

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 8 Mai 1945 Guelma

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie des Procédés

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

2^{ème} Année Master

=====

***Etude préventive sur la corrosion des chaudières au niveau
du complexe RA1K***

=====

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie des procédés des matériaux

Présenté par :

BOUFELFEL Mohamed

Sous la direction de :

Dr A. R. NADJI

2021/2022

Remerciements

Je suis arrivé au bout de ce travail qui est le résultat d'un cheminement de tout un parcours pédagogique qui a duré ces cinq dernières années dans l'enseignement supérieur.

Je remercie d'abord ALLAH le tout puissant de m'avoir donné la force, la patience et la volonté pendant ce projet

Toute ma gratitude va à mon encadreur

Dr. A. R. NADJI, pour ses précieux conseils, son aide, ses orientations et ses encouragements durant toute la période du travail de recherche et d'expérimentation.

J'adresse mes chaleureux remerciements à tous les professeurs du département de génie des procédés de l'université 8 Mai 1945 de Guelma pour les connaissances acquises, et les conseils prodigués au cours de ces années.

Mes vifs remerciements vont à l'ensemble des membres du jury qui ont bien voulu examiner mon travail.

Un grand merci à mes parents et tous ceux qui ne sont pas cités ici et qui de près ou de loin ont contribué à l'aboutissement de ce projet.

Merci à tous

Dédicaces

«Le plus grand merci s'adresse à ALLAH»

A ma mère et à mon père, qui m'ont comblé de leur soutien et m'ont voué un amour inconditionnel. Vous êtes pour moi un exemple de courage et de sacrifice continu, que cet humble travail témoigne de mon affection, mon éternel attachement et qu'il appelle sur moi votre continuelle bénédiction.

A Madame A. R. NADJI, qui m'a permis, grâce à sa confiance et à son soutien précieux, de réaliser et surtout de mener à terme ce travail.

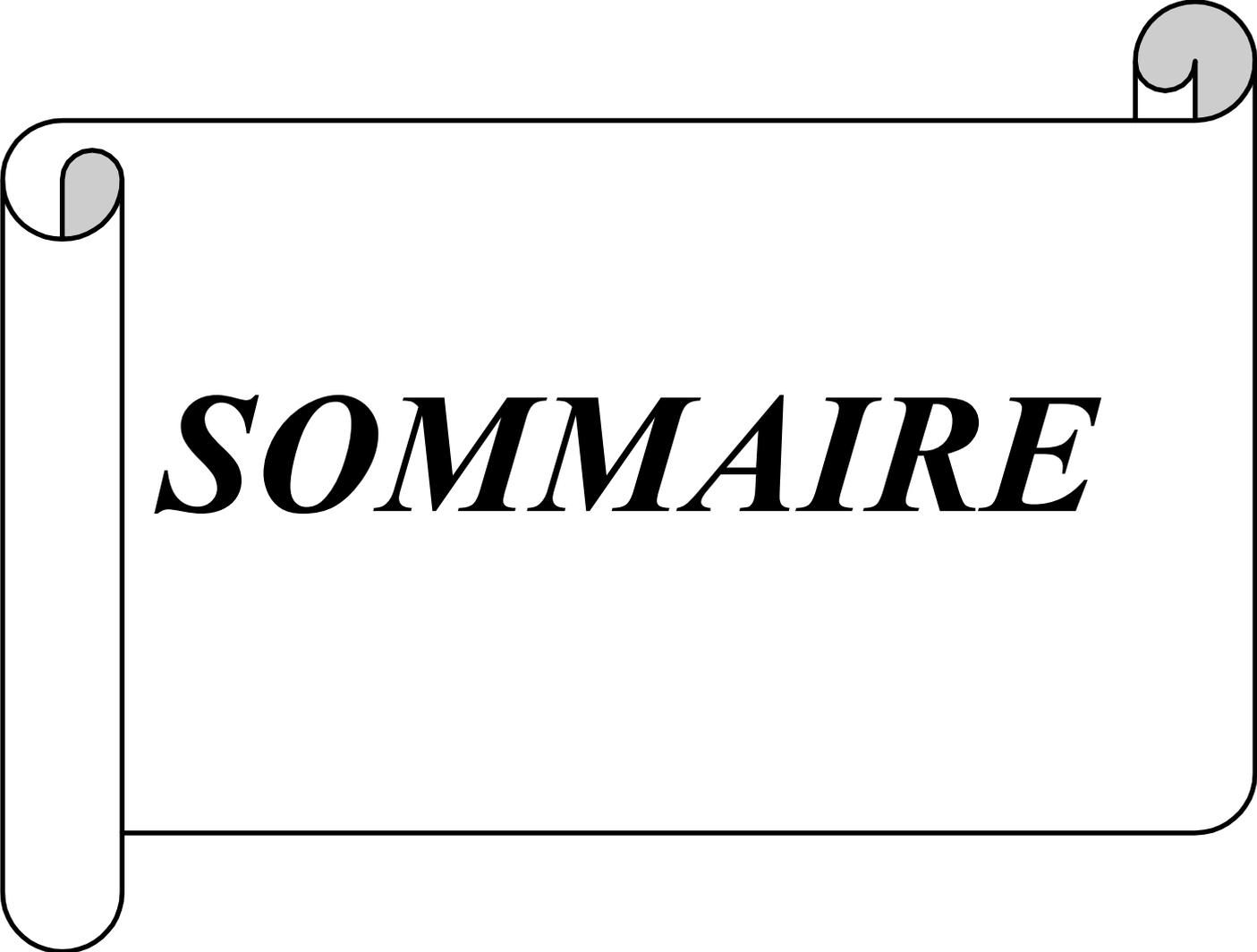
A Mes frères qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Je remercie mes chers amis d'avoir été toujours là pour moi. Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

A toute ma famille pour son soutien tout au long de mon parcours universitaire.

A tous mes collègues de la promotion 2022.

A tous ceux qui me connaissent.



SOMMAIRE

SOMMAIRE

Liste des abréviations	i
Liste des tableaux	ii
Liste des figures et photographies	iii

Introduction générale	1
------------------------------	----------

Chapitre I : Présentation du complexe

I.1. Introduction.....	3
I.2. Présentation de la raffinerie de Skikda.....	3
I.3. Situation géographique.....	4
I.4. Structure hiérarchique de la raffinerie.....	6
I.5. Unités du complexe.....	7
I.5.1. Présentation des unités de production.....	7
I.5.1.1. Unités de distillation atmosphérique (Unités 10 et 11).....	7
I.5.1.2. Unités de platforming U100 et 103.....	8
I.5.1.3. Unité 200 (Extraction des Aromatiques).....	8
I.5.1.4. Unité de séparation du p-xylène U400.....	8
I.5.1.5. Unité de production de bitume U70.....	8
I.5.1.6. Unités 30-31-104 (Séparation et Traitement des Gaz).....	9
I.5.1.7. Unité d'isomérisation du naphtha léger a U700/701/702/703.....	9
I.5.2. Présentation des utilités.....	10
I.5.2.1. Unité melexe U600.....	10
I.5.2.2. Unité 1050 centrale thermique électrique et utilités (C. T. E).....	10
I.5.2.3. Unité 900 purification de l'hydrogène.....	11
I.6. Projet de réhabilitation et d'adaptation de la raffinerie de Skikda.....	11
I.7. Bilan de production de la raffinerie RA1K.....	14

Chapitre II : Description des chaudières à combustion

II.1. Introduction.....	15
II.2. Définition des chaudières.....	15
II.3. Rôle des chaudières.....	15
II.4. Types de chaudières.....	16
II.4.1. Les chaudières à tubes d'eau.....	16
II.4.2. Les chaudières à tubes de fumées.....	19
II.5. Principaux éléments d'une chaudière.....	20
II.5.1. Chambre de combustion (Foyer).....	20
II.5.2. Bruleurs.....	20
II.5.3. Faisceau de convection.....	21
II.5.4. Economiseur.....	22
II.5.5. Vaporisateurs.....	22
II.5.6. Surchauffeurs.....	22
II.5.7. Resurchauffeurs.....	23

II.5.8. Désurchauffeurs.....	23
II.5.9. Evaporateurs.....	23
II.5.10. Ventilateur de soufflage.....	24
II.5.11. Ballons de purge.....	24
II.5.12. Appareils de sécurité.....	25
II.5.13. Autres échangeurs associés à la chaudière.....	25
II.6. Comparaison entre chaudières à tubes d'eau et à tubes de fumée.....	26
II.7. Régulation dans les chaudières.....	26
II.7.1. Contrôle de la pression de la vapeur surchauffée.....	26
II.7.2. Contrôle de la température de la vapeur surchauffée.....	27
II.7.3. Contrôle du niveau d'eau dans le ballon supérieur.....	28
II.8. Sécurité des chaudières.....	28
II.8.1. Importance de la sécurité.....	28
II.8.2. Sécurité des brûleurs.....	29
II.8.3. Comportement sécuritaire du personnel.....	29

Chapitre III : Traitements des eaux et corrosion des chaudières

A. Traitements des eaux de chaudière

III.1. Introduction.....	31
III.2. Caractéristiques des eaux de chaudière.....	31
III.3. Traitement des eaux de chaudière.....	32
III.3.1. Traitement de l'eau d'appoint.....	32
III.3.1.1. Prétraitements.....	32
III.3.1.2. Chloration des eaux.....	33
III.3.1.3. Traitement par dessalement.....	34
III.3.1.4. Déminéralisation totale.....	34
III.3.1.4.1. Type de résines échangeuses d'ions.....	34
III.3.1.4.2. Installation.....	35
III.3.2. Traitement des condensats.....	37
III.3.3. Conditionnement de l'eau alimentaire.....	37
III.3.3.1. Dégazage.....	37
III.3.3.2. Phosphate trisodique Na_3PO_4	39
III.3.3.3. Produits anti-primage.....	39
III.3.3.4. Purge de déconcentration.....	39

B. Corrosion dans les chaudières

III.1. Introduction.....	40
III.2. Définition.....	40
III.3. Types de corrosion.....	40
III.3.1. Corrosion uniforme.....	40
III.3.2. Corrosion localisée.....	41
III.3.3. Corrosion par piquûre.....	41
III.3.4. Corrosion galvanique.....	42
III.4. Corrosion des chaudières.....	43
III.4.1. L'eau.....	43

III.4.2. Oxygène dissous.....	43
III.4.3. Soude caustique.....	44
III.4.4. Salinité.....	45
III.5. Corrosion dans les circuits de vapeur et d'eau condensée.....	46
III.5.1. Action de l'oxygène.....	46
III.5.1.1. Mécanisme électrochimique.....	46
III.5.1.2. Aération différentielle.....	46
III.5.1.3. Action du gaz carbonique.....	47
III.6. Facteurs agissant sur la vitesse de corrosion.....	47
III.6.1. Teneur en oxygène.....	48
III.6.2. Température.....	48
III.6.3. pH.....	48

Chapitre IV : Résultats et discussions

IV.1. Introduction.....	49
IV.2. Prétraitement par élimination des gaz.....	49
IV.2.1. Calculs du dégazeur.....	53
IV.2.1.1. Calcul du débit de vapeur.....	53
IV.2.1.2. Calcul de la quantité de vapeur condensée.....	54
IV.2.1.3. Calcul de la perte de vapeur dans l'évent.....	54
IV.2.2. Calcul du débit d'eau d'alimentation de chaudière.....	55
IV.2.3. Quantité d'oxygène dégazée thermiquement.....	55
IV.2.3.1. Calcul de la quantité d'oxygène à l'entrée de dégazeur $Q_a(O_2)$	55
IV.2.3.2. Calcul de la quantité d'oxygène à la sortie du dégazeur.....	55
IV.2.4. Calcul du rendement du dégazeur thermique.....	56
IV.2.5. Calcul de la quantité du réducteur d'oxygène.....	56
IV.2.5.1. Calcul de la quantité de carbohydrazide d'oxygène qu'il faut injecter.....	56
IV.2.6. Interprétations des résultats.....	59
IV.3. Caractérisation chimique.....	60
IV.3.1. Détermination du pH.....	60
IV.3.2. Détermination du titre alcali métrique complet TAC.....	62
IV.3.3. Détermination de la conductivité.....	65
Conclusion générale	67

Liste des abréviations

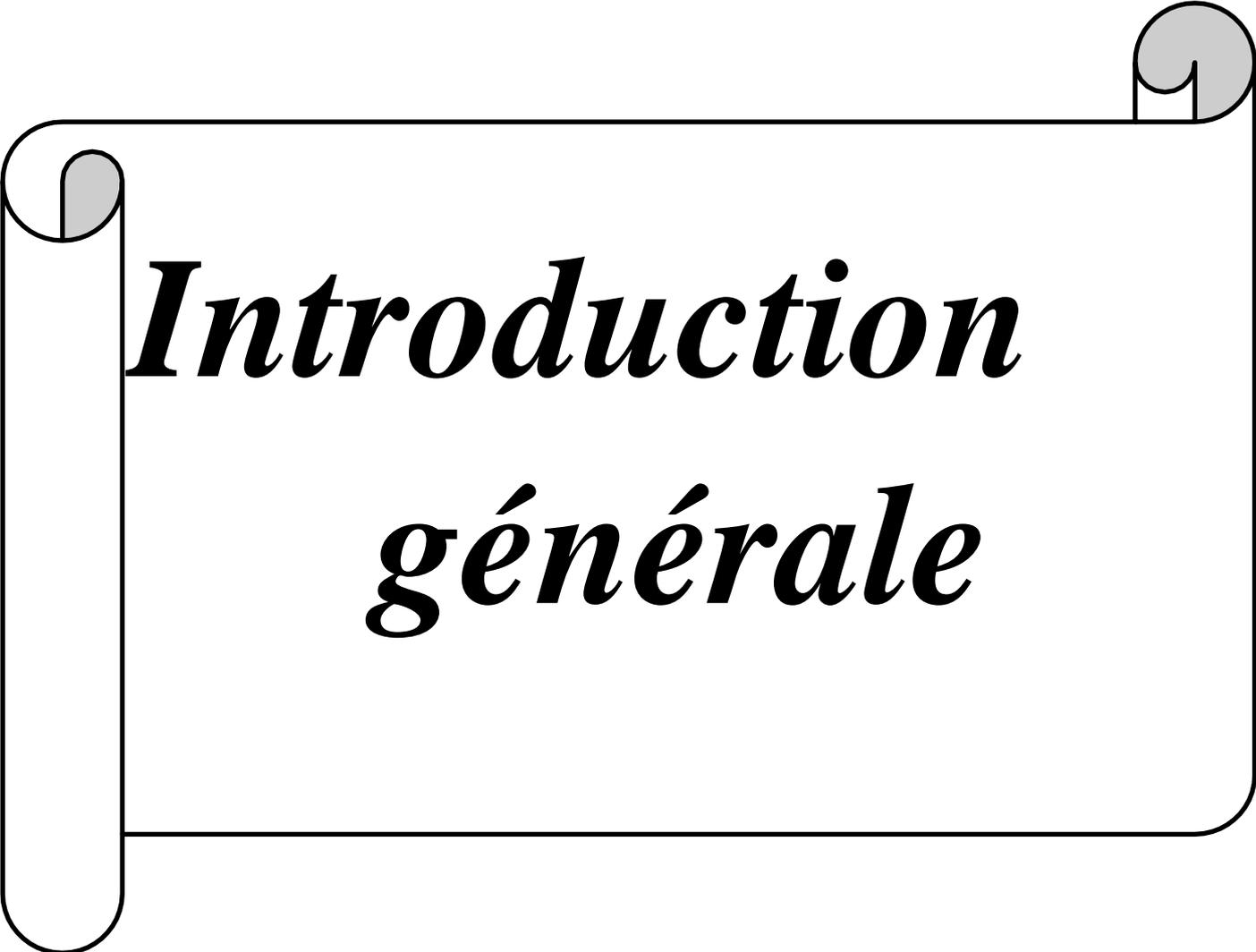
AF	Résine anionique forte
BRI	Brut réduit importé
CBD	Continue Boiler Drain
BFW	Boiler Feed Water
CF	Résine cationique forte
CTE	Centrale Thermique Electrique
DRH	Direction des Ressources Humaines
GPL	Gaz Plant Liquifier
HBNS	Hassi berkine south
HPU	Hydrogen Production unit
hs	High stream
H ₂ R	résine acide
ls	Low stream
MELEX	Mélange et expédition
MG	Moyens généraux
ms	Medium stream
pH	potentiel Hydrogène
ppb	Particule par billion
ppm	Particule par million
PSA	Pression Swing Adsorption
R'(OH) ₂	Résine basique
SBP	Safe behaviour program
Sh	Sonatrach
SIG	Sécurité Interne Générale
SPA	Société Par Action
t	tonne
TA	Titre Alcalimétrique
TAC	Titre Alcalimétrique Complet
TH	Dureté totale

