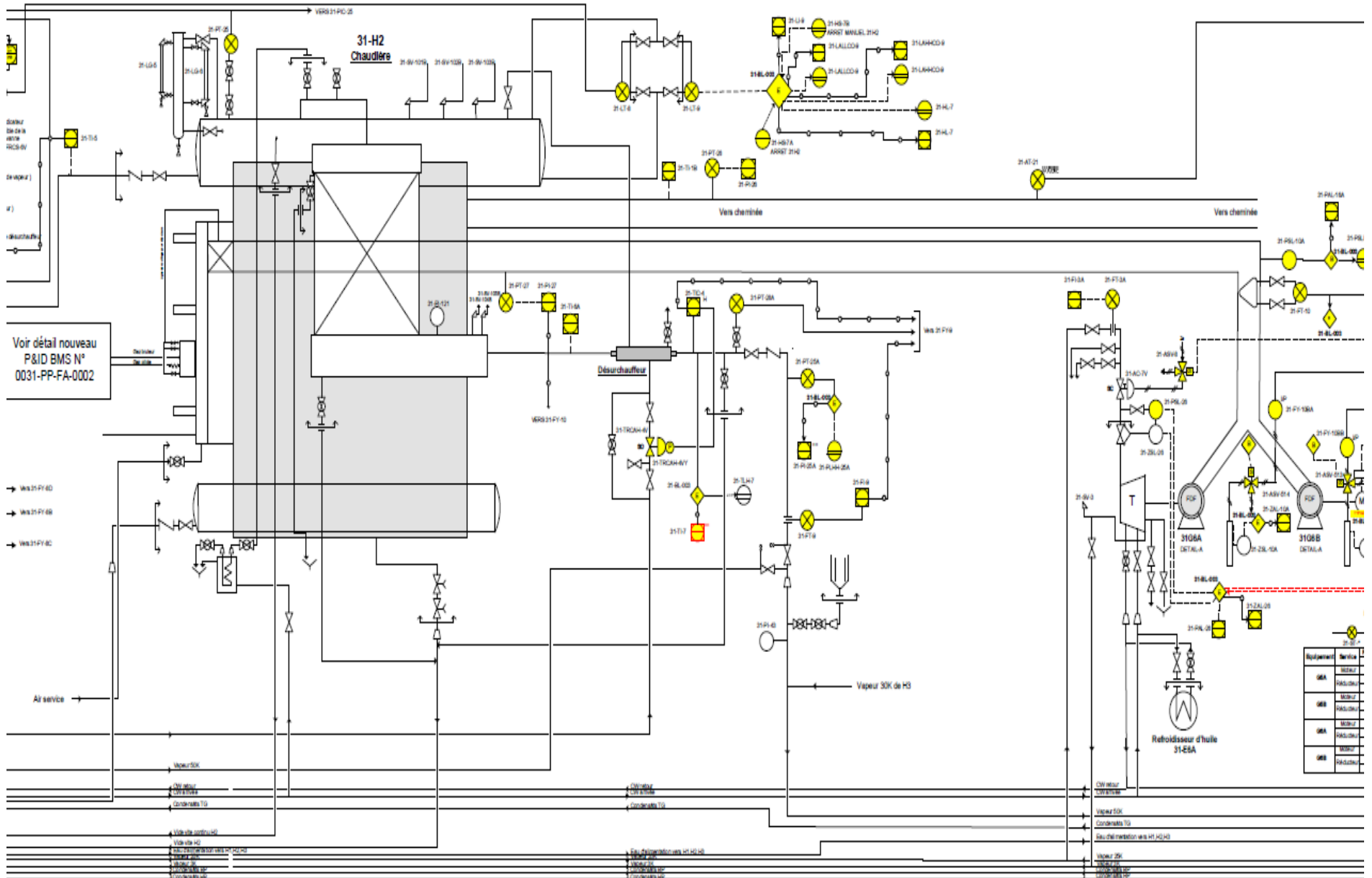


Figure V.1 : Présentation le PID de la chaudière 31H2 de RA1/Z [25].

### V.2.2 Les éléments critiques de la chaudière 31H2:

D'après les retours d'expérience des accidents et des incidents survenus sur la chaudière 31H2, on a pris les éléments critiques illustrés dans la figure (V.2) pour réaliser notre étude.

Le tableau (V.1) représente numérotation des éléments de la chaudière 31H2 selon la figure (V.2).

Numéros des éléments	Nom d'élément
1	Ballons supérieur et inférieur
2	Tube d'eau
3	Surchauffeur
4	Désurchauffeur
5	Bruleur
6	Foyer
7	FDF
8	Ligne de gaz
9	tuyauterie
10	Gaine d'air
11	Gain de fumer
12	Soupapes de sécurité
13	Vanne de gaz
14	Détecteur
15	Casing

**Tableau V.1** : Numérotation des éléments de la chaudière 31H2 selon la figure (V.2).



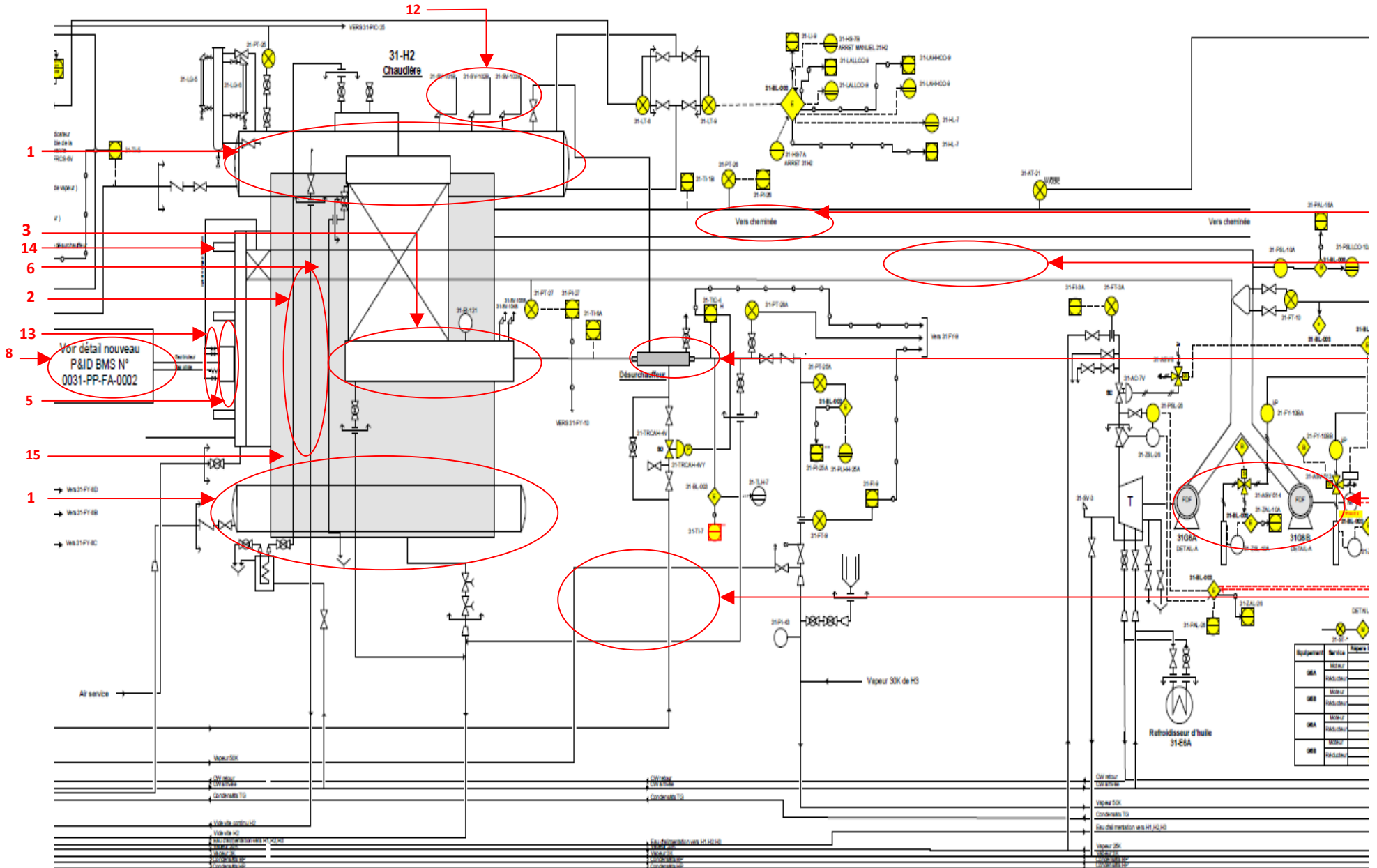


Figure V.2 : Présentation les équipements critiques de la chaudière 31H2.

### **V.3 Inspection Réglementaire et Inspection Périodique :**

Dans le domaine industriel, il existe deux modes d'inspection, l'inspection réglementaire et l'inspection périodique.