Liste des figures et photographies

Figure I.1	Historique de la RA1K	4
Figure I.2	Situation géographique de la RA1/K dans la zone industrielle à SKIKDA.....	4
Figure I.3	Organigramme de la raffinerie de Skikda RA1/K.....	6
Figure I.4	Schéma du raffinage à la RA1K avant réhabilitation.....	12
Figure I.5	Schéma du raffinage à la RA1K après réhabilitation.....	13
Figure II.1	Chaudière industrielle.....	15
Figure II.2	Chaudière à tubes d'eau sans surchauffeur.....	17
Figure II.2 bis	Chaudière à tubes d'eau sans surchauffeur.....	19
Figure II.3	Schéma d'une chaudière à tubes de fumées.....	20
Figure II.4	Le bruleur.....	21
Figure II.5	Les ballons, supérieur et inférieur.....	21
Figure II.6	Schéma d'un économiseur.....	22
Figure II.7	Schéma des surchauffeurs.....	23
Figure II.8	Schéma d'un évaporateur.....	24
Figure II.9	Contrôle de la pression de la vapeur surchauffée.....	27
Figure II.10	Contrôle de la température de la vapeur surchauffée.....	28
Figure II.12	Contrôle du niveau d'eau dans le ballon supérieur.....	28
Figure III.1	Traitement des eaux de chaudière.....	32
Figure III.2	Déminéralisation totale.....	36
Figure III.3	Dégazage thermique dans une chaudière.....	38
Figure III.4	Corrosion par piqûre.....	41
Figure III.5	Effet d'une corrosion par piqûre.....	42
Figure III.6	Corrosion galvanique.....	42
Figure III.7	Effet d'une corrosion galvanique.....	43
Figure III.8	Corrosion par O ₂	44
Figure III.9	Fragilisation caustique.....	45
Figure III.10	Effet de la corrosion caustique.....	45
Figure III.11	Corrosion en milieu aéré.....	46
Figure III.12	Corrosion par CO ₂	47
Figure III.13	Phénomène de fluage causé par corrosion par fatigue (Éclatement d'un tube.....	48
Figure IV.1	Suivi de la concentration d'oxygène dissous dans l'eau d'alimentation de chaudière.....	52
Figure IV.2	Schéma d'un type désaérateur (dégazeur) thermique.....	53
Figure IV.3	Variation du pH de l'eau d'alimentation en fonction du temps.....	61
Figure IV.4	Variation du pH de l'eau de chaudière en fonction du temps.....	62
Figure IV.5	Variation du TAC de l'eau d'alimentation en fonction du temps.....	64
Figure IV.6	Variation du TAC de l'eau de chaudière en fonction du temps.....	64
Figure IV.7	Variation de la conductivité de l'eau d'alimentation en fonction du temps.....	66
Figure IV.8	Variation de la conductivité de l'eau de chaudière en fonction du temps.....	66
Photographie I.1	Vues de la raffinerie RA1K.....	3
Photographie I.2	Vue Aérienne de la Raffinerie de Skikda.....	5

Liste des tableaux

Tableau I.1	Dates des démarrages progressifs des unités de production à RA1K	5
Tableau I.2	Bilan de production de la RA1K avant et après la réhabilitation.	14
Tableau II.1	Comparaison entre les chaudières à tubes d'eau et à tubes de fumées	26
Tableau III.1	Caractéristiques des eaux de chaudière (valeurs courantes).....	32
Tableau IV.1	Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Novembre 2021...	50
Tableau IV.2	Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Décembre 2021...	50
Tableau IV.3	Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Janvier 2022.....	50
Tableau IV.4	Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Février 2022.....	51
Tableau IV.5	Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Mars 2022.....	51
Tableau IV.6	Relevé du taux d'oxygène dissout du mois d'Avril 2022.....	51
Tableau IV.7	Paramètres de marche du dégazeur.....	52
Tableau IV.8	Résultats de mesures du pH des eaux d'alimentation et de chaudière en fonction du temps.....	60
Tableau IV.9	Résultats de mesures du TAC des eaux d'alimentation et de chaudière en fonction du temps.....	63
Tableau IV.10	Résultats des mesures de la conductivité des eaux d'alimentation et de chaudière en fonction du temps.....	65



Introduction
générale

Introduction générale

Le brut sorti du puits ne peut être utilisé tel quel, car c'est un mélange assez complexe de toutes sortes de constituants hydrocarbonés. Il est indispensable d'utiliser différents processus de traitement et de transformation afin de tirer le maximum de produits à haute valeur commerciale. L'ensemble de ces transformations constitue le raffinage du pétrole qui est une industrie lourde de transformation du pétrole brut, en produits énergétiques et non énergétiques. Cette transformation s'effectue dans les raffineries qui sont des usines à feux continus, automatisées et très complexes qui se diversifient selon la gamme des produits fabriqués et la qualité des pétroles bruts comparé aux exigences du marché.

La raffinerie de Skikda transforme le pétrole brut en différents produits finis tels que l'essence, le fioul lourd ou le naphta, dans lequel l'eau représente un élément vital sans lequel aucune opération ne pourrait être effectuée. L'eau est utilisée comme source de refroidissement dans les échangeurs, mais elle est aussi et surtout utilisée pour la production de vapeur qui à son tour est capable de fournir l'énergie thermique nécessaire au réchauffage des produits et l'énergie mécanique capable de faire tourner les équipements tel que, les turbines. Cependant à cause de son caractère agressif, l'eau doit être traitée avant toute éventuelle utilisation.

La raffinerie de Skikda utilise de l'eau spécialement traitée pour la consommation de ses chaudières. La qualité de cette eau doit être telle que son utilisation ne porte aucun préjudice à ces gros équipements.

Dans le cadre de ce projet de fin d'étude, une étude a été faite sur les procédures de conservation des chaudières et les principales causes qui peuvent provoquer une réduction de la durée de vie des équipements d'une chaudière ou un arrêt non prévu.

Pour mener à bien cette étude, nous avons pensé qu'il était nécessaire après une brève description des utilités du complexe, de bien décrire les chaudières qui seront directement concernées par le phénomène de corrosion.

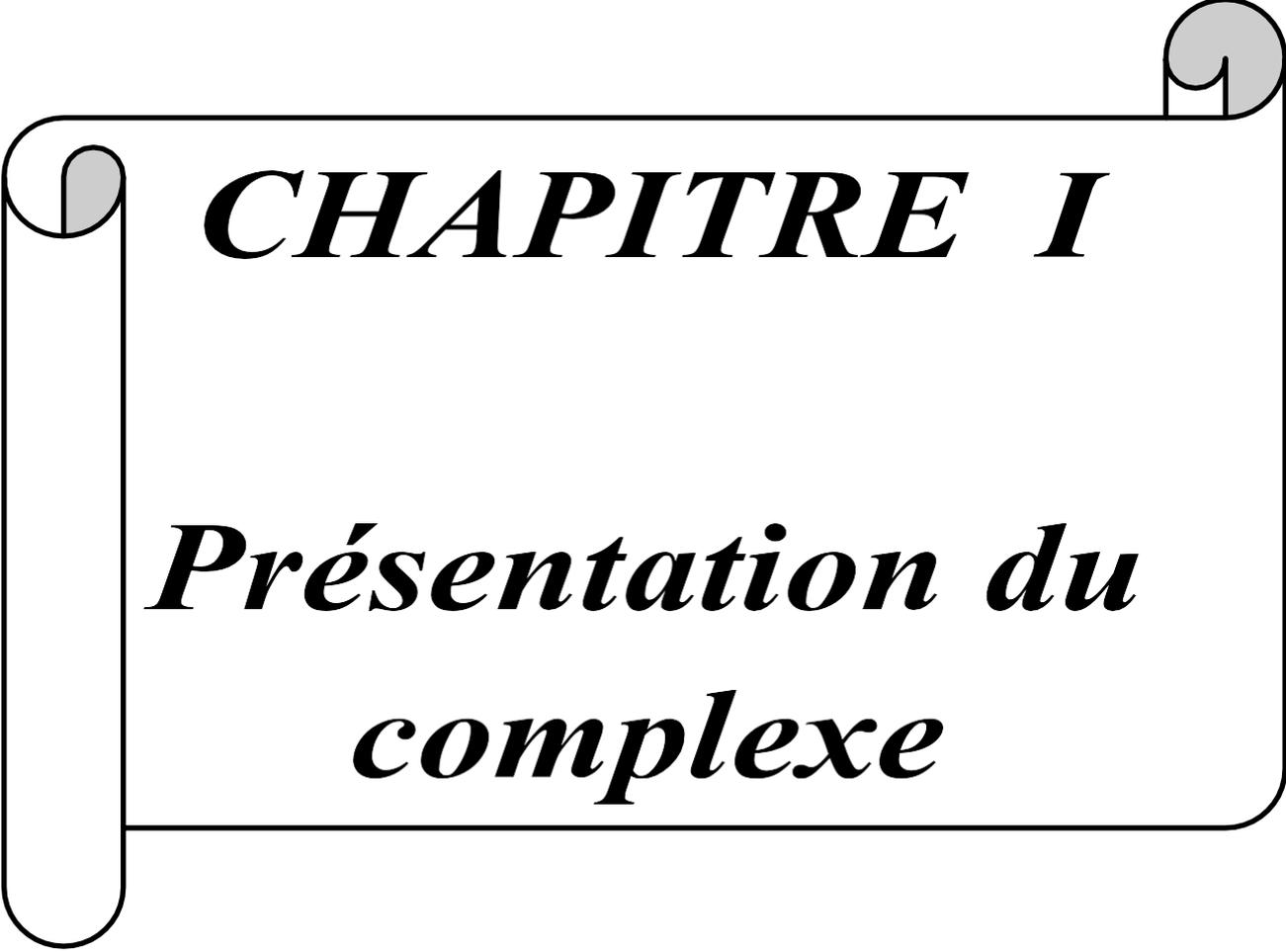
Le rôle et les principaux constituants d'une chaudière à combustible, a été par la suite présenté dans le chapitre deux.

Le troisième chapitre est divisé en deux parties : dans la 1^{ère} on parle du traitement des eaux dans les chaudières ; car l'eau doit subir un traitement au préalable car elle est l'un des importants facteurs de corrosion et de dépôt. Dans la 2^{ème} partie, est présenté le phénomène

de corrosion rencontré dans les chaudières et qui représente un grand danger car il peut conduire à des ruptures et des explosions qui mettent en péril la durée de vie d'une chaudière.

Le quatrième chapitre est axé sur l'efficacité du dégazage, l'oxygène et les gaz incondensables sont éliminées par la purge de l'air à travers l'évent pour éviter le phénomène de la corrosion dans les tubes d'écrans et les surchauffeurs ; et dans la deuxième partie du chapitre nous nous intéressons particulièrement à l'étude de l'efficacité des traitements chimiques par des analyses chimiques (pH, conductivité et TAC) et à l'étude de l'influence de ces différents paramètres sur la tenue à la corrosion.

Enfin, une conclusion générale, résumera les principaux résultats obtenus lors de ce travail de master avec quelques perspectives pour les études futures.



CHAPITRE I

***Présentation du
complexe***

I.1. Introduction

Pour suivre et contrôler la qualité de l'eau d'une tour de refroidissement, on a choisis la Raffinerie de Skikda RA1/K comme lieu de stage pratique. Ainsi ce chapitre est consacré à la description de la raffinerie.

I.2. Présentation de la raffinerie de Skikda

Le complexe de raffinerie de pétrole de SKIKDA, baptisé RA1/K, a pour mission de transformer le pétrole brut provenant de Hassi Messaoud avec une capacité de traitement (18 millions t/an), ainsi que le brut réduit importé (277.000 t/an). Cette raffinerie est située dans la zone industrielle à 07 Km à l'est de la ville de SKIKDA et à 02 Km de la mer, et est aménagée sur une superficie de 183 hectares environ. Elle emploie actuellement un effectif de 15000 travailleurs environ.



Photographie I.1 : Vues de la raffinerie RA1K.

La raffinerie de SKIKDA, a été construite en Janvier 1976 à la suite d'un contrat signé le 03 Avril 1974, entre le gouvernement Algérien, le constructeur Italien SNAM-PROGETTI et SAIPEM. La mise en vigueur du contrat a eu lieu un an après ; le 11 Mars 1975 assistée par la sous-traitance de trois (03) principales sociétés nationales à savoir : SONATRO pour le traçage des routes ; SONATIBA pour la construction des immeubles et de la tour de refroidissement, ainsi que la SN'METAL pour la construction des réservoirs.

Le chantier a démarré le 02 Janvier 1976 et pris fin en Mars 1980. Le coût total de cette réalisation étant de 3.402.872.000 DA.¹

¹<https://fr.scribd.com>. Consulté le 11.3.2022.

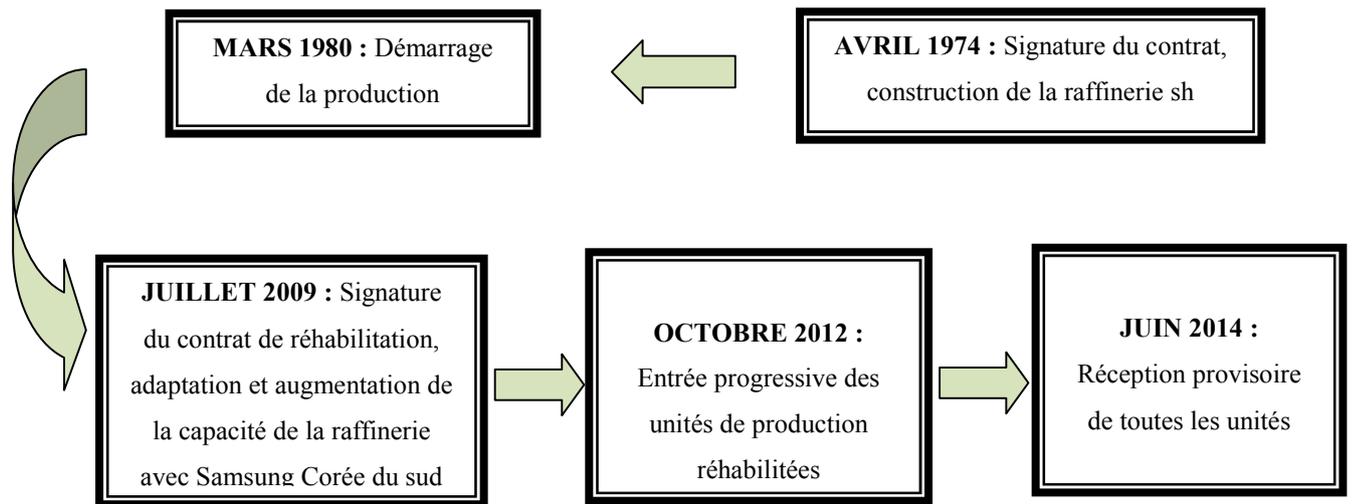


Figure I.1 : Historique de la RA1K.

I.3. Situation géographique

La raffinerie située dans la zone industrielle à 7 Km à l'est de Skikda et à 2 Km de la mer, est aménagée sur une superficie de 190 hectares. Elle est alimentée en brut algérien par l'unité de transport ETU de Skikda (c'est une station intermédiaire de Hassi Messaoud).

Le transport du pétrole brut est réalisé à l'aide d'un Pipe-line à une distance de 760 km de champs pétroliers jusqu'au complexe.²

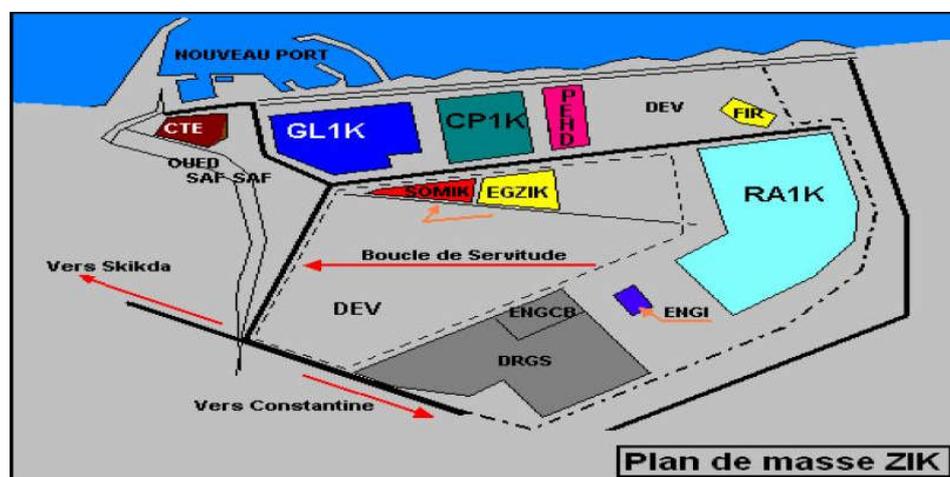


Figure I.2 : Situation géographique de la RA1/K dans la zone industrielle à SKIKDA.

²SILINI. S. Mémoire de master en chimie et traitement des eaux, « Conditionnement des eaux de refroidissement dans un circuit semi- ouvert », Université du 20 aout 1955, 2014.



Photographie I.2 : Vue Aérienne de la Raffinerie de Skikda.

Le démarrage progressif des unités de production s'est fait comme suit :

Tableau I.1 : Dates des démarrages progressifs des unités de production à RA1K.

Unité	Capacité T/an	Date
Topping (U10)	7.500.000	1980
Topping (U11)	7.500.000	1980
Séparation GPL (U30)	306.500	1980
Séparation GPL (U31)	283.000	1980
Reforming catalytique (U-100)	1.165.000	1980
Extraction et fractionnement des aromatiques (U200)	285.000	1980
Cristallisation du para xylène	430.000	1980
Distillation sous vide et oxydation de bitume (U70)	277.000	1980
Reforming	1.165.000	1993
Séparation GPL (U104)	96.000	1993
Parc de stockage (U600)	2.700.000	1980 et 1993
Centrale thermoélectrique		1980 et 1993

I.4. Structure hiérarchique de la raffinerie

La structure de gestion de la raffinerie de Skikda prévoit à son sommet un Directeur, duquel dépendent cinq services techniques de ligne, plus deux services de staff comme le montre l'organigramme ci-après.²

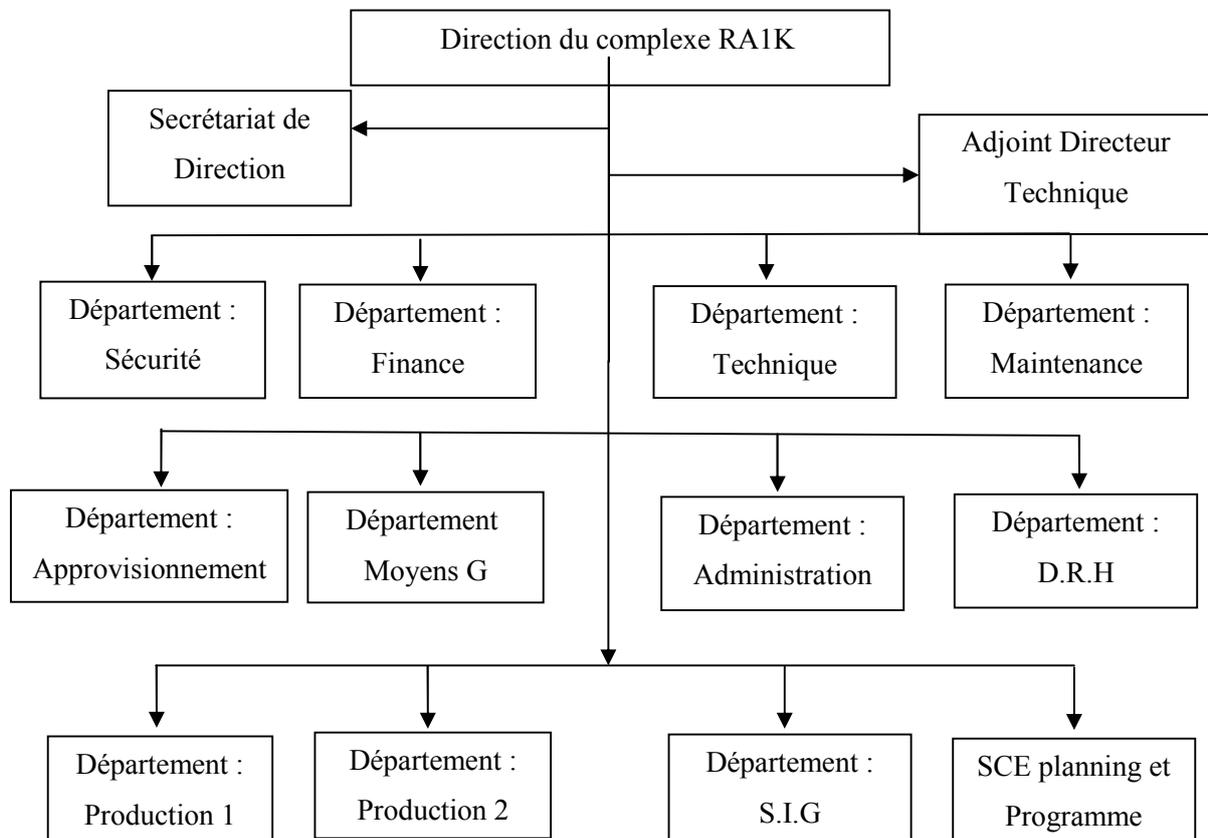


Figure I.3 : Organigramme de la raffinerie de Skikda RA1/K.

²SILINI. S. Mémoire de master en chimie et traitement des eaux, « Conditionnement des eaux de refroidissement dans un circuit semi- ouvert », Université du 20 aout 1955, 2014.

1.5. Unités du complexe

Les différentes installations de la raffinerie sont réparties sur les 9 unités suivantes :⁴

- Unité 10/11 : distillation atmosphérique (TOPPING) ;
- Unité 100 : prétraitement et de reformage catalytique (MAGNAFORMING) ; (avant réhabilitation) ;
- Unité 101/103 : prétraitement et reformage catalytique (PLATFORMING) ;
- Unité 30/31 et 104 : traitement et séparation des gaz (GPL) ;
- Unité 200 : extraction des aromatiques ;
- Unité 400 : cristallisation et séparation du *p*-xylène ;
- Unité 500 : isomérisation du *m*, *o*-xylène en *p*-xylène ;
- Unité 700/701/702/703 : isomérisation du naphta léger A ;
- Unité 70 : distillation sous vide (Production des bitumes).

Les utilités sont :

- Unité 600 : stockage, mélange et expédition (MELEX) ;
- Unité 62 : déminéralisation des eaux ;
- Unité 1050 : centrale thermique électrique et utilités (C. T. E) ;
- Unité 900 : purification de l'hydrogène.

1.5.1. Présentation des unités de production

1.5.1.1. Unités de distillation atmosphérique (Unités 10 et 11)

Le Topping ou la distillation atmosphérique a pour but de fractionner le brut en différentes coupes stabilisées pouvant être utilisées pour l'obtention des produits fins (naphta, gas-oil, jet) ou devant alimenter d'autres unités situées en aval (Magnaforming, Platforming, gaz-plant).⁴ Elles traitent le brut de Hassi Massoud avec une capacité annuelle de 15.106 t/an pour produire ce qui suit :

- GPL (unité 30) ;
- Iso pentane ;
- Naphta A (stockage) ;
- NaphtaB (65-150°C) ;
- NaphtaC (150-180°C) ;
- Kérosène (180-225°C) ;
- Gasoil (225-320°C) ;
- Gasoil (320-360°C) ;
- Résidu (>360°C). Gaz combustible.

⁴<https://www.researchgate.net>. Consulté le 16.3.2022.

1.5.1.2. Unités de platforming U100 et 103

La Magnaforming et le Platforming, ont pour but de transformer la naphta moyenne et lourde obtenues du Topping en réformât utilisé comme charge pour les unités (200 et 400) des aromatiques. Cette transformation a pour conséquence, une augmentation de l'indice d'octane de 45 à 99 qui permet ainsi d'utiliser le réformât obtenu pour la fabrication des essences.

1.5.1.3. Unité 200 (Extraction des Aromatiques)

L'installation d'extraction des aromatiques a été projetée pour extraire de l'essence réformée des aromatiques qui seront fractionnées par la suite en benzène et toluène très pures.

La charge est constituée par la coupe de réformât léger provenant directement ou à travers un réservoir de la colonne C5 splitter du réformât de l'unité 100.⁵

1.5.1.4. Unité de séparation du p-xylène U400

Cette unité est conçue pour récupérer le *p*-xylène, un produit très recherché sur le marché. La charge venant de l'unité de magnaforming (avant réhabilitation), permet par cristallisation de séparer le *p*-xylène des autres xylènes (*métha-ortho*) et éthyle-benzène. Le *p*-xylène est commercialisé comme telle, le reste peut être utilisé comme base pour l'obtention des essences ou commercialisé sous forme de mélange xylènes pouvant être utilisé comme solvant pour la fabrication des peintures, etc...³

1.5.1.5. Unité de production de bitume U70

L'unité 70 a été conçue pour traiter 271 100 t/an de brut réduit importé (BRI) qui peut être :

- **Charge A** : résidu TIA médium 372°C plus ;
- **Charge B** : résidu TIA lourd 450°C plus ;
- **Charge C** : résidu du brut du Koweït.

L'unité se compose principalement d'une colonne de distillation sous vide et d'un réacteur d'oxydation des bitumes.⁵ Le produit de fond de colonne est le bitume routier ordinaire qui est envoyé en partie vers le stockage ; l'autre partie comme charge à la section d'oxydation où elle sera oxydée au moyen de l'air en bitume oxydé.

³Lahmaza. I. Mémoire de master en génie des procédés. « *Etude vérificative des performances de catalyseur atis-2l de l'unité d'isomérisation (RA1k) de Skikda* » Université Badji Mokhtar, Annaba, 2017.

⁵Nouri, A. Mémoire de master en raffinage et pétrochimie. « *Extraction des aromatiques étude d'un échangeur 200 E2* » Université d'EL OUED , 2014.

1.5.1.6. Unités 30-31-104 (Séparation et Traitement des Gaz)

Ces unités sont destinées à traiter les gaz liquides venant des unités 10, 11, 100 et 103 dans l'ordre suivant :

- **Unité 30** : traite le gaz liquide qui vient de l'unité 100 en particulier ceux de tête de la colonne C7 où les GPL sont séparés du pentane.
- **Unité 31** : reçoit les gaz provenant de la tête des colonnes de stabilisation de l'essence des deux unités de Topping.
- **Unité 104** : a été conçue dernièrement avec la nouvelle unité de Platforming 103 afin de traiter les GPL venant de cette unité.⁶

Dans le premier stade : On fait subir au gaz un traitement qui consiste à faire passer la charge composée de bitume, propane, éthane, H₂S et l'humidité à travers une colonne contenant des tamis moléculaires possédant la propriété de retenir l'humidité et l'acide H₂S par le phénomène d'absorption.

Dans le deuxième stade : On fait la séparation des gaz par deux colonnes, la première étant le dééthaniseur, où on fait le stripping des gaz incondensables (C1, C2, H2) qu'on envoie à partir de la tête de colonne vers le réseau fuel gaz, le produit de fond (butane, propane) alimente la 2^{ème} colonne où le propane est séparé du butane par simple distillation.⁵

1.5.1.7. Unité d'isomérisation du naphta léger U700/701/702/703

Leur but est la conversion des paraffines normales en iso paraffines, cette réaction est de plus en plus recherchée par le raffineur pour obtenir un indice d'octane élevé sans ajout d'additifs. Les paraffines allant du butane à l'hexane peuvent être isomérisés en utilisant des catalyseurs modernes, très actifs à base de platine. L'isomérisation peut être poussée à l'extrême par l'utilisation de séparation par distillation et/ou par tamis moléculaire des paraffines normales non converties.

Les coupes C5-C6, peuvent également être totalement isomérisés en composants à haut indice d'octane très recherchés pour le pool essence.

Le procédé d'isomérisation est devenu pour le raffineur un outil précieux pour élargir la gamme de ses produits et améliorer leurs qualités, tout en augmentant la flexibilité des opérations et leur rentabilité.

⁵Nouri, A. Mémoire de master en raffinage et pétrochimie. « *Extraction des aromatiques étude d'un échangeur 200 E2* » Université d'EL OUED, 2014.

⁶AMMARI, E. Projet professionnel de fin de formation. « *Etude de vérification d'un échangeur de chaleur (cas de 100-E-70)* » Institut Algérien du pétrole, 2017.

De plus, la production de ces constituants à haute indice d'octane, mais exempts d'aromatiques, permet de réduire la contribution au pool essence du reformât, riche en aromatiques, améliorant ainsi la qualité de l'essence en terme de protection de l'environnement, ce qui est aujourd'hui un facteur très important.⁶

1.5.2. Présentation des utilités

1.5.2.1. Unité melexe U600

La raffinerie possède une capacité de stockage de 2.500.000 m environ. L'unité comprend les équipements nécessaires au mouvement blending (mélange) et exportation des produits finis. L'évacuation des produits finis se fait par un réseau de canalisation vers les deux ports de Skikda, Les dépôts G.P.L. et carburants de Skikda ainsi que le centre installation intégrée de distribution du Khroub (Constantine).

L'évacuation du bitume routier se fait quant à elle par camions et par pipeline vers le port. La majorité des produits finis sont obtenues à partir de mélange de plusieurs produits de base, car il serait difficile d'obtenir directement (tout en restant dans les limites de la rentabilité) des produits répondant aux spécifications.⁷

1.5.2.2. Unité 1050 centrale thermique électrique et utilités (C. T. E)

C'est le système nerveux de la raffinerie,⁸ la CTE se compose de 11 sections à savoir :

- La section 62 pour la production d'eau déminéralisée ;
- La section 1020 ou tours de refroidissement de l'eau ;
- La section 1030 pour le stockage et le pompage de l'eau de barrage ou de l'eau potable ;
- La section 1040 pour le stockage et le pompage de l'eau anti-incendie ;
- La section 1050 pour la génération de la vapeur 'chaudières' ;
- La section 1060 pour la récupération et le traitement du condensât ;
- La section 1070 ou système Fuel-gaz ;
- La section 1080 pour la production de l'air instrument et l'air service ;
- La section 1100 pour le traitement des effluents ;
- La section 1110 de production de l'azote (N₂) ;
- La section de production de l'électricité.

⁶AMMARI, E. Projet professionnel de fin de formation. « *Etude de vérification d'un échangeur de chaleur (cas de 100-E-70)* » Institut Algérien du pétrole, 2017.

⁷LAOUBI-BENSAHA, M. Mémoire de master. « *Etude de la qualité des eaux usées industrielles de rejet de la raffinerie RA1/K à la zone de SKIKDA* » Université de Ghardaïa, 2020.

⁸BRANIA, N. Mémoire de master en chimie et traitement des eaux. « *Conditionnement des eaux de refroidissement et traitement des eaux de chaudières au niveau de la raffinerie de Skikda RA1K* », Université du 20 aout 1955, Skikda, 2015.

1.5.2.3. Unité 900 purification de l'hydrogène

L'unité de purification d'hydrogène (U900) est conçue pour produire de l'hydrogène de haute pureté pour les unités consommatrices d'hydrogène 500, 700, 701, 702 et 703.^{6,8}

L'unité HPU se compose du compresseur de gaz d'alimentation, du package PSA, du compresseur des effluents gazeux.

Le gaz riche en H₂, provenant de l'unité Magnaforming (unité 100) et de l'unité de Reforming catalytique (unité 103), est comprimé par le compresseur de gaz d'alimentation (900-K-51 A/B). Le procédé d'adsorption du package PSA exige une pression élevée. L'hydrogène de haute pureté est produit par le procédé d'adsorption d'écart de pression (PSA).⁸

1.6. Projet de réhabilitation et d'adaptation de la raffinerie de Skikda

Il s'agit dans ce projet de la réhabilitation des unités de distillation atmosphérique existantes par l'augmentation des capacités de traitement de 20% pour le brut de la RA1K et 25% de plus pour le traitement du HBNS.

- **Objectifs du projet**

Ce projet vise plusieurs objectifs,⁶ dont :

- Augmenter le niveau de sécurité des installations de la Raffinerie ;
- Lever les contraintes d'exploitation permettant de revenir à la capacité initiale et plus ;
- Moderniser l'instrumentation ;
- Adapter l'outil de production à l'évolution de la qualité du pétrole brut algérien ;
- Adapter l'outil de production à l'évolution des spécifications des produits raffinés sur le marché national et international ;
- Augmenter les capacités de raffinage du pétrole brut et de production des aromatiques.
- Moderniser le système de réception et de distribution de l'électricité.

⁶AMMARI, E. Projet professionnel de fin de formation. « *Etude de vérification d'un échangeur de chaleur (cas de 100-E-70)* » Institut Algérien du pétrole, 2017.

⁸BRANIA, N. Mémoire de master en chimie et traitement des eaux. « *Conditionnement des eaux de refroidissement et traitement des eaux de chaudières au niveau de la raffinerie de Skikda RA1K* » Université du 20 août 1955, Skikda, 2015.