#### **V.3.1 Inspection réglementaire :**

Selon la réglementation, l'inspection réglementaire est basée sur :

##### **1- Vérification préliminaire des paramètres :**

- Toujours maintenir la chaudière dans un bon état de propreté et les instruments en bon état de marche, ce qui permet de réagir rapidement en cas d'urgence.
- Stabilité de la combustion dans la chambre de combustion.
- Présence de vibrations lorsque le démarrage.
- Qualité de l'eau d'alimentation dans les limites requises.
- Rectifier les défauts mineurs immédiatement et, si nécessaire, prévoir une mise à l'arrêt de la chaudière pour les réparations importantes.

##### **2- Procédure d'inspection de la chaudière :**

☞ Vérification de la chambre de combustion avant de pénétrer dans la chaudière :

- Procéder à la purge d'air complète et ouvrir tous les trous d'homme pour la ventilation.
- s'assurer que la température est suffisamment basse afin d'éviter toute blessure.

☞ Vérification les éléments sous pression :

- Isolation des éléments sous pression lorsque l'inspection interne comme les vannes, soit par la fermeture soit utilisation des brides.
- Après la mise à l'arrêt, il doit s'assurer que tous les événements et les vannes de purge sont ouverts et vidanger complètement l'eau de la chaudière.
- Avant de procéder au nettoyage interne des ballons de vapeur, examiner l'état interne pour éviter l'accumulation de tartre et corrosion.

➤ Voir l'annexe 3 qui stipule la gamme d'inspection de la raffinerie d'Arzew.

##### **3. Remise en état :**

Avant la remise en état de la chaudière assuré que :

- L'absence de corps étrangers dans le ballon de vapeur, et remonter ensuite les pièces internes du ballon.
- Retirer les brides pleines temporaires.
- Laisser toutes les vannes fermées.
- Remettre en place le calorifugeage.

##### **4. Inspection des dispositifs de sécurité et remise en état des systèmes d'alarme**

Cette opération nécessite de faire un essai de chaque dispositif de sécurité pour s'assurer de leur bon fonctionnement ainsi que pour contrôler les éléments suivants :

- Le ballon de vapeur.

- La chambre de combustion et parois de zone de récupération de chaleur (ZRC).
- Les tubes en boucle.
- Les collecteurs.
- Les supports de chaudière.
- Le désurchauffeur.

**A. Ballon de vapeur :**

Pièce	Contrôle	Intervalle
Joint soudé dans le corps	Fissure	Une fois par an
Joint soudé interne sur la calandre	Fissure	Une fois par an
Equipement interne	Contrôle visuel	Une fois par an

**Tableau V.2 :** Liste des inspections dans le ballon à vapeur.

**B. La chambre de combustion et parois de ZRC :**

Pièce	Contrôle	Intervalle
Paroi (*2)	Abrasion, fissure autour du brûleur en particulier	Une fois par an
	Gonflements ponctuels	Une fois par an
Tube	Mesure de l'épaisseur du tube	Tous les deux ans
Partie interne du tube (sectionner un tube échantillon)	Entartrage (*3)	Une fois par an
Matériau réfractaire autour des ouvertures	Chutes Fissures	Une fois par an
Joint d'angle, pénétration etc.	Fissure Contrôle visuel	Une fois par an

**Tableau V.3 :** Liste des inspections dans la chambre de combustion et parois de ZRC.

(\*2): Les rebords à ailettes de la paroi devront être inspectés à l'intérieur une fois par an. En cas de fissures capillaires détectés sur le rebord d'ailette, ces fissures seront réparées par meulage.

(\*3): Si l'entartrage est anormal, un nettoyage chimique sera effectué. Les parois tubulaires de la chambre de combustion devront être inspectées une fois par an à l'intérieur.

**C. Surchauffeur et économiseur :**

Pièce	Contrôle	Intervalle
Tube	Gonflements	Une fois par an
	Changement de couleur	Une fois par an
	Mesure de l'épaisseur du tube	Tous les deux ans
Pattes de montage	Fissure	Une fois par an
Echelle, amortisseur, chicane anti-vibration	Contrôle visuel	Une fois par an

**Tableau V.4 :** Liste des inspections dans le surchauffeur et l'économiseur.

**D. Collecteur :**

Pièce	Contrôle	Intervalle
Partie inférieure interne du collecteur	Boue (*4)	Tous les deux ans
Extérieur du collecteur	Contrôle visuel	Une fois par an
Joints soudés entre les collecteurs et amortisseurs (*5)	Fissure	Tous les 4 ans

**Tableau V.5 :** Liste des inspections dans le collecteur.

(\*4) : Couper le raccord d'inspection, et retirer la boue et les corps étrangers dans le collecteur.

(\*5) : Contrôle non destructifs tous les 4 ans des joints soudés entre :

- a. Calandres et amortisseurs de collecteur de sortie et d'entrée de surchauffeur primaire.
- b. Calandres et amortisseurs de collecteur de sortie et d'entrée de surchauffeur secondaire.

**E. Désurchauffeur :**

Pièce	Contrôle	Intervalle
Tubulure	Fissure	Tous les deux ans
	Erosion	Tous les deux ans

**Tableau V.6:** Liste des inspections dans le désurchauffeur.

➤ Voir annexe 4 qui représente un exemple d'une fiche d'inspection réglementaire de l'entreprise ENACT sur la chaudière 31H2 de RA1/Z.

**V.3.2 Inspection périodique :**

Les vérifications techniques périodiques ont pour objet d'apprécier l'état des éléments de l'installation et des dispositifs de sécurité dont la détérioration pourrait entraîner un danger afin de déterminer :

- si une réparation ou un échange est nécessaire dans les meilleurs délais.
- si ces dispositifs de sécurité peuvent remplir correctement leur fonction jusqu'à la prochaine vérification.

Donc pour déterminer l'intervalle de la prochaine inspection, la méthode RBI est devenue un outil pour sélectionner les éléments critiques qui nécessite une attention

(Figure (V.2)), et planifier quand et comment inspecter le composant ou le système (intervalle de la prochaine inspection).

#### **V.4 Application de la méthode RBI sur la chaudière 31H2 « MHI »:**

##### **V.4.1 Les caractéristiques de la chaudière :**

- Chaudière industrielle a tube d'eau MHI 'Mitsubishi Heavy Industrie'.
- Date de construction 01/02/1972.
- Dernière inspection hors service « arrêt annuelle » : 2/2016.
- Les éléments de la chaudière suivie par émission acoustique, les résultats de la dernière campagne réalisée sont de niveau a.
- Le niveau de contrôle est classé en 3 trois niveaux :
  - Niveau A : niveau plus élevé
  - Niveau B : niveau intermédiaire
  - Niveau C : niveau le moins élevé

Le choix de niveau, pour chaque élément de la chaudière, son déterminé et adapté par l'inspecteur technique de l'utilité en fonction :

- des mécanismes de dégradation identifiés
- des conclusions de l'analyse de criticité
- du facteur de confiance recherché
- de la date prévue de la prochaine inspection

↳ Le tableau suivant représente la durée de vie résiduelle, Niveau des dernières inspections hors service, émission acoustique et type d'inspection pour chaque élément constituant de chaudière 31H2

Elément		La durée de vie résiduelle (an)	Niveau des dernières inspections hors service	Emission acoustique	Type d'inspection de chaque élément réalisé sur site de RA1/Z
Ballons supérieur et inférieur		25	B	c	Nettoyage avec un teste hydraulique
Tubes d'eau		10	B	b	Epreuve hydraulique, mesure d'isolement
Les Echangeurs	Surchauffeur	10	A	a	Epreuve hydraulique, mesure d'isolement
	Désurchauffeur	25	C	c	Changement total
Bruleur/pilote		25	B	c	Soufflage d'air / bec, changement des flexibles de gaz
Foyer		20	A	b	Contrôle visuel de ciment réfractaire.
FDF		25	C	c	Visuel, teste de vibration avec un vibroteste.
Ligne de gaz		25	C	c	Visuel
Pipes (tuyauterie)		25	C	c	Visuel
La gaine d'air		25	C	b	A l'extérieur radiographie, ultrason, visuel
La gaine de fumer		25	A	b	La radiographie, visuel
Les accessoires de la chaudière	Soupapes de sécurité	15	B	b	Tarage à froid avec l'air et à chaud avec vapeur sur site
	Vannes de gaz	10	B	c	Test d'étanchéité
	Détecteurs	15	C	c	Visuel
	Casing	10	A	b	Thermographie, visuel

**Tableau V.7** : présentation les caractéristiques des éléments de la chaudière 31H2.

➤ **1ère étape : Détermination de la criticité :**

La criticité est déterminée pour chacune des sections de la chaudière en fonction de la matrice d'INERIS (voir annexe 2).

La détermination de la criticité devra résulter de la combinaison homogène entre le mode de détermination de la probabilité de défaillance et de la gravité des conséquences.

↪ **Détermination des probabilités de défaillance :**

De façon générale les quatre facteurs à prendre en compte pour la détermination de la probabilité de défaillance sont : Type de dommage, inspection, conception, état de l'équipement.

↪ **Détermination la gravité :**

Les conséquences d'une défaillance sont évaluées en termes de gravité pour chacune des sections de la chaudière en fonction du mode de défaillance en prenant en compte les barrières de réduction des risques. Elles sont évaluées pour chaque catégorie : la santé/sécurité, l'environnement et coté financière.