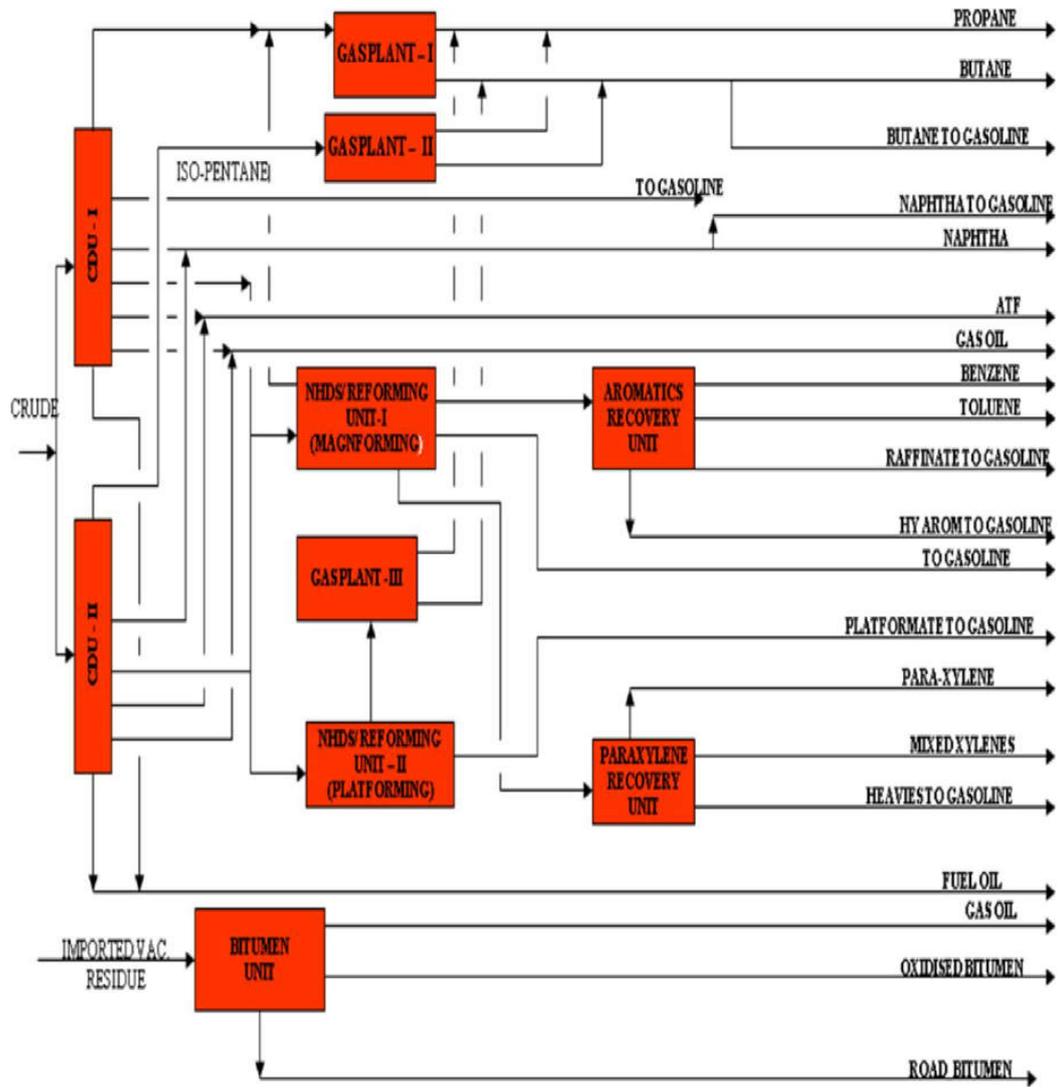


Figure I.4 : Schéma du raffinage à la RA1K avant à la réhabilitation.

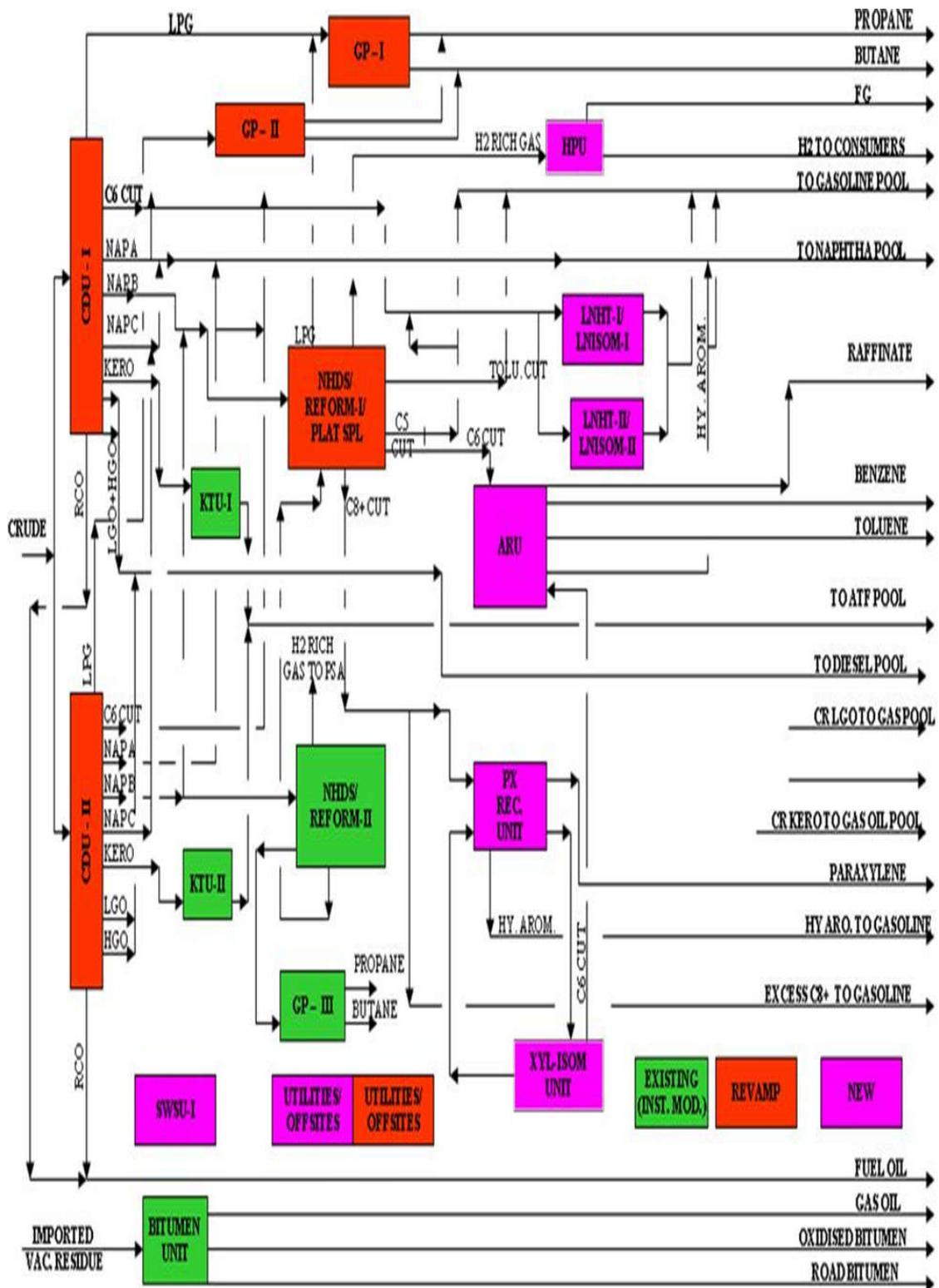


Figure I.5 : Schéma du raffinage à la RA1K après réhabilitation.

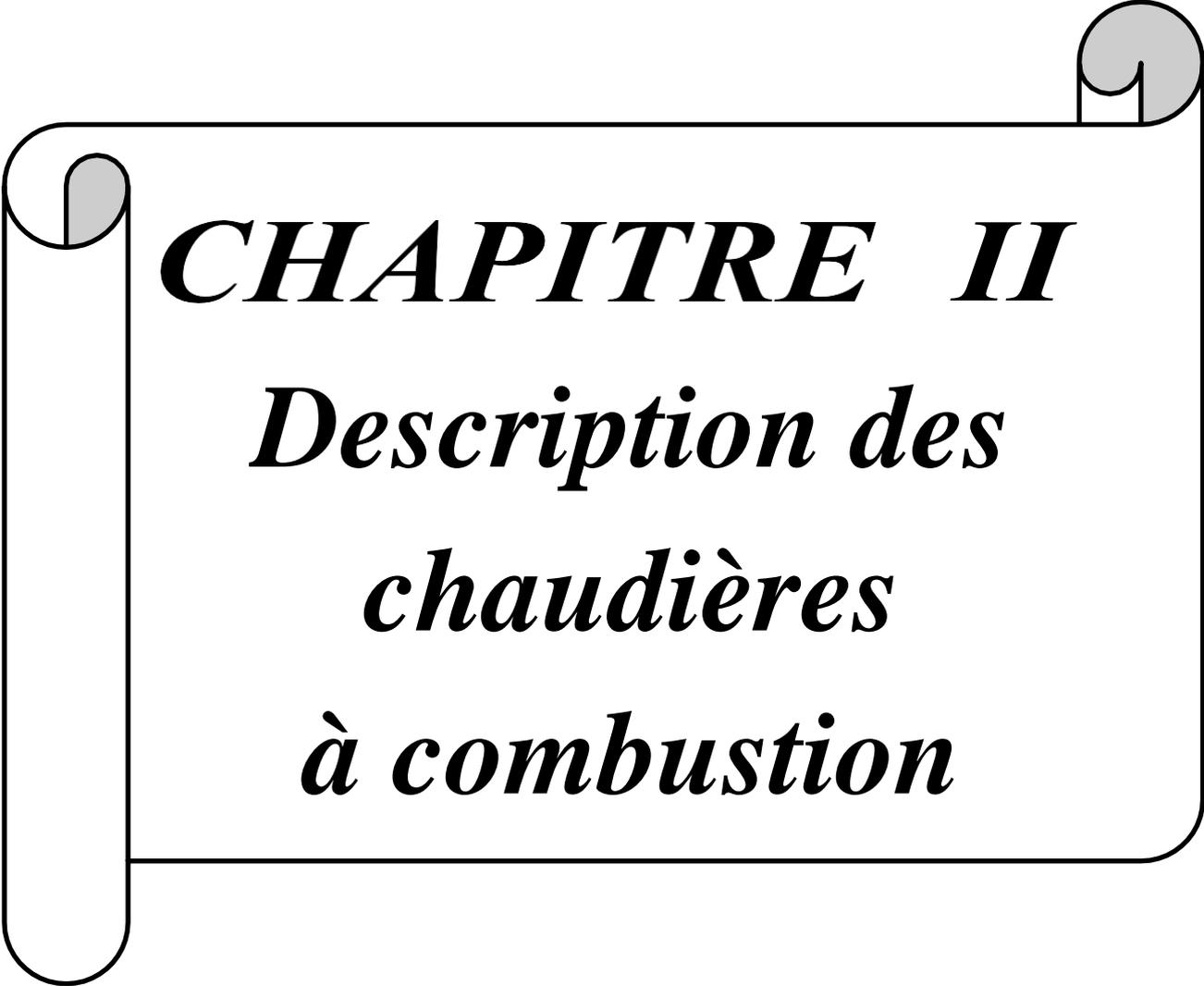
I.7. Bilan de production de la raffinerie RA1K

Le tableau ci-dessous illustre le bilan de production de la RA1K avant et après sa réhabilitation.³

Tableau I.2 : Bilan de production de la RA1K avant et après la réhabilitation.

Charge (Tn/an)	Avant Réhabilitation	Après Réhabilitation
Pétrole brut, TPA	15 000 000	18 000 000
GPL	365 000	644 200
Naphta	1700 000	3 753 800
Essence	2 180 000	2 135 400
Jet A1	1 500 000	1 500 000
Diesel	4 250 000	5 913 800
Fuel oil	4 300 000	4 270 800
Benzène	90 000	197 300
Toluène	11 000	16 900
Paraxylène	38 000	220 100

³LAHMAZA. I. Mémoire de master en génie des procédés. « Etude vérificative des performances de catalyseur atis-2l de l'unité d'isomérisation (RA1k) de Skikda » Université Badji Mokhtar, Annaba, 2017.



CHAPITRE II

Description des chaudières à combustion

II.1. Introduction

L'industrie utilise couramment la vapeur comme énergie nécessaire à la réalisation de nombreux et différents procédés, la vapeur est un fluide caloporteur disponible en grandes quantités, facilement transportable et non toxique. La production de vapeur, demande l'utilisation d'un combustible et d'une chaudière.¹

II.2. Définition des chaudières

Une chaudière est un appareil qui permet de transférer en continu de l'énergie thermique à un fluide caloporteur, (l'eau en général).²

C'est un équipement servant à la transformation de l'eau liquide en vapeur selon la température et la pression définies par la destination de cette vapeur sous l'effet d'apport de chaleur, généralement réalisé par la combustion d'un combustible dans le foyer de la chaudière. Il peut être aussi extérieure (gaz chauds de différents processus).³



Figure II.1 : Chaudière industrielle.

II.3. Rôle des chaudières

Une chaudière utilise un combustible pour apporter de l'énergie à un fluide caloporteur (l'eau par exemple). Elle fournit ainsi un fluide aux caractéristiques imposées par l'utilisation prévue, ce qui explique la variété des types de chaudières (à eau chaude, à vapeur saturée, à vapeur surchauffée).⁴

¹Goncalves, A. Mémoire d'ingénieur. « Développement d'un système de combustion pour les résidus forestiers », université du Québec, 2010.

²Moussa, R. Mémoire de master en énergie et génie des procédés industriels. « Amélioration du fonctionnement par une revue de l'exploitation des chaudières de la SN-SOSUCO » Institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement, Burkina Faso, juin 2012

³Etude techno-économique du remplacement des chaudières de procédé au complexe GL1/Z.ARZEW.

⁴Mehdi, A. Mémoire de master. « Influence du milieu et la qualité d'eau sur le comportement électrochimique de deux nuances d'acier au carbone » Université de Skikda, 2018.

L'objectif principal des chaudières est de produire la vapeur d'eau en absorbant de la chaleur avec le meilleur rendement possible. Elles sont indispensables dans les usines pour assurer de manière fiable le fonctionnement des unités de production.

Elles ont pour rôle :⁵

- ✓ D'apporter l'énergie nécessaire (vapeur de réchauffage, entrainement de turbine) ;
- ✓ D'intervenir dans les procédés (réaction chimique, vapeur de dilution, de stripping) ;
- ✓ De constituer un élément de sécurité (vapeur d'étouffement).

II.4. Types de chaudières

Les chaudières industrielles peuvent être classées en deux catégories principales :⁶

- Les chaudières conventionnelles, dans lesquelles la chaleur nécessaire à la vaporisation de l'eau est fournie par combustion de liquides ou de gaz combustibles. Selon que l'eau ou les fumées de combustion circulent dans un faisceau tubulaire, on distingue les chaudières à tubes d'eau et les chaudières à tubes de fumées.
- Les chaudières de récupération, utilisent la chaleur disponible dans des fluides de procédés à haute température ou dans les fumées de fours ou de turbines à gaz. En fonction de la nature des fluides et de leurs conditions de disponibilité, les chaudières de récupération peuvent être construites comme les chaudières conventionnelles, n'en utiliser que des éléments ou encore faire l'objet d'une technologie spéciale.

Les chaudières à tubes d'eau assurent 82% de la production totale de vapeur avec une production moyenne par chaudière de 35 t/h. Ce sont les limites de timbre, de production horaire et du type de fluide chauffé (eau chaude, vapeur saturée et vapeur surchauffée) qui orientent le choix de la chaudière.⁷

II.4.1. Les chaudières à tubes d'eau

Les parois d'une chaudière à tubes d'eau sont constituées de panneaux de tubes munis d'ailettes longitudinales opposées permettant de les souder entre eux et de réaliser ainsi une construction étanche.

Ces parois délimitent le volume dans lequel les gaz de combustion circulent le long des surfaces d'échanges. Les schémas suivants en montrent une vue de face et une coupe dans un plan horizontal.

⁵Bounab, W. Houtia M. Mémoire de master en génie des procédés. « *Etude préventive sur la corrosion et disfonctionnement des chaudières au niveau de la raffinerie d'Adrar* » Université d'Adrar, 2020.

⁶Ecole Nationale Supérieure de Pétrole et des Moteurs, formation industrie IFP training « *Risques et précautions liés aux matériels, matériels thermique et description des chaudières* », 2005.

⁷Fourou, M. « *Equipements de procédés* » (2^{ème} partie), Séminaire IAP. Ecole de Skikda, 2014.

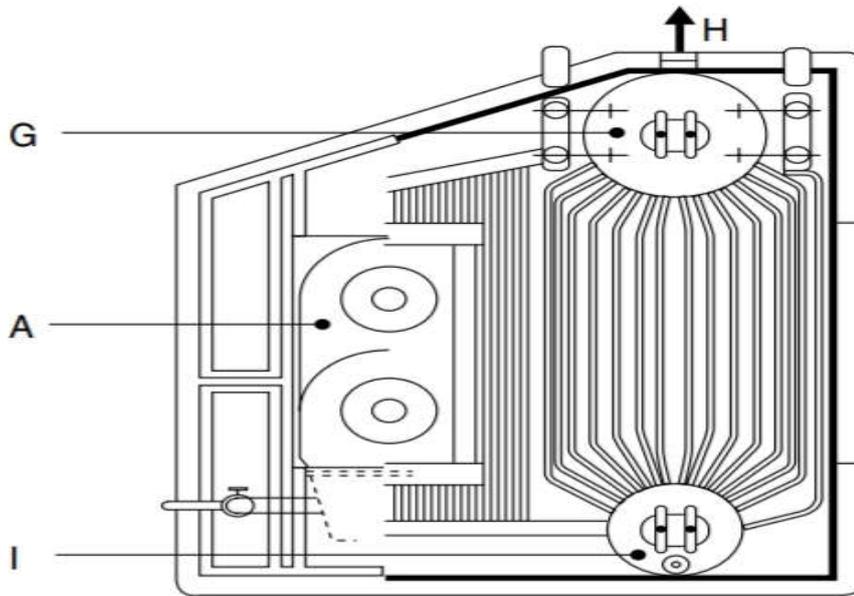


Figure II. 2 : Chaudière à tubes d'eau sans surchauffeur.

Dans la chaudière à tubes d'eau sans surchauffeur (figure II.2) on distingue :⁶ La chambre de combustion(B) dans laquelle se développent les flammes produites par les brûleurs (A). Les tubes jointifs qui constituent les parois de la chambre sont soumis au rayonnement des flammes. A l'extrémité de la chambre de combustion, des tubes sont déformés en sorte que, disposés en quinconce, ils permettent l'accès des fumées à la zone de convection.⁴

Le circuit d'échange par convection comprenant deux parcours pour les fumées.

Dans le premier parcours (C) se trouvent placés les éventuels surchauffeurs E et F. Le deuxième parcours D achève la récupération de chaleur sur les fumées.

Les tubes constituant les parois de la chaudière et les zones d'échange C et D aboutissent à deux ballons :⁸

- le ballon supérieur G réalise la séparation des deux phases liquides et vapeur.
- La vapeur saturée sort par H avant d'alimenter les surchauffeurs.
- le ballon inférieur (I) alimente en eau liquide tous les tubes dans lesquels l'eau soumise à l'apport de chaleur se vaporise partiellement avant de retourner au ballon supérieur (J).

⁴Mehdi, A. Mémoire de master. « Influence du milieu et la qualité d'eau sur le comportement électrochimique de deux nuances d'acier au carbone » Université de Skikda, 2018.

⁶Ecole nationale supérieure de pétrole et des moteurs, formation industrie IFP training « Risques et précautions liés aux matériels, matériels thermique et description des chaudières » 2005.

⁸Benahmed, A. « Four et chaudière dans l'industrie pétrolière » Séminaire, IAP école de Skikda, 2013.

Pour améliorer l'efficacité énergétique, des économiseurs (faisceaux de tubes le plus souvent) peuvent être installés sur la sortie des fumées pour préchauffer l'eau alimentaire des chaudières. Après son préchauffage éventuel dans l'économiseur, l'eau débitée par la pompe alimentaire est admise dans le ballon supérieur.

La circulation de l'eau dans la zone de vaporisation est le plus souvent naturelle dans le cas des chaudières industrielles dont la pression est inférieure à 190 bars.⁹

Pour des pressions supérieures, la circulation est assurée par une pompe qui en impose le débit. Dans le cas de la circulation naturelle, le ballon supérieur constitue le point de départ de la circulation de l'eau. L'eau liquide supérieure est dirigée vers le ballon inférieur dans des canalisations non chauffées (colonnes d'alimentation extérieures) ou les moins chauffées de la chaudière (tubes de descente localisés en fin de trajet des fumées). Du ballon inférieur, l'eau liquide est distribuée dans les différents faisceaux de vaporisation lui permettant de remonter vers le ballon supérieur. Sous l'effet de l'apport de chaleur, l'eau se vaporise partiellement dans des faisceaux et remonte sous la forme d'une émulsion eau-vapeur de plus en plus chargée en vapeur au fur et à mesure de l'absorption de chaleur.⁷

La différence des masses volumiques entre l'eau liquide et l'émulsion conduit sur l'ensemble de la hauteur de la chaudière à la création d'une charge motrice permettant la circulation naturelle de l'eau. Cette charge motrice est consommée en pertes de charge par le débit d'eau en circulation.⁶

⁶Ecole Nationale Supérieure de Pétrole et des Moteurs, formation industrie IFP training « *Risques et précautions liés aux matériels, matériels thermique et description des chaudières* », 2005.

⁷Fourou, M. « *Equipements de procédés* » (2^{ème} partie), Séminaire IAP. Ecole de Skikda, 2014.

⁹Dufour, J, Article « *Chaudières, contrôle et gestion* » NALCO Champion, 2020.

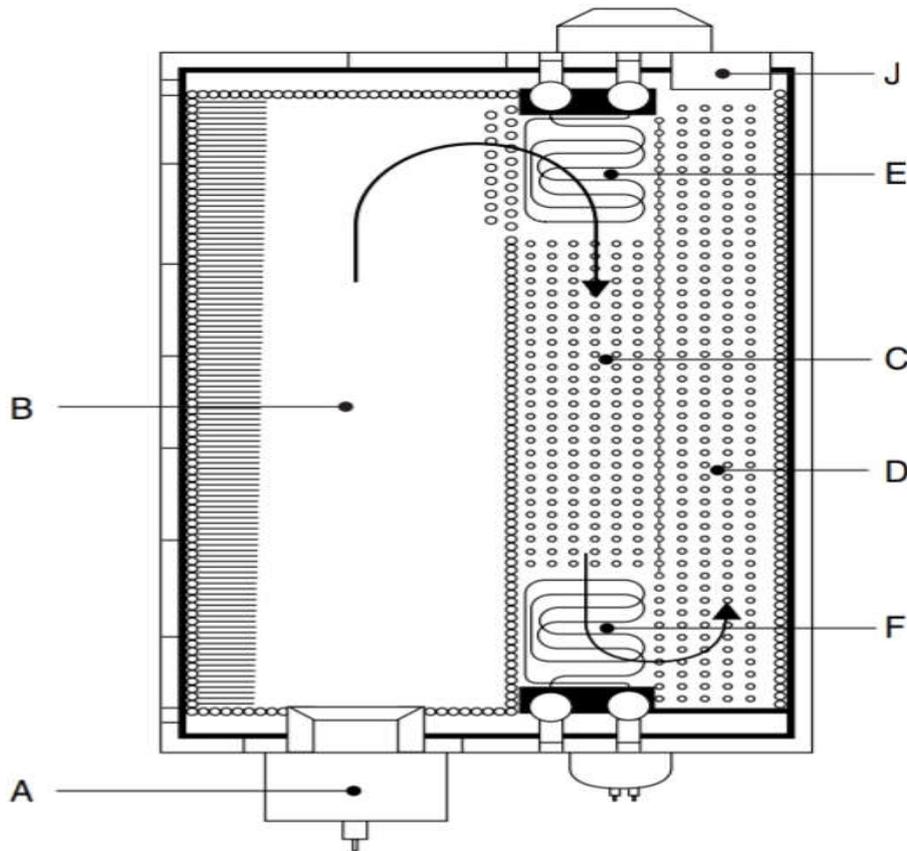


Figure II. 2 bis : Chaudière à tubes d'eau sans surchauffeur.

II.4.2. Les chaudières à tubes de fumées

Les chaudières à tubes de fumées sont le plus généralement des petites chaudières (production inférieure à 25 t/h) générant de la vapeur saturée à une pression inférieure à une vingtaine de bars. Le schéma ci-dessous (figure II.3) présente la vue d'une chaudière à tubes de fumées sur laquelle on peut distinguer :¹⁰

- Le brûleur avec son ventilateur d'air,
- Le tube-foyer en tôle d'acier ondulée dans lequel se développe la flamme,
- La boîte arrière de fumée permettant de distribuer celle-ci dans le faisceau tubulaire,
- Une boîte de fumée avant (côté brûleur) permet aux fumées de traverser en deux passes le faisceau avant leur rejet à une cheminée.
- La sortie de la vapeur saturée est équipée d'un déflecteur situé au-dessus du plan d'eau pour limiter l'entraînement des gouttelettes de liquide.

¹⁰Touiker, M. « Fours et chaudières » Séminaire 22 Mars IAP-SKIKDA, 2009.

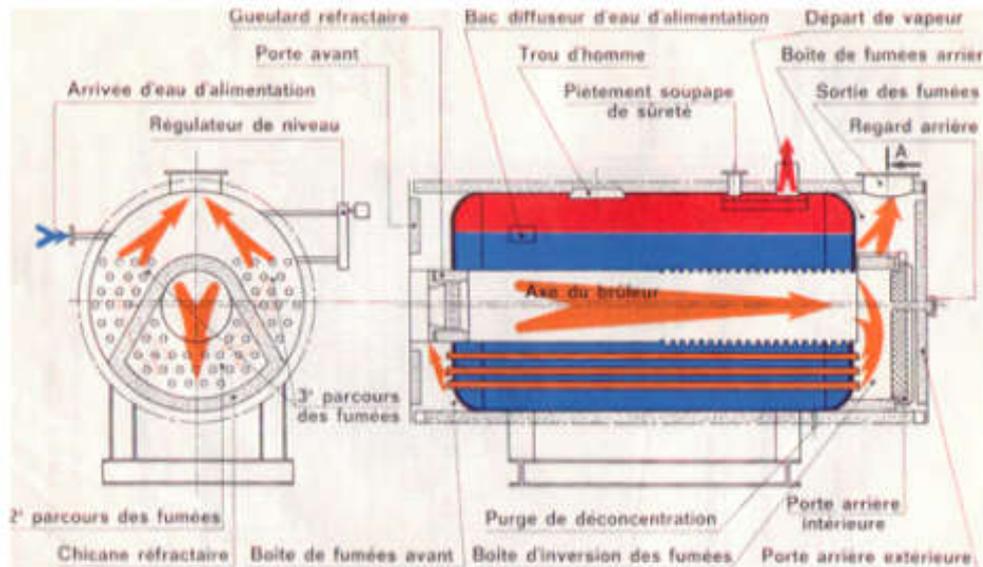


Figure II. 3 : Schéma d'une chaudière à tubes de fumées.

II.5. Principaux éléments d'une chaudière

D'un point de vue très schématique, une chaudière à combustible peut se ramener à :

II.5.1. Chambre de combustion (Foyer)

C'est la chambre dans laquelle se fait la combustion, les combustibles peuvent être solides, gazeux ou liquides. Elle est tapissée de tubes d'eau qui composent les surfaces de chauffe soumises au rayonnement de la flamme.

- Les brûleurs, insérés dans les parois entre des tubes dévoyés, peuvent être situés au milieu des panneaux (chauffe en façade) ou dans les angles (chauffe tangentielle) pour donner une turbulence importante aux flammes au centre de la chambre de combustion.
- L'air de combustion, poussé par un ventilateur est distribué aux brûleurs par un large caisson d'air permettant d'en assurer une bonne distribution.¹¹

II.5.2. Brûleurs

C'est l'élément mécanique qui assure la production de chaleur en assurant le mélange d'un combustible avec de l'air (comburant) produisant ainsi une combustion. Il a donc un rôle déterminant dans la qualité de la combustion, et par suite dans l'émission de polluants ou d'imbrûlés en plus ou moins grande quantité dans les fumées.¹¹

Le rôle du brûleur est en général double :

- Assurer le mélange carburant-comburant dans les proportions choisies (par exemple, selon un rapport air-gaz ou avec un léger excès d'air)

¹¹Formation industrie Sonatrach, « chaudières industrielles » Institut National de pétrole école de Skikda, 2012.

- Réaliser la combustion de ce mélange dans les conditions optimales (allumage et maintien de la flamme, combustion complète).

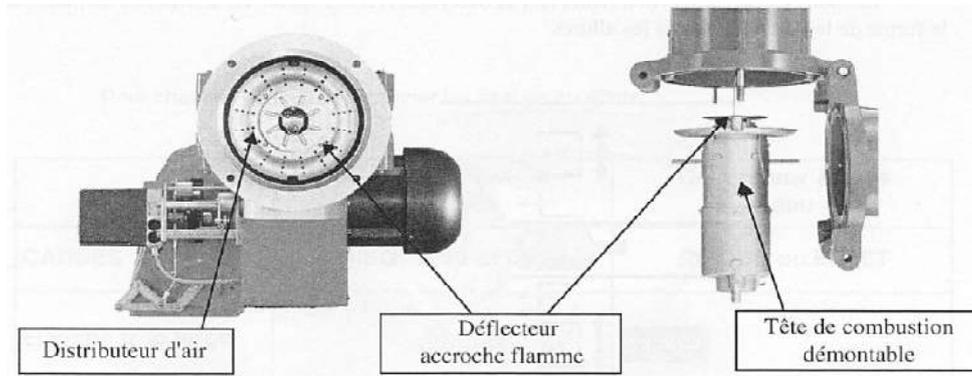


Figure II. 4 : Le brûleur.

II.5.3. Faisceau de convection

Constitué de tubes nus verticaux fixés à leurs extrémités aux ballons inférieurs et supérieurs. Des chicanes placées dans ce faisceau évitent les chemins préférentiels des fumées. Selon la pression de fonctionnement, le faisceau vaporisateur représente une part plus ou moins importante de la surface d'échange réservée à la vaporisation de l'eau. En effet, la chaleur latente de changement d'état de l'eau étant d'autant plus faible que la pression est plus élevée, la surface totale d'échange nécessaire pour vaporiser l'eau est d'autant plus réduite que le timbre de la chaudière est plus élevé. Au-delà de 80 à 100 bar, la surface des parois de la chambre de combustion suffit à elle seule pour assurer ce service (chaudière radiantes). Comprenant deux parcours pour les fumées :

- **Le ballon supérieur** : réalise la séparation de deux phases liquide et vapeur. La vapeur saturée sort par (H) en haut du ballon avant d'alimenter les surchauffeurs.
- **Le ballon inférieur** : alimente en eau liquide tous les tubes dans lesquels l'eau soumise à l'apport de chaleur se vaporise partiellement avant de retourner au ballon supérieur.

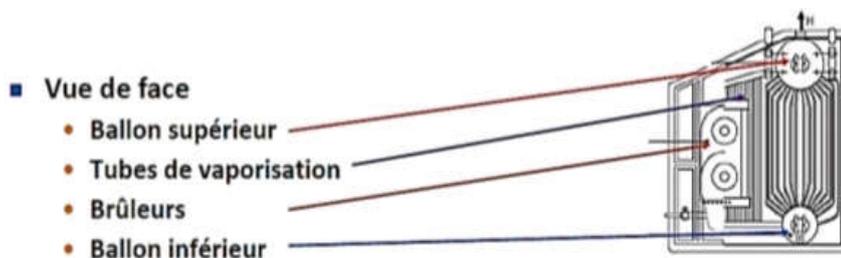


Figure II. 5 : Les ballons, supérieur et inférieur.

II.5.4. Economiseur

Il extrait des gaz d'échappement de la chaudière ; la chaleur en excès que la chaudière elle-même ne peut plus absorber.¹² L'économiseur est généralement constitué de tubes à ailettes ou de tubes lisses. Il est généralement situé sur le parcours des fumées entre le dernier surchauffeur ou resurchauffeur et le réchauffeur d'air.¹³

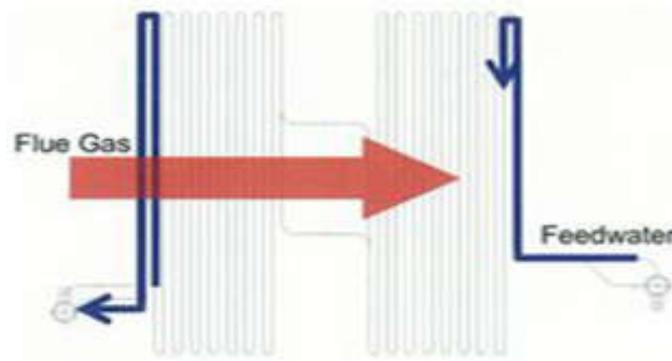


Figure II. 6 : Schéma d'un économiseur.

II.5.5. Vaporisateurs

Ils assurent la fin de l'échauffement de l'eau et la production de la vapeur. Les vaporisateurs sont généralement constitués par les écrans soudés de la chaudière mais doivent parfois être complétés par des faisceaux. La circulation de l'eau dans ces tubes se fait naturellement à peu près en même temps que la production de vapeur. Elle repose sur la différence de poids qui existe entre le tube de descente plein d'eau et la colonne montante remplie du mélange eau –vapeur plus léger.¹⁴

II.5.6. Surchauffeurs

Le surchauffeur est constitué d'étages primaires et secondaires. Le surchauffeur secondaire est constituée de tronçons verticaux et horizontaux. Le tronçon vertical est situé en face de l'écran tubulaire du four alors que le tronçon horizontal dont l'écoulement de vapeur est parallèle à celui du gaz de carneau est situé en aval de la cavité de passe de retour derrière l'écran tubulaire.⁴

Le surchauffeur primaire est situé en aval du surchauffeur secondaire : la direction d'écoulement de vapeur s'oppose à celui de gaz de carneau.

Les surchauffeurs primaire et secondaire sont reliées par une tuyauterie équipée d'un désurchauffeur à arrosage d'eau de condensation.

⁴Mehdi, A. Mémoire de master. « *Influence du milieu et la qualité d'eau sur le comportement électrochimique de deux nuances d'acier au carbone* » Université de Skikda, 2018.

¹²Nuber, F, NuberK. « *Calcul thermique des chaudières* » Dunod, 1972.

¹³Parisot, J. « *Conception et calculs des chaudières échangeurs et circuit air/ fumées* » Technique de l'ingénieur, traité génie énergétique.

¹⁴Kharref, S. Mémoire de magister en chimie appliquée. « *Comportement électrochimique de l'acier A105 dans différents milieux* » Université de Skikda, 2008.

L'eau de désurchauffe est fournie à travers le condenseur du désurchauffeur dans lequel se condense la vapeur saturée provenant du ballon de vapeur.