La criticité globale de la chaudière est la criticité maximale (plus élevée) de chacune de ces sections.

Equipement		La Gravité de défaillance			La Gravité retenue	La Probabilité de défaillance	La criticité R=P*G
		Santé et sécurité	Environnement	Financière			
Ballons supérieur et inférieur		D	B	E	E	4	III
Tubes d'eau		A	A	B	B	4	II
Les Echangeurs	Surchauffeur	A	A	B	B	5	III
	Désurchauffeur	A	A	B	B	1	I
Bruleur/pilote		B	A	C	C	5	III
Foyer		E	C	E	C	4	III
FDF		A	A	B	B	4	II
Ligne de gaz		D	D	E	E	4	III
Pipes (tuyauterie)		A	B	B	B	4	II
La gaine d'air		A	A	B	B	4	II
La gaine de fumer		D	B	B	D	4	III
Les accessoires de la chaudière	Soupapes de sécurité	D	D	D	D	4	III
	Vannes de gaz	D	B	B	D	4	III
	Détecteurs	C	A	C	A	4	III
	Casing	B	B	B	B	5	III

**Tableau V.8 :** présentation du niveau de criticité de chaque élément de la chaudière.

➤ **2ème étape : Détermination du facteur de confiance K**

Pour chacune des parties de la chaudière, le facteur de confiance est ajusté en tenant compte de facteur de crédit ou de facteur de débit qui dépendent de:

- Fiabilité de la mesure de la dégradation (efficacité d'inspection),
- Fréquence d'inspection (historique d'inspection),
- Type de composant de la chaudière (ballons, surchauffeur, tubes d'eau, foyer etc..).

↪ **Principe de détermination :**

De façon pratique ce facteur peut être déterminé de la façon suivante :

- Attribution d'une valeur initiale  $K_0$  fonction de la criticité
- Ajout de facteurs correctifs  $Cr_i$  appelés facteurs de crédit qui sont fonction des autres éléments dont dépend K

On a:

$$K = K_0 + \sum Cr_i \quad (V-1)$$

$$\sum Cr_i = Cr_1 + Cr_2 \quad (V-2)$$

$Cr_1$  relative au niveau de contrôle de la dernière inspection.

$Cr_2$  relative à l'émission acoustique.

- La valeur de K ne peut être en aucun cas supérieure à 1.
- La valeur de  $K_0$  peut être déterminée de la façon suivante (selon API580/581 et EEUMA) [23]:

		Gravité des conséquences sur les personnes exposées au risque, l'environnement et les matériels				
		Modéré (A)	Sérieux (B)	Important (C)	Catastrophique (D)	Désastreux (E)
Probabilité	Courant (5)	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5
	Probable (4)	0.7	0.7	0.5	0.5	0.5
	Improbable (3)	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5
	Très improbable (2)	0.8	0.8	0.7	0.7	0.5
	Extrêmement peu probable (1)	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7

**Tableau V.9 :** valeurs initial de facteur de confiance  $K_0$ .

<b>Niveau III</b>	<b>Inacceptable</b>
<b>Niveau II</b>	<b>Intermédiaire</b>
<b>Niveau I</b>	<b>Acceptable</b>



- Pour la détermination des facteurs de crédit Cr1 en fonction du type de contrôle non destructif réalisé hors exploitation (selon EEUMA) on a :

Niveau A : Cr = 0.1

Niveau B : Cr = 0.05

Niveau C : Cr = 0

- Pour la détermination des facteurs de crédit Cr2 en fonction du type de contrôle non destructif réalisé en service on a :

Résultats émissions acoustique a ou b: Cr = 0.05

Résultats émissions acoustique c: Cr = 0

Résultats émissions acoustique d ou e: Cr = -0.05

↳ **Application à la chaudière considérée :**

- Ballons de chaudière :

Le ballon de chaudière étant de criticité élevée (niveau III inacceptable), donc la valeur de  $K_0$  est prise à 0.5

Facteurs correctifs :

Niveau d'inspection réalisée niveau B alors le facteur de crédit Cr1 = 0.05

Résultats émission acoustique de niveau c alors facteur de crédit Cr2 = 0

D'où la valeur de K:

$$\mathbf{K = K_0 + Cr_1 + Cr_2} \quad (\text{V-3})$$

$$K=0.5+0.05+0 = 0.55$$

- Le facteur de confiance des autres éléments de la chaudière sont illustrés dans le tableau suivant :

Equipement		Facteur de confiance initial K0	Facteur de crédit Cri		$\Sigma$ Cri	Facteur de confiance $K=K0+\Sigma$ Cri
			Cr1	Cr2		
Ballons supérieur et inférieur		0.5	0.05	0	0.05	0.55
Tubes d'eau		0.7	0.05	0.05	0.1	0.8
rs Echangeu rs	Surchauffeur	0.5	0.1	0.05	0.15	0.65
	Désurchauffeur	0.8	0	0	0	0.8
Bruleur /Pilote		0.5	0.05	0	0.05	0.55
Foyer		0.5	0.1	0.05	0.15	0.65
FDF		0.7	0	0	0	0.7
Ligne de gaz		0.5	0	0	0	0.5
Pipes (tuyauterie)		0.7	0	0	0	0.7
La gaine d'air		0.7	0	0.05	0.05	0.75
La gaine de fumer		0.5	0.1	0.05	0.15	0.65
Les accessoires de la chaudière	Soupapes de sécurité	0.5	0.05	0.05	0.1	0.6
	Vannes de gaz	0.5	0.05	0	0.05	0.55
	Détecteurs	0.5	0	0	0	0.5
	Casing	0.5	0.1	0.05	0.15	0.65

**Tableau V.10** : présentation la valeur de facteur de confiance K pour chaque élément.

➤ **3<sup>ème</sup> étape : Détermination l'intervalle de la prochaine inspection (I)**

➤ **Principe :**

- Représenter l'évolution du risque (la criticité de chaque élément)
- Positionner le niveau de risque non acceptable (généralement haut ou moyen haut)
- L'inspection doit être réalisée au plus tard à la date à laquelle le risque non acceptable est atteint

L'intervalle d'inspection est déterminé en considérant 3 cas de figure :

Cas 1°

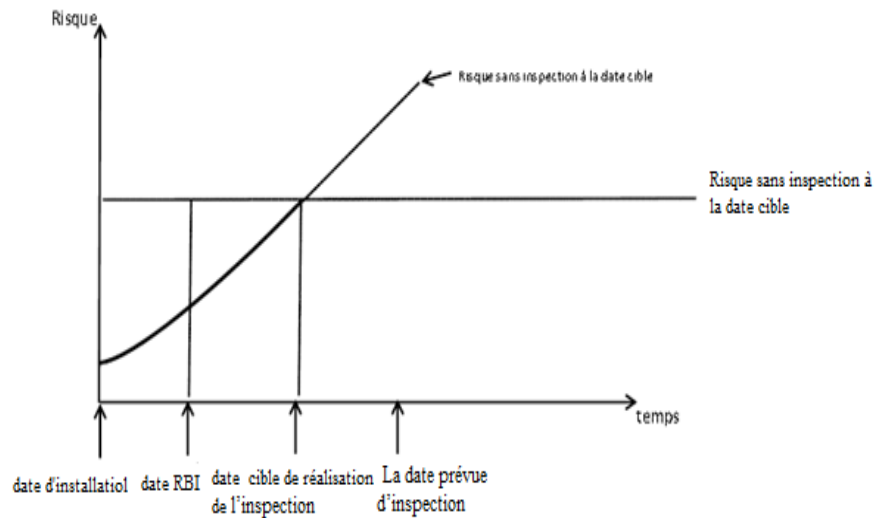


Figure V.3 : représentation le mode de détermination l'intervalle de la prochaine inspection.

L'inspection doit être réalisée à la date à laquelle le niveau de risque non acceptable est prévu d'être atteint, c'est-à-dire avant la date prévue au plan d'inspection.

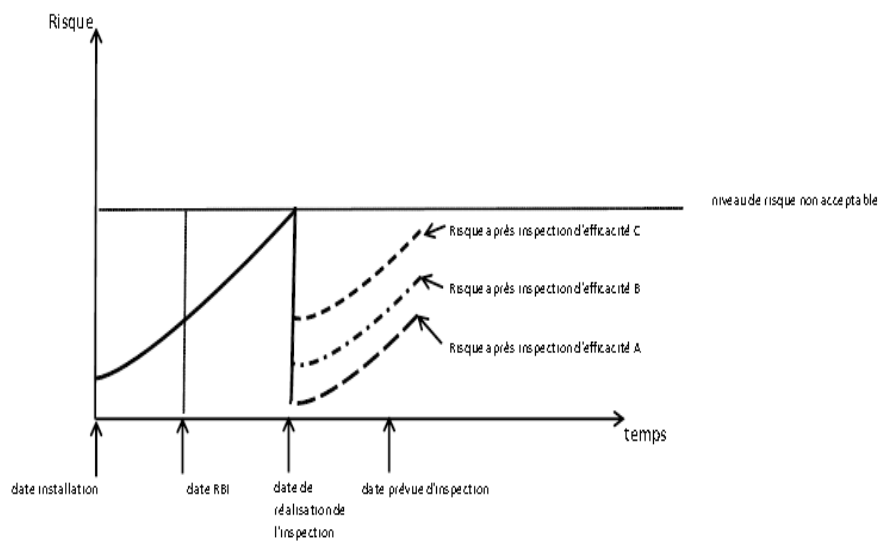


Figure V.4 : représentation premier cas pour détermination l'intervalle de la prochaine inspection.

Cette inspection est réalisée avec un des niveaux d'efficacité précédemment défini (A, B, etc.), il en résulte une nouvelle valeur du risque en fonction du temps  $R(t, I_e) = P_f(t, I_e) \times C$ . Le niveau de risque à un instant t est d'autant plus bas que le niveau d'efficacité de l'inspection est élevé (courbe post inspection indexées A, B, C etc.)

Cas 2°

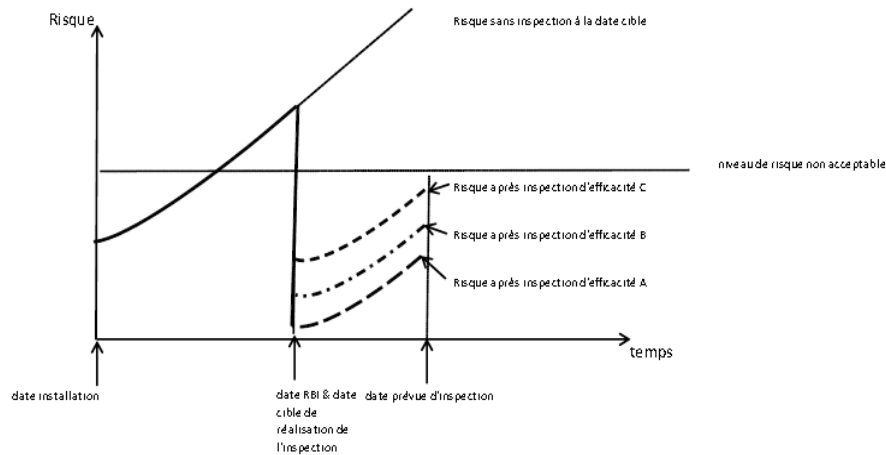


Figure V.5 : représentation deuxième cas d'intervalle de la prochaine inspection.

L'inspection doit être réalisée au plus tôt car le niveau de risque atteint à la date de réalisation de l'analyse RBI est supérieur au risque non acceptable. Après réalisation de l'inspection la valeur du risque revient à une valeur inférieure au risque non acceptable et d'autant plus basse que l'efficacité de l'inspection est élevée.

Cas 3°

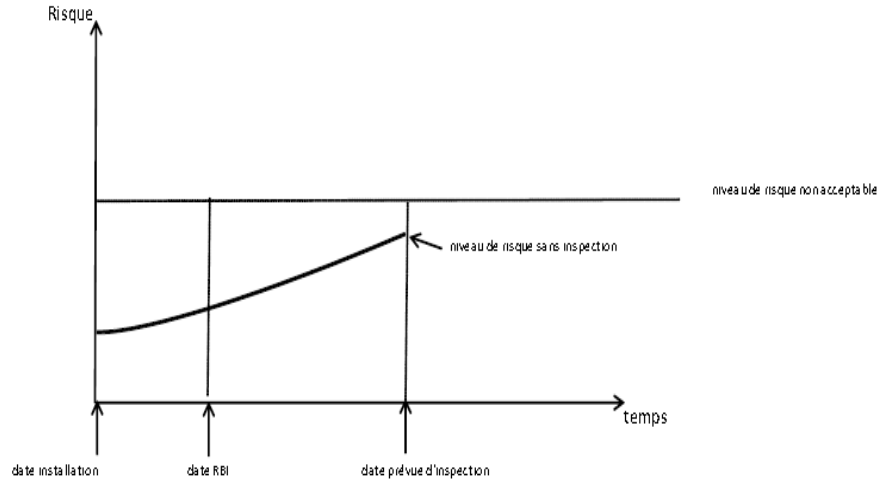


Figure V.6 : représentation troisième cas d'intervalle de la prochaine inspection.

A la date prévue de l'inspection le niveau de risque est inférieur au risque non acceptable, l'inspection peut être réalisée au-delà de la date prévue par le plan d'inspection.

Pour déterminer quel type de cas la chaudière 31H2 elle appartient, il faut d'abord déterminer l'intervalle de la prochaine inspection.

☞ **Calculé l'intervalle de la prochaine inspection :**

Pour chacune des parties de la chaudière 31H2, la durée de vie résiduelle de cette partie est multipliée par le facteur de confiance relatif à cette partie, il en résulte plusieurs valeurs d'intervalle I1, I2,...In.

L'intervalle de la prochaine inspection est égal au minimum de I1, I2, In.

$$\text{Intervalle de la prochaine inspection (I)} = \text{RL} \times \text{K} \quad (\text{V-4})$$

RL : la durée de vie résiduelle

K : facteur de confiance

- Détermination de l'intervalle de la prochaine inspection des ballons de chaudière 31H2:

RL = 25ans

K = 0.55

I = RL x K

I = 25 x 0.55

I = 13.75ans

- Les intervalles de la prochaine inspection des autres éléments de la chaudière 31H2 sont illustrés dans le tableau suivant :

Equipement	Facteur de confiance K	La durée de vie RL (ans)	Intervalle de la prochaine inspection I= K x RL	
Ballons supérieur et inférieur	0.55	25	13.75	
Tubes d'eau	0.8	10	8	
Les Echangeurs	Surchauffeur	0.65	10	6.5
	Désurchauffeur	0.8	25	20
Bruleur /Pilote	0.55	25	13.75	
Foyer	0.65	20	13	
FDF	0.7	25	17.5	
Ligne de gaz	0.5	25	12.5	
Pipes (tuyauterie)	0.7	25	17.5	
La gaine d'air	0.75	25	18.75	
La gaine de fumer	0.65	25	16.25	
Les accessoires de la chaudière	Soupapes de sécurité	0.6	15	9

	Vannes de gaz	0.55	10	5.5
	Détecteurs	0.5	15	7.5
	Casing	0.65	10	6.5

**Tableau V.11:** l'intervalle de la prochaine inspection de chaque élément de la chaudière 31H2.

**Conclusion :**

Le travail que nous avons réalisé sur la chaudière concernant l'application de la méthode RBI et d'après les calculs effectués nous avons constaté que :

- La criticité retenue pour la chaudière est élevée ce qui nous conduit à la position des risques inacceptables (niveau III).
- La durée de vie résiduelle RL pour la chaudière considérée (31H2) est égale à 25 ans.
- D'après l'analyse des résultats illustré sur le tableau (V.11), nous avons fixé la prochaine inspection hors service, après 5 ans à partir de dernière inspection réalisée c'est-à-dire en 2021 avec un arrêt total de la chaudière 31H2 et changement de quelque élément.

A Travers cette démarche proposée par la méthode RBI, nous avons tiré quelques conclusions qui sont les suivantes :

- L'inspection doit être réalisée le plus tôt possible avant que le niveau de risque n'atteint la limite supérieure au risque non acceptable.
- Nous pensons que nous avons apporté une solution adéquate à notre problématique grâce à une meilleure démarche d'inspection, bien qu'il existe encore des visites réglementaires efficaces.
- l'inspection périodique par l'application de la méthode RBI reste un enjeu de prédominance dans le domaine d'inspection.

## Conclusion Générale

## Conclusion Générale

La gestion des risques est souvent définie comme étant un système itératif qui a pour objectif la maîtrise des risques. Cette activité consiste à prévenir les dangers et à estimer les risques des dommages induits.

Dans la plupart des installations, un grand pourcentage du risque global est concentré dans un nombre relativement restreint d'équipements. Pour les équipements présentant un risque élevé, il faut prévoir un plan d'inspection plus stricte.

Dans le cadre de ce mémoire, nous avons opté pour une méthode d'inspection dite méthode d'inspection basée sur la criticité (RBI). Cette dernière est élaborée par un organisme réputé mondialement qui est l'API élaboré suivant des étapes bien définie, à savoir :

- identifier les éléments critiques de l'équipement.
- déterminer les risques et les modes de défaillance de ces éléments.
- établir la criticité de cet équipement en fonction de la combinaison de la probabilité et de la gravité de défaillance.
- Et enfin, déterminer l'intervalle de la prochaine inspection en fonction de trois paramètres qui sont la criticité, facteur de confiance et de la durée de vie résiduelle estimée.

le choix de Raffinerie d'Arzew (SONATRACH) pour notre étude pratique, nous a permis de découvrir le milieu industriel et de mettre en œuvre sur terrain la méthode « RBI », ainsi, il nous a été proposé d'appliquer cette méthode sur la chaudière à tube d'eau 31H2 de l'utilité de la raffinerie.

Le travail présenté dans ce mémoire a visé essentiellement le calcul de l'intervalle de la prochaine inspection de cette chaudière par l'application de la méthode RBI, en vue d'améliorer le fonctionnement de ce système.

Nous avons commencé par calculer la criticité, ainsi, la valeur de facteur de confiance K pour chaque élément constituant la chaudière. D'après les calculs, nous avons déterminé l'intervalle de la prochaine inspection.