La conception du surchauffeur tient compte d'une perte de charge de vapeur minimisant la grandeur de déséquilibre de température de vapeur, la température de calcul étant déterminée en tenant compte de la variation de débit /température de gaz.¹⁵

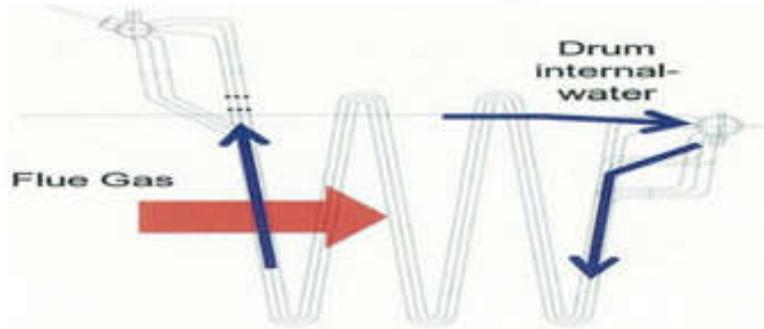


Figure II. 7 : Schéma des surchauffeurs.

II.5.7. Resurchauffeurs

Ils ont un rôle identique à celui des surchauffeurs, à savoir élever la température de la vapeur resurchauffée provenant de la turbine.¹³

II.5.8. Désurchauffeurs

Ils sont destinés à refroidir et à moduler la température de la vapeur surchauffée ou resurchauffée, ils sont rarement tubulaires mais généralement assimilables à des échangeurs par mélange puisqu'ils procèdent par injection d'eau dans la vapeur.¹⁶

II.5.9. Evaporateur

L'évaporateur sert à réchauffer l'eau à l'intérieure du ballon, il est du type circulation naturelle et est situé en aval du surchauffeur primaire dans la zone de passe de retour.

Les tuyaux de descente non chauffés, les tubes en boucles inclinées et les tuyaux montants sont prévus pour maintenir la circulation appropriée et stable d'eau à toutes les allures de production de vapeur.¹⁷

¹³Parisot, J. « Conception et calculs des chaudières échangeurs et circuit air/ fumées » Technique de l'ingénieur, traité génie énergétique.

¹⁵Raoult, M. « La vapeur- mode d'emploi, réseaux thermiques et équipements sous pression » Edition parisienne, 2003.

¹⁶Benahmed, A. Touiker, M. « Fours et chaudières dans l'industrie pétrolière » Séminaire, IAP école de Skikda, 2013.

¹⁷Bounab. W. Houtia M. Mémoire de master en génie des procédés. « Etude préventive sur la corrosion et disfonctionnement des chaudières au niveau de la raffinerie d'Adrar » Université d'Adrar, 2020.

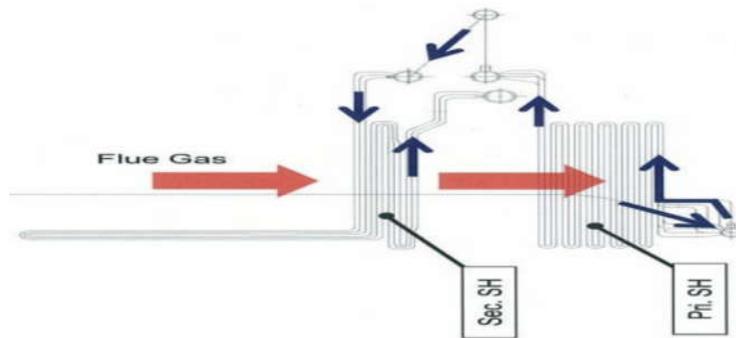


Figure II. 8 : Schéma d'un évaporateur.

II.5.10. Ventilateur de soufflage

La chaudière fonctionne sous une pression positive (pressurisée) avec de l'air de combustion fourni par un ventilateur à tirage forcé. Ce ventilateur alimente également la soufflante qui fournit l'air à l'allumeur. Il est entraîné par un moteur électrique alimenté par le courant électrique de secours.

La quantité d'air entrant dans le ventilateur est limitée de façon à maintenir un rapport air/combustible correct au niveau du brûleur. Si la quantité d'air de combustion en excès est inférieure à 10% pour le combustible gazeux ou à 15% pour l'essence, il y aura une combustion incomplète. Les hydrocarbures non brûlés pourraient prendre feu dans la cheminée ou exploser et pourraient donc risquer d'endommager sérieusement la chaudière.¹¹

II.5.11. Ballons de purge

La chaudière est équipée :

- **D'un ballon de purge continue (CBD)** : l'eau de chaudière est extraite en continue à partir du ballon. Supérieur selon un débit de 2% par rapport au débit d'appoint d'eau de la chaudière. Cette extraction a pour but de maintenir la conductivité de l'eau à l'intérieur de la chaudière entre 200 à 500 ppm. Le débit d'extraction est ajusté en fonction des résultats d'analyses pour maintenir la conductivité dans cette fourchette.
- **D'un ballon de purge intermittente** : une à deux fois par semaine une extraction d'eau de chaudière doit être effectuée à partir du ballon inférieur de la chaudière, et ce, pour extraire les boues de sels déposées au fond de ce ballon. Durant cette opération le niveau d'eau dans la chaudière doit être surveillé avec attention.¹¹

¹¹Formation industrie Sonatrach, « chaudières industrielles » Institut National de pétrole école de Skikda, 2012.

II.5.12. Appareils de sécurité

Les causes d'explosion des chaudières étant l'élévation excessive de la pression et l'abaissement du niveau d'eau, on utilise les dispositifs suivants, pour éviter ce risque :

- Deux soupapes de sûreté au moins, réglées de manière à s'ouvrir dès que la pression devient égale à la pression de la chaudière, ainsi qu'un manomètre sur lequel est clairement indiquée la valeur de la pression de calcul qui permet à l'opérateur de vérifier que la pression de fonctionnement lui est effectivement inférieure.
- Un dispositif de sécurité provoquant l'arrêt total de l'alimentation en combustible est installé sur la chaudière. Ce dispositif se déclenche si le niveau d'eau dans le ballon chute et cela pour éviter la déformation ou l'éclatement des tubes à cause de l'augmentation brusque de température.¹¹

II.5.13. Autres échangeurs associés à la chaudière

Non directement en liaison avec l'eau ou la vapeur du cycle, ils n'en sont pas moins indispensables au bon fonctionnement de l'installation.

- **Le réchauffeur d'air**

C'est un échangeur d'air de combustion /gaz de combustion.¹⁷ L'avantage technique du réchauffage de l'air réside dans le fait qu'il amoindrit la perte par la cheminée et qu'il élève en outre la valeur de la température des gaz de combustion ou du foyer.

- **Le préchauffeur d'air**

Dans le but principal de protéger le réchauffeur d'air et les gaines de fumées placées en aval des risques de corrosion par condensation d'acide, il est nécessaire de préchauffer de quelques dizaines de degrés l'air entrant dans le réchauffeur d'air.¹⁷ Cette fonction est assurée généralement par un échangeur à tubes ailettes où l'air est réchauffé par de la vapeur ou de l'eau.

¹⁷Bounab. W. Houtia M. Mémoire de master en génie des procédés. « Etude préventive sur la corrosion et dysfonctionnement des chaudières au niveau de la raffinerie d'Adrar » Université d'Adrar, 2020.

II.6. Comparaison entre chaudières à tubes d'eau et à tubes de fumée

Le tableau II.1, résume les différentes propriétés des chaudières à tubes d'eau et à tubes de fumée.⁴

Tableau II. 1: Comparaison entre les chaudières à tubes d'eau et à tubes de fumées.

Propriétés	Chaudières à tubes de fumée	Chaudières à tubes d'eau
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	médiocres	Bonne
Encombrement	faible	Fort
Prix	limité	Elevé
Applications usuelles		
<ul style="list-style-type: none"> • Puissance • Débit • Timbre (pression max. d'utilisation) 	<ul style="list-style-type: none"> • moyennement élevée • 1,5 à 25 t/h • 10 à 20 bars 	<ul style="list-style-type: none"> • Importante • 4 à 200 t/h • 90 à 100 bar (en circulation naturelle) et jusqu'à 225 bar (en circulation forcée)

II.7. Régulation dans les chaudières

Les principaux paramètres à surveiller pendant le fonctionnement d'une chaudière sont la pression et la température de la vapeur dans le collecteur principal et le niveau d'eau dans le réservoir supérieur.¹⁸

II.7.1. Contrôle de la pression de la vapeur surchauffée

La pression de la vapeur surchauffée dans le collecteur principal doit être maintenue constante afin de satisfaire les besoins de l'utilisateur et d'assurer la sécurité de la chaudière.

Un générateur de vapeur constitue un système pluri variables dont lequel les paramètres tels que le débit d'eau, de vapeur, de gaz combustible et d'air affectent directement la pression de la vapeur. Afin d'assurer une commande stable, le débit de combustible est conçu comme variable modifiable.

⁴Mehdi, A. Mémoire de master. « Influence du milieu et la qualité d'eau sur le comportement électrochimique de deux nuances d'acier au carbone » Université de Skikda, 2018.

¹⁸Benahmed, A. « Four et chaudière dans l'industrie pétrolière » Séminaire, IAP école de Skikda, 2013

Lorsque plusieurs chaudières fonctionnent en parallèle, il est nécessaire d'utiliser un seul point de contrôle de la pression de la vapeur, un régulateur de pression et d'installer un distributeur de charges. Ce dernier fait varier arbitrairement les proportions de charges de plusieurs chaudières et règle le débit du combustible en recordant les commandes du régulateur principal à chaque chaudière.¹⁶

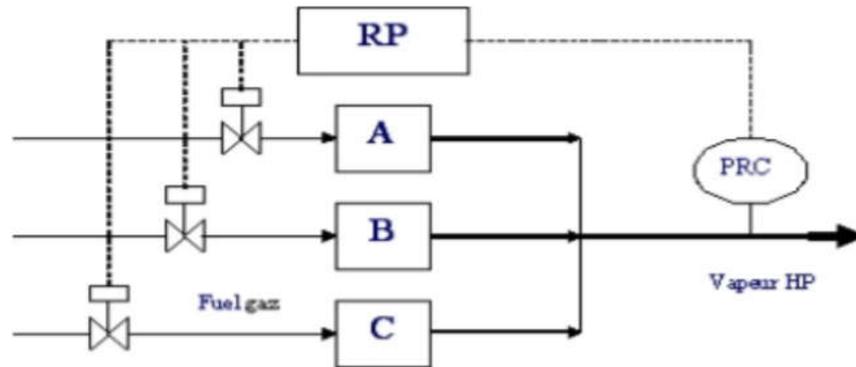


Figure II. 9 : Contrôle de la pression de la vapeur surchauffée.

Les méthodes de répartition de la variation de charge sont :

- a. la variation de charge est répartie équitablement sur toutes les chaudières ;
- b. la variation de charge est répartie proportionnellement sur toutes les chaudières ;
- c. une seule chaudière supporte la variation de charge.

Les trois méthodes peuvent être utilisées lorsque les chaudières sont de même type et de même capacité. Les méthodes a et b peuvent être utilisées lorsque les capacités sont différentes.¹⁸

II.7.2. Contrôle de la température de la vapeur surchauffée

La température de la vapeur surchauffée dans le collecteur principal est maintenue constante par injection d'une faible quantité d'eau traitée dans le désurchauffeur. C'est ainsi que la température de la vapeur est maintenue à une valeur légèrement inférieure à celle admise dans la turbine (résistance thermique des matériaux).¹⁶

¹⁶Benahmed, A. Touiker, M. « Fours et chaudières dans l'industrie pétrolière » Séminaire, IAP école de Skikda, 2013.

¹⁸Benahmed, A. « Four et chaudière dans l'industrie pétrolière » Séminaire, IAP école de Skikda, 2013

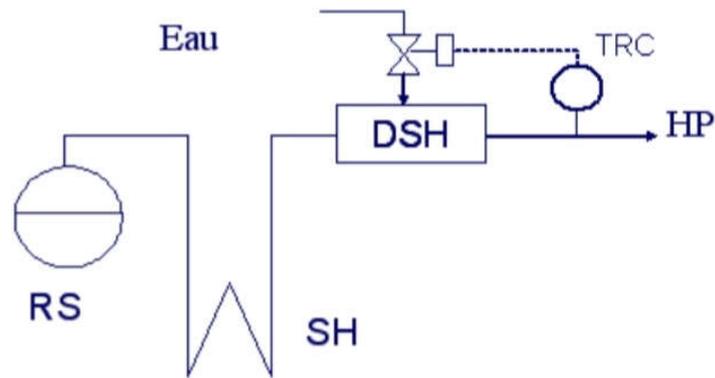


Figure II. 10 : Contrôle de la température de la vapeur surchauffée.

II.7.3. Contrôle du niveau d'eau dans le ballon supérieur

La figure II.14, représente un schéma simplifié de la régulation du niveau d'eau dans le réservoir supérieur de la chaudière.¹⁸

a. Niveau haut

Bien qu'un séparateur soit installé dans le réservoir, la séparation de la vapeur et du liquide devient incomplète si le niveau d'eau est trop haut. La présence d'eau dans la vapeur à la sortie du ballon entraîne des sels dissous et provoque le phénomène de primage dans les conséquences sont fort préjudiciables sur les ailettes de la turbines (érosion).

b. Niveau bas

Si le niveau est bas, il y a risque de crevaison des tubes sous l'effet de la chaleur.

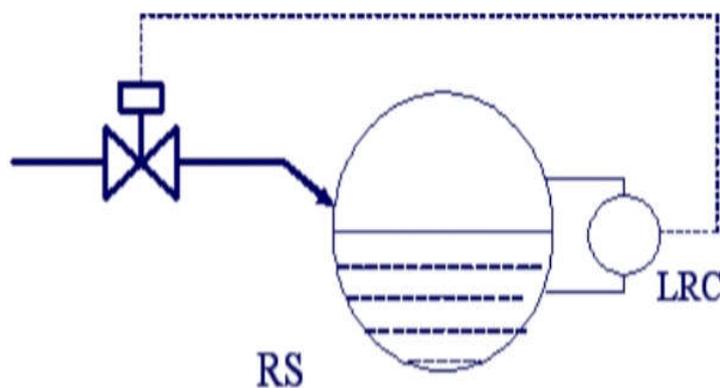


Figure II. 11 : Contrôle du niveau d'eau dans le ballon supérieur.

II.8. Sécurité des chaudières

II.8.1. Importance de la sécurité

La sécurité d'une chaudière consiste à éliminer tous les risques éventuels et à réduire à un degré minimal les dangers afin de protéger l'intégrité du matériel et d'éviter les préjudices humains.

¹⁸Benahmed, A. « Four et chaudière dans l'industrie pétrolière » Séminaire, IAP école de Skikda, 2013

Elle est assurée par des instruments avec déclenchement d'alarme ou intervention directe sur la marche du four ou de la chaudière.

Les principales fonctions de la sécurité d'un four ou d'une chaudière sont :¹⁶

- la coupure des feux par pression du combustible basse ;
- le contrôle de flamme par pilotes ou cellules ;
- la surpression limitée par soupape et portes d'explosion ;
- le verrouillage autorisant l'alimentation en air de combustion et en combustible ;
- l'ouverture du registre à la défaillance de la commande ;
- l'alimentation en vapeur d'étouffement ;
- l'alimentation en vapeur de protection à l'intérieur des tubes ;
- la purge vapeur des cannes assurées par un système de verrouillage.

II.8.2. Sécurité des brûleurs

Les fonctions de sécurité montrent que le risque se situe essentiellement au niveau des brûleurs. Pour cela, un soin particulier doit être réservé aux équipements de chauffe. En effet, dans les chauffes automatique, semi-automatique et manuelle, lorsque les variations de débit sont grandes, il est de plus en plus nécessaire de prévoir des sécurités en cas d'extinction (le risque est important aux faibles débits du combustible). Ce n'est pas l'extinction en elle-même qui est à craindre, mais ses conséquences. Lorsqu'un brûleur s'éteint et l'arrivée du combustible a toujours lieu d'être, l'enceinte des fumées est occupée par un mélange inflammable qui peut s'allumer au contact d'un point chaud (pot de suies en ignition, torche d'allumage ou brûleur de soutien laissé en service). La combustion brusque du mélange donne lieu à une surpression instantanée importante pouvant produire de très graves dégâts.¹⁶

II.8.3. Comportement sécuritaire du personnel

L'amélioration de la sécurité des personnes et des installations industrielles ne peut se faire sans la formation en sécurité, qui consiste à intervenir sur le changement du comportement sécuritaire individuel et collectif du personnel afin d'assurer au mieux la sécurité au travail en anticipant la survenue des accidents.¹⁶

Dans ce contexte, un responsable de SH a annoncé, le 29/10/2006, le lancement d'un important programme de formation en sécurité appelé «Safe Behaviour Programme».

¹⁶Benahmed, A. Touiker, M. « Fours et chaudières dans l'industrie pétrolière » Séminaire, IAP école de Skikda, 2013.

Le SBP a été conçu par le partenaire Norvégien Statoil, actionnaire à l'ex IAP Spa (10%). La réalisation de ce programme a été confiée à l'ex IAP Spa.

La sécurité en général et industrielle en particulier, est basée sur l'application d'un certain nombre de barrières mentales et techniques par les travailleurs afin d'empêcher les accidents, dus aux imprévus, de se produire.