Enfin, nous avons pu constater que l'inspection doit être réalisée le plus tôt possible avant que le niveau de risque n'atteint la limite supérieure au risque non acceptable.

L'application de ce genre de méthode s'avère délicate, la grande difficulté que nous avons rencontrée lors de la réalisation de ce travail est le manque de données. Malgré ça, nous espérons que nous avons apporté une solution appropriée à notre problématique grâce à une meilleure démarche d'inspection.

Comme perspective à notre travail, nous suggérons donc que d'autres études seront entamées pour mieux cerner un tel sujet à savoir sur les axes suivant :

- l'application de la méthode sur différent équipement industriel.
- Application d'autre méthodes d'analyse sur le même équipement et cela dans le but de pouvoir comparé ces résultats. Ainsi on peut d'éviter toute situation dangereuse.



# Bibliographie

## Bibliographie

- [1] H. MESSABIH, « Présentation de la raffinerie d'Arzew et notion à la sécurité industrielle », service formation, RA1/Z, 2015.
- [2] P. J. POTTER, J. WILEY « Power plant theory and design », New York, 1976.
- [3] J.S.TRUELOVE, « furnaces and combustion chamber », hemisphere publishing corporation 1983.
- [4] ALAIN Riou « Technique de l'ingénieur », Jean-Pierre Depauw B 1461, B 1462, B124, B1480, 1993.
- [5] A.L.LYDERSEN, « Fluid Flow and Heat Transfer », John Wiley & Sons Ltd, 1981.
- [6] Manuel opératoire de la chaudière 31H2 Mitsubishi Combustion, « Formation Chaudière », Complexe raffinerie d'Arzew, 2009.
- [7] JEAN-Michel « Risque et préoccupations liés aux matérielles utilités » : Qualité et traitement des eaux de chaudière ; Octobre 2005.
- [8] JEAN-Michel « connaissance et maîtrise des phénomènes physiques et chimiques », Matériaux métalliques – Corrosion industrielle : Corrosion des métaux ; Avril 2005.
- [9] A.BELKHATIR, « danger et risque : conception et construits », fascicule de cours – PPT magister, univ d'Oran, laboratoire RITE, univ Oran 2005-2010.
- [10] La norme ISO 31000 ; AFNOR, 2010.
- [11] CMMIC, « CMMIC-EM : Qu'est-ce qu'un risque majeur » 2010.
- [12] NICHAN Margossin, « risque et accident industriels majeurs (caractéristiques, réglementation- prévention) », Dunod, paris, 2006.
- [13] HRI, « Les risques majeurs ». <http://hri-secu.forumsjobs.com/t733-definitionrisque-majeur-risque-naturel-risque-technologique2009>.
- [14] ISDR, « Terminologie pour la présentation des risques de catastrophe » 2009.
- [15] MEDDTL, « Le risqué industriel », 2009.
- [16] YVES Mortureux, Techniques d'ingénieur, « Mettre en place un Système de gestion de la sécurité (SGS) ».
- [17] PIERRE Périllon : la gestion des risques, Editions demos, 2010.
- [18] Tixier, « gestion des risques dans un contexte industriel se décline concrètement via des méthodes de gestion des risques », 2002.
- [19] M. LAGNEAUX « guide DM-T/P n° 32510 » Paris, le 13 novembre 2000.
- [20] UIC, UFIP; « Guide pour l'établissement d'un plan d'inspection permettant de définir la nature et les périodicités d'inspections périodiques et de requalifications pouvant être supérieures à cinq et dix ans », Document DT 84 Révision B-01- 2010.
- [21] UIC, UFIP; « Guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux », DT 94 Octobre 2011.
- [22] MAARTEN-Jan Kallen, « Risk Based Inspection in the Process and Refining Industry », Faculty of Information, Technology and Systems, Technical University of Delft Delft, The Netherlands December 2002.
- [23] API 580/581 « risk-based inspection », downstream segment API recommended practice 580/581, second edition, November 2009.
- [24] Det Norske Veritas (DNV) 2015.
- [25] PID de la zone 3 utilité de la raffinerie d'Arzew.

# ANNEXES

## **Annexe 1 : Retour d'Expérience**

### **1. Niveau National :**

#### **1-1 Au sein de la zone industrielle d'Arzew complexe GL1/Z :**

Le 06 avril 1989 à Oran dans localité e Béthioua, explosion d'une chaudière utilités 170 T/h au niveau du complexe GL1/Z, Sonatrach.

L'origine de l'accident n'a pas été identifiée mais elle peut être due à :

- Un manque d'air et une combustion incomplète.
- Un excès d'air très important.
- Une anomalie sur l'alimentation en combustible suite à une défaillance des chaînes de sécurité.
- Formation d'un mélange explosif d'une source de chaleur.

Cet accident a causé la blessure de deux personnes, un opérateur et chef d'équipe ainsi que l'endommagement important de la chaudière (détachement du mur frontal de la chambre de combustion, détérioration complète de la cheminée, des supports, piliers et tuyauterie vanne).

#### **1-2 Au sein de la zone industrielle d'Arzew complexe GL2/Z :**

26 février 2002 à Oran dans localité e Béthioua, une forte explosion dans la chambre de combustion de la chaudière. Parmi les causes de l'incident on a :

Déclenchement par baisse pression d'huile non détecté par l'opérateur qui a causé la perte des turbo-ventilateur ainsi que les pompes alimentations.

Cet incident n'a causé aucune perte humaine ni blessures mais la chaudière a subi des endommagements graves.

#### **1-3 Au sein de la zone industrielle d'Arzew ENIP (Méthanol):**

La zone industrielle d'Arzew a connu jeudi le 10-11- 2007 vers 15h30, une forte déflagration a été entendue à des kilomètres à la ronde. En effet, selon les premiers éléments d'information, une chaudière a explosé au niveau du complexe ENIP (Méthanol), filiale du groupe Sonatrach, faisant, selon les premières estimations, sept blessés parmi les travailleurs et d'importants dégâts matériels. Dès les premiers instants, les équipes d'intervention ont vite fait de circonscrire l'incendie qui, par chance, n'a pas causé de dégâts aux autres installations mitoyennes. Cet incident, faut-il encore le rappeler, intervient ses installations et un ambitieux programme de formation de 120 000 travailleurs portant au moment où Sonatrach a engagé un vaste plan de sécurisation et de fiabilisation de sur la santé et la sécurité au travail intitulé « Safe Behavior Program », en partenariat avec le géant norvégien Statoil qui devra se poursuivre jusqu'en 2013.



**Figure 1.1** : Explosion de complexe ENIP (méthanol).

#### **1-4 Au sein de la zone industrielle Skikda :**

La zone industrielle de Skikda, de part le nombre d'installations pétroliers et pétrochimiques, présente des risques très élevés, notamment à l'exploitation dans ces installations. En effet, la nature des produits exploités, pétrole et gaz, sous de très hautes températures et pression fait que les risques d'explosion et leurs conséquences peuvent être catastrophiques sur l'ensemble de la zone et même sur la ville de Skikda.

À Skikda, le 19 janvier 2004 soir vers 18h40, une défaillance technique dans une chaudière plus une fuite de gaz provenant d'un train de liquéfaction GNL a provoqué une explosion ressentie dans un rayon de 7 km. C'est la plus grande catastrophe industrielle que l'Algérie ait jamais connue. Les années 2005 à 2009 ont été émaillées par plusieurs incidents industriels, de moindre gravité, qui ont eu lieu dans la même zone industrielle de Skikda.

##### ➤ L'impact De Crise :

- Impact Humain Et Social :
  - Perte de 27 travailleurs
  - Affectation directe de 112 blessés dont 70 hospitalisés
  - Suivi social et psychologique des agents affectés
  - Angoisse et stress affectant le milieu industriel du pôle
  - travailleurs en milieu industriel
  - Réadaptation du collectif du complexe GL1K
  - Vulnérabilité et peur du danger
- Impact Economique :
  - Perte de 3 trains de liquéfaction
  - Manque à produire de 04 années
  - Détérioration des infrastructures de base
  - Réadaptation du plan d'investissement et de développement
  - Indemnisation des victimes
  - Perte de 80% de la documentation des données informatisées.

- Effondrement total de : bâtiment de maintenance R+1, bloc administratif R+1, locaux de sécurité, magasins de stockage, ateliers et annexes.
- Impact Organisationnel :
  - Déstructuration du système.
  - Révision et actualisation des plans d'urgence.
  - Actualisation des POI et PPI
  - Ajustement organisationnel.
  - Mise à jour des études de danger et études d'impact.
  - Elaboration des nouvelles instructions R1/R2 tenant compte du retour d'expérience de l'incident.
  - Planification du module formation (Risque majeur)
  - Promulgation de la nouvelle loi du 25/12/2004 sur les risques majeurs naturels et technologiques dans le cadre du développement durable.



Figure 1.2 : complexe GL1K (unité 20, 30,40) avant l'accident.



Figure 1.3 : complexe GL1K (unité 20, 30,40) durant l'accident.



Figure 1.4: complexe GL1K (unité 20, 30,40) après l'accident.

### **1-5 Au sein de la zone industrielle palma Constantine :**

Le 17 - 06 - 2009 à 19h, une forte explosion a été entendue à Constantine, où une épaisse fumée noire a été aperçue à plusieurs kilomètres à la ronde à partir de la zone industrielle Palma, située à la sortie ouest de la ville. Selon les informations recueillies sur place, l'explosion a causé un important incendie dans une unité de fabrication de polystyrène expansé, la SNC Rhummel, appartenant à un investisseur privé. Des dégâts matériels importants ont été enregistrés. L'on déplore la mort d'un ouvrier dont le corps calciné a été dégagé par les éléments de la Protection civile qui ont pu sauver un autre ouvrier, atteint de graves brûlures. Les recherches se sont poursuivies pour dégager les corps de trois travailleurs déclarés disparus. Plusieurs hypothèses ont été avancées au sujet de la cause de cette explosion qui a créé une énorme panique sur l'axe routier reliant le centre-ville à la cité Boussof. L'on parle, selon les premiers échos, de l'explosion d'une chaudière qui a causé un départ de feu vers un camion transportant du polystyrène hautement inflammable, ce qui a provoqué un incendie. Selon un responsable de la Protection civile, le pire serait à craindre si les flammes non maîtrisées parvenaient à un important réservoir de carburant installé à l'intérieur de l'usine. La possibilité d'un acte terroriste n'a pas été écartée.

### **2. Niveau International :**

Dans le monde les accidents des chaudières ne cessent de croître, malgré les différentes politiques mises en œuvre pour assurer leur bon fonctionnement en toute sécurité. On peut citer d'une manière exhaustive les accidents suivants dans le Tableau (1.1):



## Annexe 1 : Retour d'Expérience

Année	Lieux	Cause de la panne	Produit	Détails
1972	France	procédure	pétrole	Dans une raffinerie de pétrole, des difficultés surviennent dans une centrale vapeur lors du démarrage d'une chaudière. L'opérateur reprend la séquence de mise en marche, mais ne pré-ventile pas suffisamment. Le mélange air-gaz explose lors de la tentative de ré-allumage, détruisant ainsi la chaudière et causant la mort de l'opérateur.
1987	Etats-Unis	foudre	GN	Dans une chaufferie urbaine la foudre frappe une chaudière alimentée au gaz naturel et perce une vanne au niveau de l'entrée du gaz aux brûleurs.
1980	Etats-Unis	procédure		Dans une chaufferie, une chaudière est arrêtée en urgence à la suite d'une panne d'instrumentation puis explose au redémarrage en raison vraisemblablement d'une purge et d'un pré-balayage insuffisants.
1994	Allemagne	Rupture d'une conduite de vapeur		La rupture d'une conduite de vapeur surchauffée à 550°C, lors d'opérations de réglages, fait 6 morts et un blessé parmi les employés de la chaufferie urbaine. Neuf jours avant l'accident, un organisme de contrôle aurait effectué une ré-épreuve de la partie de circuit concernée à une pression inférieure à la pression prévue et l'attestation aurait été falsifiée.
2000	Etats-Unis	fuite		Une fuite intervient dans un réservoir de propane dans une usine d'embouteillage de boisson et le nuage explose au contact d'une chaudière conduisant au BLEVE de la capacité.
2000	Zambie	Bouchage d'une conduite		Une conduite bouchée par la rouille est à l'origine d'une accumulation de chaleur dans une partie de la chaudière et d'un grave incendie qui ravage la raffinerie.



Annexe 1 : Retour d'Expérience

11/04/2005	Bangladesh	procédure	produits textiles	<p>Dans la nuit du 10 au 11 avril 2005, un drame se joue dans les environs de Dhaka, capitale du Bangladesh, l'explosion d'une chaudière vient de provoquer l'effondrement de l'usine Spectrum Sweater Ltd, sur des travailleurs affairés à la confection de produits textiles. Les secours s'organisent pour venir en aide aux survivants pris au piège du bâtiment écroulé. On parle alors de plusieurs dizaines de personnes, plusieurs centaines peut-être, qui pourraient se trouver sous les décombres. À main nue, à la pelle, puis à l'aide de machines, les secours ont creusé sans relâche pendant près de quatre jours pour retrouver des survivants. Les dépêches locales et internationales, évoquant les cris des travailleurs enterrés vivants sous des monceaux de gravats et les pleurs des proches assistants à l'extraction de corps inertes, laissent imaginer l'horreur de la situation. Le bilan définitif fit état de soixante-quatre morts et de plusieurs dizaines de blessés, parfois grièvement au point d'être handicapés à vie.</p>
2006	France		GN	<p>Dans une société de production et distribution de chaleur, une violente déflagration se produit à l'intérieur d'une chaudière au gaz naturel de 12 MWth. Cette chaudière faisait l'objet d'une intervention d'un technicien du constructeur suite à des anomalies de fonctionnement du brûleur. l'explosion survient à l'intérieur de la chaudière côté fumées et entraîne l'arrêt immédiat du générateur par les sécurités gaz. Dans le même temps, le technicien constate par l'œillet arrière une flamme molle et incomplète autour du brûleur. L'hypothèse d'une accumulation de gaz naturel suite à un décrochage de flamme est privilégiée.</p>

**Tableau 1.1** : représente les accidents des chaudières dans le monde.

## Annexe 2 : Choix de la Matrice de Criticité

Nous avons choisis la matrice **INERIS** dans cette étude car elle est la plus utilisée dans les études de danger concernant les installations de procédé.

### 1- Evaluation de la probabilité d'occurrence :

Les risques considérés sont caractérisés par des niveaux de probabilité répartis sur une échelle de 1 à 5 basés sur une évaluation de l'occurrence, établie à partir de références accidentologiques.

Echelle de probabilité	1	2	3	4	5
<b>Appréciation quantitative</b> (unité, an)	10 <sup>-5</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-1</sup>
<b>Appréciation qualitative</b>	« événement possible mais extrêmement peu probable » : n'est pas impossible au vu des connaissances actuelles mais non rencontré au niveau mondial sur un très grand nombre d'années d'installations.	« événement très improbable » : s'est déjà produit dans ce secteur d'activité mais a fait l'objet de mesures correctives réduisant significativement sa probabilité.	« événement improbable » : un événement similaire déjà rencontré dans le secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction	« événement probable sur site » : s'est produit et/ou peut se produire pendant la durée de vie des installations.	« événement courant » : se produit sur le site considéré et/ou peut se produire à plusieurs reprises pendant la durée de vie des installations, malgré d'éventuelles mesures correctives.

**Tableau 2.1:** Evaluation de la probabilité d'occurrence.

**2- Evaluation du niveau de Gravité :**

La gravité se fera selon le tableau suivant :

La Gravité (conséquence)						
Niveau de gravité		Santé et sécurité	Matériel	Environnement		
				Air	Sol	Eau
<b>E</b>	<b>Désastreux</b>	Plus de 100 personnes exposées en externe	Dommmage étendu arrêt total	Impact étendu	impact étendu > 2000 L	Impact étendu > 2000 L
<b>D</b>	<b>Catastrophique</b>	Externe : Entre 10 et 100 personnes exposées Interne : Plus de 100 personnes exposées	Dommmage important > 10 M DA	Mageur Impact	Fuite/ Déversement Majeur < 2000L	Fuite/ Déversement Majeur < 2000L
<b>C</b>	<b>Important</b>	Externe : Entre 1 et 10 personnes exposées Interne : Entre 10 et 100 personnes exposées	Dommmage peu important > 1M DA	Impact localisé	Impact localisé < 200 L	Impact localisé < 200 L
<b>B</b>	<b>Sérieux</b>	Externe : Au plus 1 personne exposée Interne : Entre 1 et 10 personnes exposées	Dommmage léger < 1 M DA	faible impact	Faible impact < 50 L	Faible impact < 50 L
<b>A</b>	<b>Modéré</b>	Au plus 1 personne exposée	Aucun dommmage	Aucun impnact	Aucun impnact	Aucun impnact

**Tableau 2.2 :** Critères de détermination des niveaux de gravité.

### 3- Interprétation de la matrice de criticité :

- Les risques d'accidents industriels majeurs hiérarchisés dans la zone rouge devront faire l'objet d'un traitement par l'intermédiaire d'un programme sécurité selon une procédure définie dans le système de management du site.
- Les risques d'accidents majeurs hiérarchisés dans la zone jaune et verte pourront faire l'objet d'un traitement par l'intermédiaire d'un programme sécurité
- Les efforts pour minimiser le couple gravité-occurrence porteront sur la réduction de la gravité.
- L'objectif final de l'analyse des risques consiste à démontrer qu'aucun scénario d'accident ne se trouve dans cette zone grâce aux barrières de sécurité mises en place ou proposées au cours de l'étude.