Les barrières mentales sont :¹⁶

- la priorité première ;
- la conformité ;
- le dialogue ouvert ;
- l'évaluation continue des risques ;
- le non à l'indifférence.

a. Priorité première

Donner la priorité à la sécurité même s'il s'agit d'arrêter le travail.

b. Conformité

Respecter les procédures et les règles existant dans les documents officiels de l'entreprise.

c. Dialogue ouvert

Développer le dialogue et la communication sur les questions relatives à la sécurité avec tous les travailleurs quelle que soit leur position hiérarchique.

d. Evaluation continue des risques

Avant d'entamer un travail, même si l'intervenant a de l'expérience, il faut être toujours attentif pour évaluer les risques d'une façon continue car des imprévus peuvent arriver.¹⁶

e. Non à l'indifférence

- Prendre soin des uns et des autres ;
- Corriger l'autre quand il fait quelque chose mal et sans respect des règles de la sécurité ;
- Prévenir des dangers ;
- Ne jamais détourner les yeux devant une situation où une personne s'expose à un risque ;

Le respect des 05 barrières est très important pour atteindre le 0 accident. L'accident est une erreur matérielle, derrière laquelle se cache toujours une erreur humaine, car ce matériel nécessite un entretien, une maintenance. L'origine et la cause sont humaines.

¹⁶Benahmed, A. Touiker, M. « Fours et chaudières dans l'industrie pétrolière » Séminaire, IAP école de Skikda, 2013.

A decorative border resembling a scroll, with a black outline and grey shaded areas at the top and bottom corners where the scroll would be rolled.

CHAPITRE III

Traitement des eaux et corrosion des chaudières

A. Traitement des eaux de chaudière

III.1. Introduction

Il est important d'utiliser dans la chaudière une eau d'excellente qualité pour obtenir de hauts rendements et éviter la détérioration des équipements. Une eau de qualité médiocre peut encrasser la chaudière et réduire son rendement, ou provoquer des points chauds conduisant à des ruptures de tubes. Une eau incorrectement traitée peut être corrosive et endommager non seulement la chaudière, mais également l'équipement en aval.¹

III.2. Caractéristiques des eaux de chaudière

L'eau est associée à la vie, elle a été depuis toujours étroitement liée à son développement et son rôle a été d'autant plus important lors de la révolution industrielle ou jusqu'à nos jours, elle est indispensable pour le fonctionnement des usines.

C'est un composé chimique ubiquitaire sur la terre, essentielle pour tous les organismes vivants connus. La formule chimique de l'eau pure est H₂O. L'eau pure est donc dépourvue de toute impureté.

La qualité et la quantité des eaux utilisées dans l'industrie sont très variables, elles dépendent du type de l'entreprise productrice et de sa taille. Une eau qui va entrer dans un cycle de refroidissement d'une chaudière est moins exigeante que l'eau utilisée dans l'industrie électronique.²

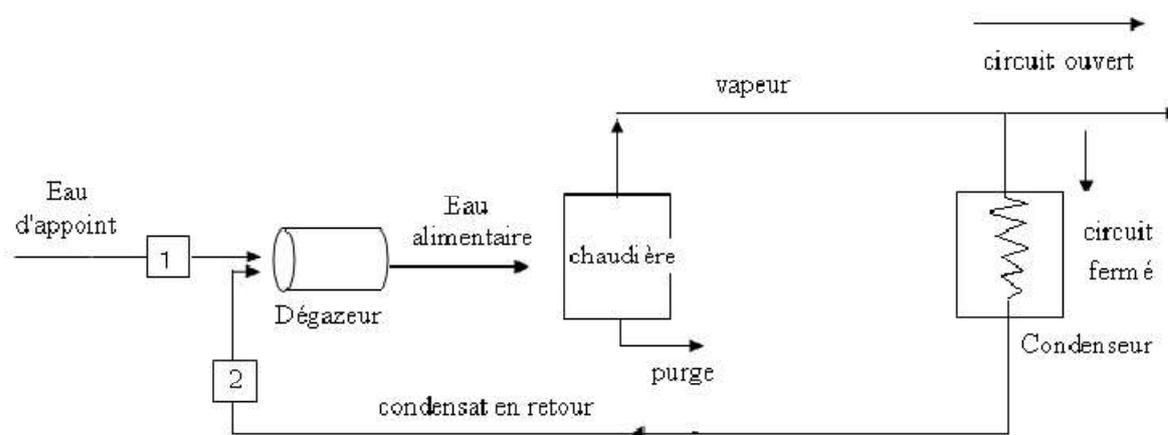
¹ Revue de l'institut Algérien du Pétrole. « Chaudière industrielle » janv-juin, 2001.

² M, RAOULT. « La vapeur-mode d'emploi, réseaux thermique et équipements sous pression » Edition Parisienne, 2003.

Tableau III.1 : Caractéristiques des eaux de chaudière (valeurs courantes).

Paramètre	Eau d'appoint	Eau bêche	Eau chaudière	Vapeur condensée
pH	7,6	8,5	9,5	8,5
TH [°f]	0	traces	0	0
TA [°f]	0	10	75	Traces
TAC [°f]	20	1,5	100	1
Cl ⁻ [mg/l]	3	3,5	15	0
SiO ₂ [mg/l]	7	0,06	35	0
Fe ⁺⁺ [mg/l]	0,06	-	0,06	0,06
PO ₄ ³⁻ [mg/l]	-	-	25	-
cond[μS/cm]	1	-	150	10

III.3. Traitement des eaux de chaudière

**Figure III.1** : Traitement des eaux de chaudière.

III.3.1. Traitement de l'eau d'appoint

III.3.1.1. Prétraitements

Les prétraitements constitués d'un ensemble d'opérations physiques et mécaniques,³ sont destinés à séparer l'eau :

- des matières solides volumineuses risquant d'obstruer les canalisations de l'installation de traitement.

³ J. C. BOEGLIN. « *Traitement physico-chimiques de la pollution insolubles* », Technique de l'ingénieur, traité environnement, 2005.

- des matières flottantes et des huiles non miscibles à l'eau et généralement moins denses qu'elle.

Les opérations des prétraitements sont les suivantes :

- **Dégrillage**

Il permet de séparer les matières volumineuses. Son principe est extrêmement simple, puisqu'il consiste à faire passer l'eau brute à travers des grilles composées de barreaux placés verticalement ou inclinés.

- **Dessablage**

Les dessableurs ont aussi pour but d'extraire des eaux, les graviers, les sables et autres matières minérales denses.

- **Tamissage**

Le tamissage assure un dégrillage poussé par filtration des eaux brutes sur toile, ou treillis ou tôle perforée, à maille plus ou moins fines.

- **Déshuilage**

On peut considérer que le déshuilage se rapporte à l'extraction de toutes matières flottantes d'une densité inférieure à celle de l'eau.

III.3.1.2. Chloration des eaux

Pour éviter le développement d'organismes végétaux et animaux, l'injection d'eau de javel est indispensable.

L'hypochlorite de sodium réagit rapidement dans l'eau pour former de l'acide hypochloreux selon la réaction :



L'acide hypochloreux est un acide faible qui réagit de la façon suivante :



HOCl = acide hypochloreux ;

H⁺ + OCl⁻ = ions hypochlorites

La distribution de HOCl et OCl⁻ varie considérablement en fonction du pH: plus le pH est élevé, plus la proportion de OCl⁻ est élevée. Il est important de tenir compte de ce phénomène car l'acide hypochloreux est un désinfectant beaucoup plus efficace que les ions hypochlorites.⁴

⁴ V. RENAUDIN. « Le dessalement de l'eau de mer et des eaux saumâtres » 18 novembre, 2003.

III.3.1.3. Traitement par dessalement

Le but de ce traitement est de réduire la salinité des eaux marines et des eaux saumâtres qui proviennent habituellement des nappes d'eau souterraines et contiennent le plus souvent de 2000 à 10000 mg/l de matières dissoutes.

Les technologies actuelles de dessalement des eaux sont classées en deux catégories, selon le principe appliqué.

- Les procédés thermiques faisant intervenir un changement de phases : la congélation et la distillation.
- Les procédés utilisant des membranes : l'osmose inverse et l'électrodialyse.⁵

III.3.1.4. Déminéralisation totale

Ce traitement est plus complexe et l'eau subit plusieurs passages successifs sur des résines échangeuses d'ions pour éliminer tous les cations et les anions.

Les résines sont des composés organiques de synthèse qui ont la propriété d'échanger un de leurs ions contre les ions contenus dans l'eau à traiter.

La réaction générale sur laquelle repose ce phénomène est la suivante :⁶



Où :

R : radical anionique faisant partie de la résine échangeuse d'ions

A⁺ : ions fixés sur la résine neuve

Bⁿ⁺ : ions en solution

III.3.1.4.1. Type de résines échangeuses d'ions

Le principe de l'échange d'ions consiste à faire percoler une solution chargée de composés minéraux (sels, acides, bases) sur un support solide granuleux sur lequel on a fixé des ions particuliers que l'on désire échanger avec une partie des ions contenus dans la solution. Lorsqu'un taux déterminé des ions fixés a ainsi été échangé, il faut procéder à une régénération de la résine pour retrouver une performance acceptable.⁷

⁵ S, KHARREF. Mémoire de magister en chimie appliquée « comportement électrochimique de l'acier A105 dans différents milieux » Université de Skikda 2008.

⁶ J. PARISOT. « Conception et calcul des chaudières : foyer et circulation » Techniques de l'ingénieur, traité Génie énergétique.

⁷ Formation industrie Sonatrach, « chaudières industrielles » Institut National de Pétrole, école de Skikda, 2012.

- **Résines cationiques**

Ces résines fixent les cations et se subdivisent en :⁸

- **Echangeurs fortement acides**, caractérisés par la présence de radicaux sulfoniques HSO^{-3} . Ces résines agissent sur tous les cations.
- **Echangeurs faiblement acides**, caractérisés par la présence de radicaux carboxyliques, COOH . Ces résines n'agissent que sur les carbonates et les bicarbonates.

- **Résines anioniques**

Ces résines fixent les anions et se subdivisent-en :

- **Echangeurs fortement basiques** : Ces résines fixent les acides faibles comme l'acide carbonique ou la silice, elles peuvent également libérer les bases de leurs sels et sont caractérisées par la présence d'ammoniums quaternaires.
- **Echangeurs faiblement basiques**, dont l'action se limite aux anions forts tels que :
 SO_4^- , Cl^- .

III.3.1.4.2. Installation

L'installation comporte deux échangeurs d'ions. Le premier est un échangeur de cations avec résines acides qui échangent leurs ions H^+ contre les cations métalliques des sels dissous dans l'eau en particulier les cations alcalino-terreux liés aux carbonates, en donnant des acides selon les réactions suivantes :²



Le second échangeur sert à neutraliser les acides en dissolution dans l'eau sortant du premier. C'est un échangeur d'anions avec résines basiques qui échangent leurs ions OH^- contre les anions des acides en créant de l'eau.

⁸J. LECONTE. « *Tuyauteries –Protection contre la corrosion* », Technique de l'ingénieur, Machines hydrauliques et thermiques.

²M, RAOULT. « *La vapeur-mode d'emploi, réseaux thermique et équipements sous pression* » Edition Parisienne, 2003.



Le système peut être complété par un dégazeur de CO_2 permettant d'éliminer l'acide carbonique (H_2CO_3) produit par passage de l'eau sur résine cationique selon la réaction :



▪ Régénération

On régénère la résine acide par une solution d'acide : HCl ou H_2SO_4 .



On régénère la résine basique par une base : solution NaOH , ammoniacale.⁹

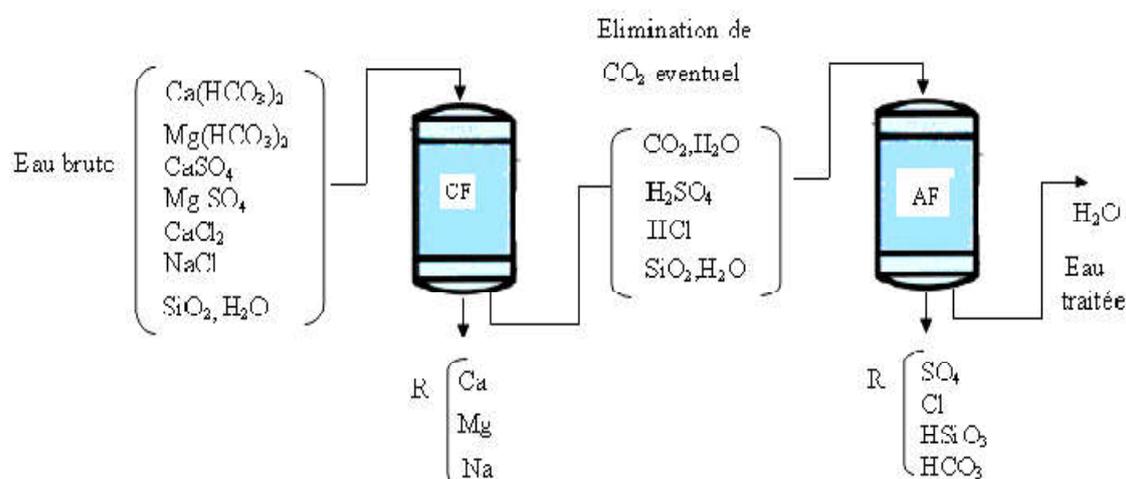


Figure III.2 : Déminéralisation totale.

Les traitements peuvent s'effectuer par passages successifs à travers des lits séparés de résines cationiques et anioniques ou, si la capacité de la chaîne de traitement n'a pas besoin d'être importante, par lits mélangés de plusieurs types de résines.

⁹ Raymond Desjardins. « *Le traitement des eaux* » Edition de l'école Polytechnique de Montréal, 2^{ème} édition.

III.3.2. Traitement des condensats

Lorsque la chaudière ne fonctionne pas en circuit ouvert (vapeur perdue) mais permet de recycler la vapeur après condensation, il faut porter un soin particulier à ces eaux qui sont déjà déminéralisée mais sont par ailleurs polluées en cours de recyclage.

Les condensats se retrouvent plus ou moins chargés, en fonction de l'emploi de la vapeur, de matières en suspension, d'émulsions organiques et huileuses, de matières minérales en solution. En l'absence de matières huileuses, on peut filtrer sur filtres ordinaires, en leur présence il faut utiliser des précouches adsorbantes. Les matières minérales en solution doivent être retenues sur échangeurs d'ions.¹⁰

III.3.3. Conditionnement de l'eau alimentaire

Il est nécessaire de conditionner les eaux de chaudières par des réactifs appropriés de manière à protéger les installations des risques évoqués précédemment (entartrage, corrosion etc...).¹¹ Parmi les procédés les plus utilisés, on peut citer :

III.3.3.1. Dégazage

Le dégazage a pour but d'éliminer les effets corrosifs des gaz dissous. Il peut être réalisé par deux méthodes :

- Techniques physiques de dégazage
- Addition des espèces réductrices

a) Dégazage thermique

Selon le schéma ci-dessous, l'eau à traiter est pulvérisée à la partie supérieure du dôme et rencontre la vapeur qui, après avoir barboté dans la bêche, pénètre dans le dôme. Au contact de l'eau, la vapeur se condense en cédant sa chaleur latente de vaporisation à l'eau dont la température monte rapidement à 100°C. L'eau pulvérisée est recueillie à la base du dôme sur un plateau perforé qui provoque son écoulement en pluie dans la bêche. Cette eau est ainsi mise une seconde fois avec la vapeur.

A la sortie du dôme, l'eau est à la température de dégazage qui est alors effectué en presque totalité.¹³

¹⁰ C. GOMELLA ; H. GUERREE « *Le traitement des eaux publiques, industrielles et privées* », édition Eyrolles, 1978.

¹¹ Manuel de formation « *Les utilités vapeur, cours exploitation et production* », 29-05-2007.

¹³ H. DJEDIAI. « *Traitement et conditionnement des eaux de process* », cours faculté de chimie, Université Mohamed Boudiaf – Oran, 2017.