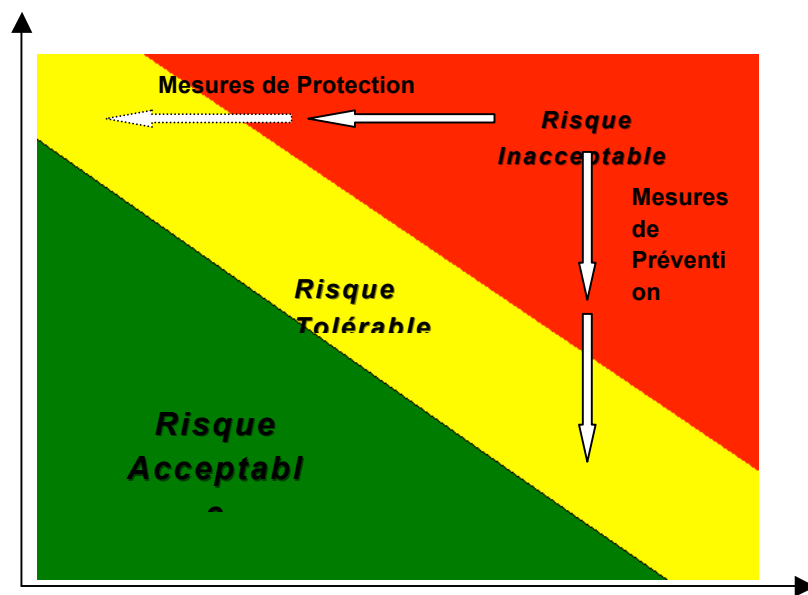


Figure 2.1 : Représentation des niveaux de risques et actions à mener.

		Gravité des conséquences sur les personnes exposées au risque, l'environnement et les maté					
		Modéré (A)	Sérieux (B)	Important (C)	Catastrophique (D)	Désastreux (E)	
Probabilité	> 10 <sup>-2</sup> / an	Courant (5)	II	III	III	III	III
	entre 10 <sup>-2</sup> et 10 <sup>-3</sup>	Probable (4)	I	II	III	III	III
	entre 10 <sup>-3</sup> et 10 <sup>-4</sup>	Improbable (3)	I	II	II	III	III
	entre 10 <sup>-4</sup> et 10 <sup>-5</sup>	Très improbable (2)	I	I	II	II	III
	< 10 <sup>-5</sup> / an	Extrêmement peu probable (1)	I	I	I	I	II

Tableau 2.3 : La matrice de criticité d'INERIS.

<b>III</b>	Inacceptable
<b>II</b>	Démarche ALARP (As Low As Reasonably Possible)
<b>I</b>	Acceptable

Trois niveaux de risque sont définis selon la position dans la matrice :

✓ **Risque élevé (zone rouge)** : Niveaux de risques inacceptables, les systèmes se situant dans ces niveaux, doivent faire l'objet d'une étude plus approfondie pour identifier les modifications permettant de rendre acceptable le niveau de risque c'est à dire sortir de la zone rouge.

✓ **Risque modéré (zone Jaune)** : Niveaux de risques tels que l'aggravation d'un niveau d'un seul des paramètres (Gravité ou Probabilité) pourrait amener à un niveau de risque inacceptable. Les systèmes présentant ce niveau de risque font l'objet d'une revue approfondie des moyens de prévention et de Protection afin de s'assurer qu'ils présentent un niveau de risque acceptable.

✓ **Risque faible (Zone verte)** : Niveaux de risque acceptables mais dont l'identification permet de mettre en évidence les moyens à mettre en œuvre pour les maintenir à ce niveau.

## **Annexe 3 : Gammes d'Inspection des Principaux Equipements Statiques/ Chaudière**

### **1 Avant inspection:**

Avant de procéder à l'inspection de l'équipement, l'inspecteur doit vérifier et obtenir toutes les informations nécessaires pour effectuer l'inspection, à savoir :

- Le motif d'inspection
- Le matériel nécessaire pour effectuer l'inspection
- Les paramètres de design de l'équipement
- Schémas, plans ou croquis pour la représentation de la disposition générale de l'équipement
- L'historique et les résultats des inspections précédentes

### **2 Inspection externe :**

#### **2.1 Plaque d'identification et Pontet-support:**

Vérifier la plaque d'identification à savoir :

- Son existence
- Les informations inscrites sur la plaque
- L'état de la fixation
- La présence de corrosion sur le support de la plaque

#### **2.2 Supports de la chaudière :**

Vérifier les supports de la chaudière, à savoir :

- Etat des boulons d'ancrage (vérifier le serrage, la présence de corrosion, cisaillement ...)
- Etat du scellement (vérifier la présence de corrosion)
- Défauts de forme (Verticalité / Affaissement / Déplacement)
- Dégradation du béton (présence d'érosion, fissures, effritement)

#### **2.3 Structures Métalliques / Charpente:**

Vérifier l'état de l'ensemble de l'ossature à savoir :

- La déformation
- La corrosion
- Le cisaillement
- Les vibrations (en marche)
- Les passerelles et plates formes
- Les échelles & escaliers

#### **2.4 Etat externe du casing :**

Vérifier l'état des tôles du casing :

- Chercher la présence de points chauds
- S'assurer de l'étanchéité du casing et l'absence de fissures qui peuvent être la source d'infiltrations d'eau
- Vérifier la manœuvrabilité des portes d'explosion et des trappes de visite

**2.5 Ballons :**

- Etat du calorifuge
- Etat des trous d'homme
- Vérifier l'absence de fuites au niveau des brides et des piquages (en marche) ;
- Vérifier l'état des brides et piquages (après démontage)

**2.6 Cheminée :**

Vérifier la cheminée et s'assurer de :

- L'état de fixation des boulons de la base
- La verticalité de la cheminée (si nécessaire)
- L'état de la peinture.

**2.7 Gaine d'air et fumée :**

- Vérifier l'état des tôles constituant la gaine
- Vérifier l'étanchéité de la gaine
- Vérifier le fonctionnement du volet (porte) d'isolement de la gaine de fumée

**2.8 Mise à la terre:**

- Vérifier l'état de la connexion de la mise à la terre

**3 Inspection interne :**

**3.1 Foyer / Chambre de combustion:**

**3.1.1 Etat des tubes écrans :**

Procéder à la vérification de près et de profil de la surface des tubes par un balayage visuel à savoir :

- L'aspect externe de la surface des tubes :
  - Présence de points chauds (en marche)
  - Présence de couleur blanchâtre qui peut indiquer une fuite
  - Présence de suie ou dépôt de poussière sur les tubes
  - Impact de la flamme sur les tubes (Si la flamme des brûleurs lèche les tubes)
  - Présence de traces de surchauffe
  - La présence d'indice de fluage (Hernie, ovalisation du diamètre)
  - La présence de fuites
  - La présence de corrosion / oxydation anormale des tubes
  - La présence de dépôt par martelage

**3.1.2 Etat des tubes faisceau :**

- Vérification des parties accessibles visuellement

**3.1.3 Etat du réfractaire :**

Vérifier l'état de l'ensemble du réfractaire, à savoir :

- Effritement du béton réfractaire



- Fissures des surfaces
- Gonflement des surfaces
- Les joints d'expansion
- Le réfractaire autour des brûleurs
- L'empilement des briques réfractaires
- Présence de traces d'humidité sur les briques et ciment (signe de fuite)
- Présence de dépôts sur le plancher de la chaudière

**3.1.4 Brûleur :**

- Présence de débris de réfractaire
- Etat des gueulards
- Etat des anneaux de maintien
- Etat des ouvreaux
- Etat des pilotes (dégradation / encrassement)
- Etat de l'alignement et de l'orientation des becs
- Etat des becs de gaz (dégradation / encrassement)
- Etat des diffuseurs des becs

**3.2 Ballons :**

Vérifier l'état général de l'intérieur, à savoir :

**3.2.1 Présence de dépôt ou salissures :**

- Quantité
- Aspect
- Nature
- Prélèvement d'échantillon pour analyse (si nécessaire)

**3.2.2 La paroi interne :**

- Défauts de surface
- Corrosion / Oxydation
- Soudures et nœuds de soudures

**3.2.3 Les éléments internes du ballon :**

- Vérifier la présence de corrosion / érosion
- Vérifier la présence de déformations
- Vérifier les fixations et les supports

**3.2.4 Les tubulures auxiliaires :**

- Vérifier la présence de corrosion / érosion
- Vérifier s'il y a obturation

**3.2.5 Les tubes faisceaux :**

- Vérifier l'état des dudgeons / soudures
- Vérifier l'encrassement / bouchage des entrées des tubes

**3.2.6 Les trous d'homme :**

- Vérifier l'état de la portée des joints (corrosion, érosion)
- Vérifier l'état des trous d'homme

**3.3 Surchauffeur :**

- La présence de dilatation anormale des tubes
- La déformation des supports des tubes
- La présence d'indice de fluage (Hernie, ovalisation du diamètre)
- La présence de fuites ou éclatement des tubes
- La présence de corrosion / oxydation anormale des tubes

**3.4 Economiseur :**

- La déformation des supports des tubes
- La présence de fuites
- La présence de corrosion / oxydation anormale des tubes.

**4 Etat des équipements de sécurité**

- Vérifier le tarage des soupapes sur banc d'essai

**5 Contrôle CND :**

- Effectuer un examen thermographique du casing (Chaudière en marche)
- Vérifier l'épaisseur de la paroi des tubes par ultrason
- Vérifier la dureté des tubes
- Vérifier l'état métallurgique des tubes par réplique métallographique (si nécessaire)
- Vérifier la présence de dépôt à l'intérieur des tubes à partir de l'intérieur des ballons par endoscope (si nécessaire)
- Vérifier l'état des soudures par ressuage (si nécessaire)

**6 Inspection lors du remontage / fermeture des ballons:**

- Vérifier le nettoyage interne des ballons
- Vérifier la fixation et le remontage correct des internes des ballons
- Vérifier l'état des faces des brides des ballons avant fermeture (portées de joints)
- Vérifier la conformité des joints à installer
- Vérifier la conformité de la boulonnerie à installer
- Vérifier l'absence de tout corps étrangers à l'intérieur des ballons

**7 Tests de pression de l'équipement et fermeture du foyer:**

- Vérifier l'étanchéité de l'ensemble du faisceau tubulaire de la chaudière (tubes écrans, tubes faisceaux, économiseur, surchauffeur)
- Vérifier l'étanchéité des trous d'homme des ballons
- Vérifier l'étanchéité de l'ensemble des connexions
- Après test, vérifier l'absence de tous corps étrangers à l'intérieur du foyer avant fermeture des trappes.

## Annexe 4 : Fiche d'Inspection

# E N A C T

Unité Régionale OUEST, 18 Boulevard EMIR ABDELKADER –ORAN.  
 TEL : (041) 29.18.33 - (041) 29.21.92 FAX : (041) 29.18.31 - (041) 29.18.29

### APPAREILS A PRESSION GENERATEUR DE VAPEUR

**SH – AVAL**  
**Division Raffinage**  
**Raffinerie ARZEW**

Décret Exécutif n°90-246 du 18/08/1990

RAPPORT DE VISITE N° <b>2B . / 43</b>		Date du rapport	Code dossier			
			K.M.			
Vérification	Lieu de visite	Date de la visite	Inspecteur			
<i>Intérieure / Extérieure</i>	<i>Utilité3 / Zone 3</i>	<i>12/04/2016</i>	<i>Mr :</i>			
<b>CONCLUSION :</b>					L'ing. chef du service	
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ <i>Appareil pouvant assurer son service</i></li> <li>❖ <i>Présenter cet appareil à la réépreuve décennale auprès des services des mines.</i></li> </ul>						
- Voir les observations en fin de rapport -						
<b>1 – MARQUES D'IDENTITE ET DE SERVICE</b>						
Constructeur : <i>MITSUBUSHI HEAVY INDUSTRIES Co Ltd</i> Lieu : <i>YOKIHAMA (JAPON)</i> Désignation du fluide : <i>VAPEUR D'EAU</i>						
N° dans la chaufferie	N° de fabrication	Année de fabrication	P.S	Timbre	Unité	Catégorie
<b>31 H2</b>	<i>51626</i>	<i>1971</i>	<i>/</i>	<i>54,92</i>	<i>bar</i>	<i>1<sup>ère</sup></i>
<b>2 – SITUATION ADMINISTRATIVE</b>						
Epreuve		Visite intérieure et extérieure		Registre	Déclaration	
Date dernière épreuve	Renouvelée avant	Prochaine Visite à envisager vers		d'Entretien	Wilaya	
<i>01/07/2013</i>	<i>01/07/2023</i>	<i>18 mois</i>		<i>Etabli et visé</i>	<i>Faite</i>	
<b>3 – CARACTERISTIQUES</b>						
GENERATEUR–Type : <i>Multitubulaire</i>						
Surface de chauffe (m <sup>2</sup> )	Capacité	Puissance maximale continue		Equipement de chauffe		
<i>883</i>	<i>33200 Litres</i>	<i>62T/h</i>		<i>Brûleur au gaz naturel</i>		
SURCHAUFFEUR – Type : <i>/</i>						
N° et Année de construction	Timbre	Unité	Epreuve		Surface de chauffe (m <sup>2</sup> )	
			Date dernière épreuve	Renouvelée Avant		
<i>51627-1971</i>	<i>56</i>	<i>bar</i>	<i>01/07/2001</i>	<i>01/07/2023</i>	<i>88,6</i>	
ECONOMISEUR – Type : <i>/</i>						
N° et Année de construction	Timbre	Unité	Epreuve		Surface de chauffe (m <sup>2</sup> )	
			Date dernière épreuve	Renouvelée Avant le		
<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	
<b>4 – DISPOSITIONS DU LOCAL DE CHAUFFE</b>						
Elles ne préjugent pas de l'application d'autres réglementations en vigueur						
Conditions d'emplacement			Issues			
<i>Satisfaisantes</i>			<i>Conformes</i>			
Eclairage	Ventilation	Accès plate-forme	Garde-corps	Hauteurs libres (min. 1,80 m)	Prise courant (24 V )	
<i>Satisfaisant</i>	<i>Bonne</i>	<i>existe</i>	<i>En place</i>	<i>oui</i>	<i>à installer</i>	

## 5 – ORGANES DE SURETE REGLEMENTAIRES

Soupapes de sûreté	Chaudière		Surchauffeur	Economiseur	
- Nombre et type	03 à ressort		/	/	
- Echappement	Atmosphère				
- Etat	tarées				
Manomètre : <i>En place</i>	Graduation : 0-:-100		Index :		
Ajutage (manomètre vérificateur)			Etat :		
Indicateurs de niveau	Nombre	Protection	Communication	Etat	Niveau minimal
À Paroi transparente	Niveau	visuel	(indépendants)		
Autres types : <i>Electro-niveau - enregistreur – salle contrôle</i>					
Appareils d'alarme de manque d'eau		Etat de la pastille		Date dernier remplacement	
- Bouchon fusible					
- Sifflet Black					
- Autres types : <i>Pressostat</i>					
Clapet de départ de vapeur, Type : /		Etat :			
Isolement sur départ vapeur : <i>Vanne</i>					
Clapet alimentation, Position :		Etat			
Thermomètre (économiseur à tubes lisses) :					

## 6 – APPAREILLAGE AUTOMATIQUE

ALIMENTATION - marque : <i>Electro-pompes</i>	Type : <i>Multicellulaire</i>
1° Avertisseur de manque et trop d'eau, type : <i>en place</i>	Alarmes : <i>Existent</i>
2° Avertisseur de manque d'eau, type : <i>sonore et visuel</i>	Arrêt du brûleur : <i>à</i>
EXTINCTION DE FLAMME, protection par : <i>Cellule photo électrique</i>	Alarmes : <i>Vérifier</i>
Contrôles de fonctionnement en marche (1) : /	Arrêt du brûleur : <i>en</i>
Périodicité adoptée pour la révision (1) : <i>18 mois</i>	Alarmes : <i>service</i>
	Arrêt du brûleur :

## 7 – DISPOSITIFS REGLEMENTAIRES CONTRE RETOURS DE FLAMMES ET PROJECTIONS DE VAPEUR

Orifices sur foyer et boîtes	: <i>Trappes de visite + Orifices des brûleurs</i>
Fermeture porte de foyer et cendrier	: /
Extraction des mâchefers	: /
Trappes d'expansion et gaines	: /
- Position - Etat	: /

## 8 – ACCESSOIRES

Tuyauterie alimentation – état : <i>en bon état hors calorifuge</i>		
Vidange – robinet : /	Tuyauterie : <i>Canalisée</i>	Dégagement : <i>Egout</i>
Tampons autoclaves (état, jeu)	: /	
Portes et trappes de visite	: /	
Chicanes	: /	
Calorifuge	: /	
Ramoneurs	: <i>En bon état</i>	
Equipement de chauffe	: <i>Brûleur au gaz naturel</i>	
Clapet d'explosion (protection)	: /	
Fumisterie	: <i>Cheminée</i>	

## 9 – EAU D'ALIMENTATION

Provenance	Traitement	Pourcentage retour	Dispositif d'alimentation
<i>Réseau urbain</i>		<i>A évaluer</i>	<i>Réseau sous pression</i>

1) Selon indications fournies par le responsable de l'installation.

**VISITE REGLEMENTAIRE**

↘ Cette chaudière a fait l'objet de notre contrôle réglementaire et n'a révélé aucun défaut apparent qui peut nuire à son exploitation.

↘ Les parties externes qui sont hors calorifuge ne donnent lieu à aucune remarque importante.

**↘CORPS INTERIEUR**

Les parois internes sont propres.

**↘TUBE FOYER**

Pour les parois côté feu et côté eau, aucune corrosion ni surchauffe n'a été relevée

**↘TUBES DE FUMEE**

Etat satisfaisant à l'intérieur, aucune corrosion ni surchauffe n'a été constatée

↘**BRULEUR** : Brûleur bien entretenu

↘**SOUPAPES** : Les soupapes sont tarées régulièrement

**↘ACCESSOIRES DE SECURITE**

Accessoires de sécurité bien entretenus. Tous les organes de contrôle et de sécurité en place et qui ont fait l'objet de notre visite, sont sains d'aspects.

**↘BALLONS SUPERIEUR ET INFERIEUR**

Etat satisfaisant à l'intérieur, aucune corrosion dangereuse ou anomalie n'a été mise en évidence

**↘REFRACTAIRE**

Reprendre le réfractaire par endroit.

➤ Il y a lieu de présenter la chaudière à la répreuve hydraulique de renouvellement décennal auprès des services des mines.