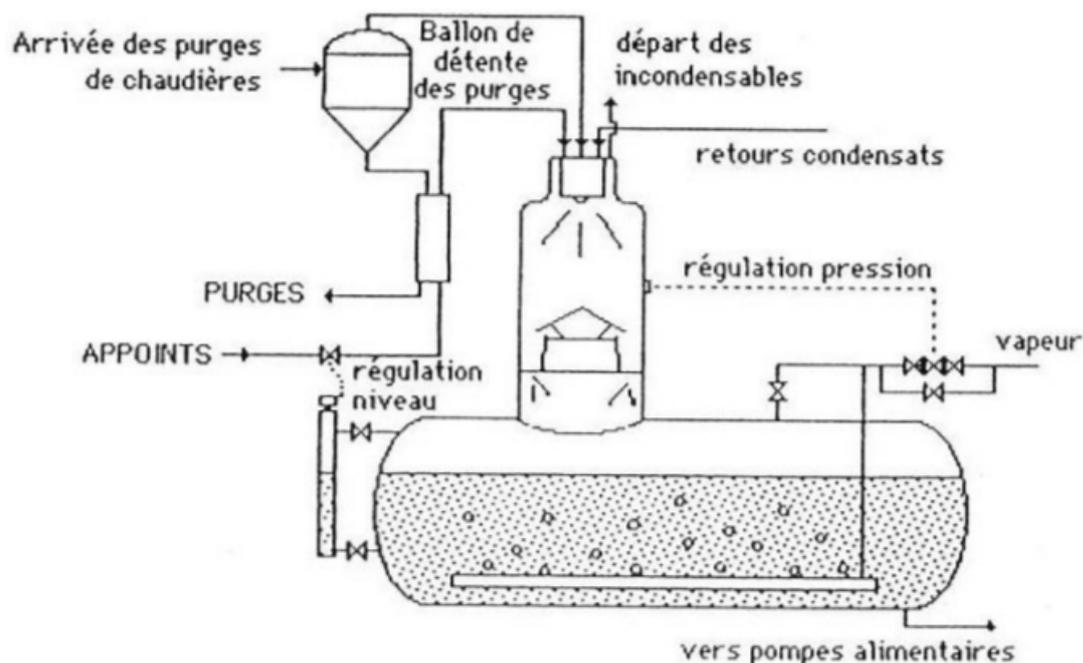


Figure III.3 : Dégazage thermique dans une chaudière.

b) Réducteurs d'oxygène

▪ Sulfite de sodium Na_2SO_3

Le sulfite de sodium en solution réagit avec l'oxygène dissous pour se transformer en sulfate, selon la réaction :



La réduction de l'oxygène par le sulfite augmente la salinité totale de l'eau de chaudière et les sulfates. Aussi, aux hautes pressions et températures, le sulfite a tendance à se décomposer en donnant du SO_2 et du H_2S qui contribuent à la corrosion des systèmes de retours.¹⁴

▪ Hydrazine N_2H_4

L'hydrazine est un réducteur puissant. Il permet d'abaisser notablement la teneur en oxygène selon la réaction :



¹⁴ Revue, Pour la protection des circuits d'eau. Tiré à part de la CFP (janvier 2001).

Il n'apporte aucune salinité à l'eau puisqu'elle même et ses produits de décomposition sont volatiles. ¹⁴

III.3.3.2. Phosphate trisodique Na_3PO_4

Les ions phosphates forment avec les ions de calcium des précipités floconneux normalement non entartrant selon les réactions suivantes ¹⁵



En plus de leur pouvoir tartrifuge, il provoque une phosphatation superficielle, tout en élevant le pH de l'eau, ce qui neutralise le gaz carbonique agressif.

III.3.3.3. Produits anti-primage

Ces produits permettent de diminuer la formation de la mousse à la surface de l'eau du ballon de chaudière. Ils ont donc une incidence directe sur le primage, ce sont pratiquement des produits organiques qui sont utilisés. Les produits anti primage provoquent la coalescence des bulles de vapeur dans le liquide et facilitent la rupture des bulles de vapeur en surface. Le conditionnement anti primage est actuellement assuré par deux classes de réactifs :¹³

- Les polyamides à longue chaîne et haut poids moléculaires
- Les polyéthylènes et propylène glycols.

III.3.3.4. Purge de déconcentration

Quel que soit le pourcentage de condensat dans l'eau alimentaire, celle-ci contient des sels dissous provenant de l'eau d'appoint, qui entrent en chaudière, où ils se concentrent par ébullition de l'eau. Lorsque la limite de salinité de l'eau de chaudière est atteinte, il est nécessaire de pratiquer une purge, dite de déconcentration pour que cette salinité n'augmente pas.¹⁶

¹³ H. DJEDIAI. « *Traitement et conditionnement des eaux de process* », cours faculté de chimie, Université Mohamed Boudiaf – Oran, 2017.

¹⁴ Revue, Pour la protection des circuits d'eau. Tiré à part de la CFP (janvier 2001).

¹⁵ A. DUPONT. « *Hydraulique urbaine* », édition Eyrolles 1981.

¹⁶ A. MEHDI. Mémoire de master « *L'influence du milieu et la qualité d'eau sur le comportement électrochimique de deux nuances d'acier au carbone* » Université de Skikda, 2018.

B. Corrosion dans les chaudières

III.1. Introduction

La corrosion dans les chaudières s'effectue généralement quand l'alcalinité de l'eau des chaudières est faible ou lorsque le métal est exposé à l'oxygène durant les temps de service ou les temps morts.¹

III.2. Définition

On définit la corrosion comme étant la destruction des métaux, qui se produit sous l'effet des réactions chimiques ou électrochimiques, lorsqu'ils sont en contact avec un milieu aqueux ou gazeux.⁵

La corrosion est un phénomène naturel. Les métaux élaborés industriellement à partir d'un minerai à la suite d'opérations souvent complexes, ont tendance lorsqu'ils sont livrés à eux même à se transformer en composés chimiques nouveaux. Ce phénomène pose une réelle préoccupation. On estime que pour ce qui concerne l'acier, 10 à 15% de la production mondiale de ce dernier serait détruite chaque année par la corrosion. La corrosion est généralement décelée par les effets qu'elle induit, par exemple la diminution du poids.¹⁷

III.3. Types de corrosion

Les différents types de corrosion sont :

III.3.1. Corrosion uniforme

Le métal se dissout régulièrement et uniformément, la résistance mécanique décroît proportionnellement avec la diminution d'épaisseur, d'où une perte de poids. Ce type de corrosion est généralement contrôlable (mesure de perte d'épaisseur, analyse des fluides.... etc.). Cette corrosion est dite aussi généralisée du fait que les parois des tubes s'amincissent d'une façon uniforme.¹⁸

¹ Revue de l'institut Algérien du Pétrole. « Chaudière industrielle » janv-juin, 2001.

⁵ S, KHARREF. Mémoire de magister en chimie appliquée « *Comportement électrochimique de l'acier A105 dans différents milieux* » Université de Skikda 2008.

¹⁷ Document du complexe GL1/Z, objet : « *Suivi des chaudières combustion et rendement* » 18 fév, 1992.

¹⁸ C. CHAUSSIN ; G .HILLY. « *Métallurgie- alliages métalliques* », édition Dunod, 1976.

III.3.2. Corrosion localisée

L'attaque de la surface métallique se fait localement sur des zones sensibles, présentant des caractéristiques différentes de la surface. L'attaque qui s'amorce en surface se propage en profondeur, la perte de poids dans ce cas ne peut pas constituer un indice de suivi du phénomène. Le contrôle de ce type de corrosion est beaucoup plus complexe que dans le cas précédent.¹⁹

III.3.3. Corrosion par piqûre

C'est une forme de corrosion des plus insidieuses et des plus destructives. L'attaque se limite à des trous ou piqûres très localisées et pouvant progresser très rapidement en profondeur, alors que le reste de la surface reste intact. L'installation peut être perforée en quelques jours sans qu'une perte de poids appréciable de l'ensemble n'apparaisse.²⁰

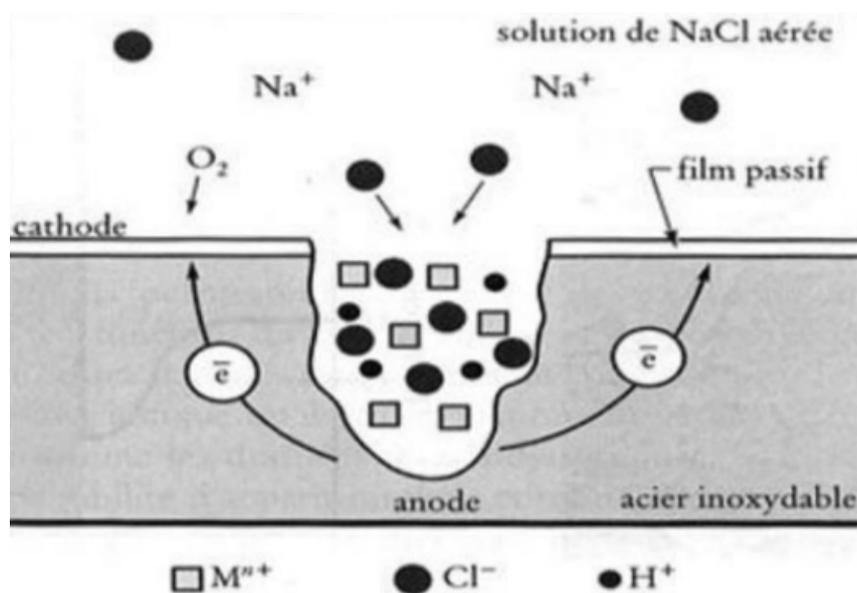


Figure III.4 : Corrosion par piqûre.

¹⁹ W. BOUNAB; M. k, HOUTIA. Mémoire de master en génie des procédés « Etude préventive sur la corrosion et disfonctionnement des chaudières au niveau de la raffinerie d'Adrar » Université d'Adrar, 2020.

²⁰ N. DEGHEFEL; R. REHAMNIA. « Introduction à la corrosion et aux inhibiteurs de corrosion » Université Mohamed Boudiaf, M'SILA, 2013.



Figure III.5 : Effet d'une corrosion par piqûre.

III.3.4. Corrosion galvanique

La corrosion galvanique survient lorsque deux métaux différents sont en contact dans une solution, de façon à permettre le passage d'un courant électrique.²¹

Le type de corrosion galvanique le plus courant dans les systèmes de chaudières résulte de la présence de cuivre sur le parcours de l'eau. Les ions Cu^{++} à des teneurs inférieures au mg/l peuvent provoquer une accélération considérable de la corrosion par électrodéposition de cuivre.

Cette corrosion peut également se produire du fait de la différence de composition d'un même métal ou du fait de soudure ayant transformé le métal.²²

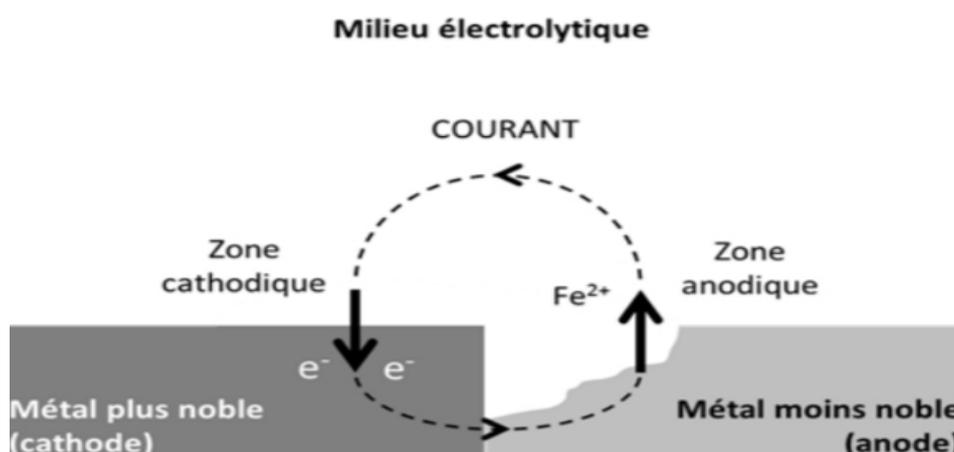


Figure III.6 : Corrosion galvanique.

²¹ L. HAMADI. Mémoire de magister « *Etude comparative de la corrosion localisée d'un acier ordinaire et d'un acier inoxydable* » Université Hadj Lakhdar, Batna, 2014.

²² R. BOUIGE ; D. COUILLARD. « *Traité pratique de chauffage* » Edition de l'école Polytechnique de Montréal, 2^{ème} édition.2009.



Figure III.7 : Effet d'une corrosion galvanique.

III.4. Corrosion des chaudières

Dans la chaudière proprement dite les facteurs de corrosion sont nombreux, mais les principaux sont incontestablement l'eau elle-même, l'oxygène dissous et à un degré moindre, la soude caustique et la salinité.²¹

III.4.1. L'eau

L'eau pure désaérée attaque lentement le fer à la température ambiante selon la réaction suivant :



Aux températures plus élevées, telle que celles rencontrées dans les générateurs de vapeur, l'attaque s'accélérait par l'augmentation de la dissociation des molécules d'eau.

III.4.2. Oxygène dissous

La corrosion par l'oxygène est le problème le plus sérieux que l'on rencontre quand on met une chaudière en observation.

Un mauvais contrôle de l'oxygène engendrera une corrosion par piqûres qui peuvent rapidement « creuser » les surfaces métalliques. Ces sites affaiblis peuvent créer des éclatements dans les réchauffeurs et les économiseurs.

L'oxygène dissous, d'une manière générale, exerce une action très néfaste lors de la corrosion du fer par l'eau.

²¹ Document du complexe GL1/Z, objet : « *Suivi des chaudières combustion et rendement* » 18 fév, 1992.

La présence simultanée d'oxygène et d'eau est un facteur favorable de la corrosion, qui se traduit par une réaction à laquelle des espèces chimiques et des charges électriques prennent part. On parle alors de corrosion électrochimique.²³

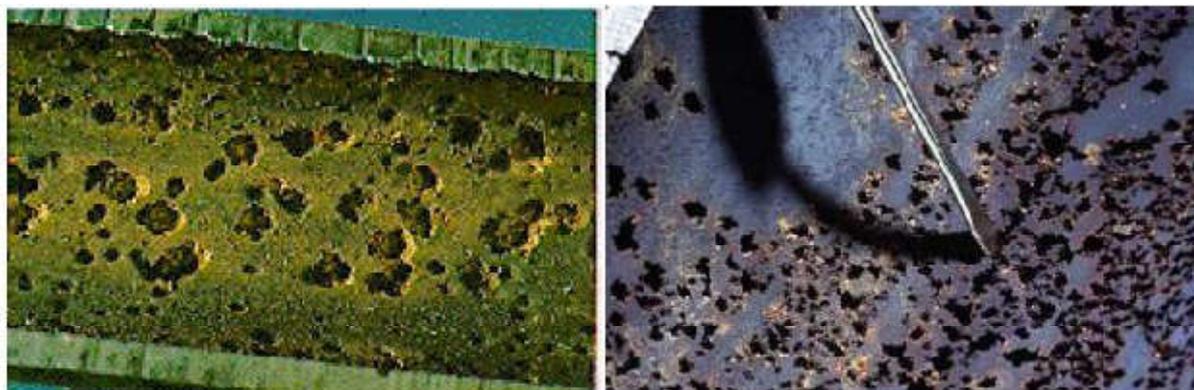


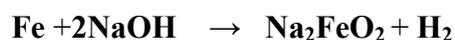
Figure III.8 : Corrosion par O₂.

III.4.3. Soude caustique

La présence d'un dépôt de produits de corrosion et de soude sur la surface métallique entraîne la corrosion caustique qui apparaît quand la teneur en NaOH est trop élevée. En effet un excès d'alcali, peut lentement dissoudre le film de magnétite suivant la réaction :



En formant de l'hypo ferrite de sodium Na₂FeO₂, et de la ferrite de sodium NaFeO₂ qui sont solubles dans NaOH concentrée. De plus, les alcalis concentrés réagissent directement et plus rapidement avec le fer pour former de l'hydrogène et du ferrate de sodium.²⁴



Ce genre de réaction joue un rôle important dans le phénomène de corrosion par piqûres et la formation de trous dans les tubes de chaudières, et contribue à créer les vitesses excessives de corrosion du fer aux valeurs élevées de pH (environ pH=13)²⁵

²³ J. RODIER. « *Analyse de l'eau, eaux naturelles, eaux résiduaires, eaux de mer : chimie physique – chimie, bactériologie* », 7^{ème} édition, 1987.

²⁴ J.J RAMEAU. « *Corrosion dans les chaudières générateurs d'énergie thermique* » 3^{ème} école Magrébine de corrosion 'KENITA', mars, 1995.

²⁵ H. UHLIG. « *Corrosion et protection* » Edition DUNOD, 1970.



Figure III.9 : Fragilisation caustique.

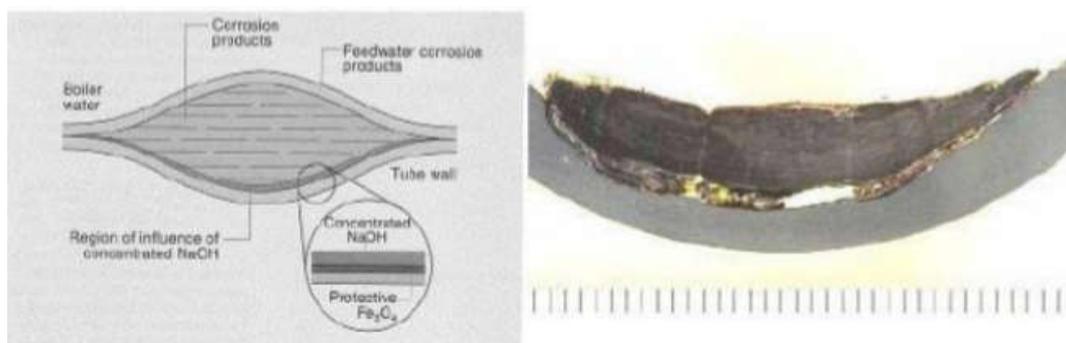


Figure III.10 : Effet de la corrosion caustique.

III.4.4. Salinité

Il arrive par fuite d'eau de mer aux condensateurs, l'introduction des sels (chlorure de magnésium et de calcium) de s'hydrolyser pour former l'acide chlorhydrique.²³



L'acide formé attaque le métal selon la réaction suivante :



²³J. RODIER. « *Analyse de l'eau, eaux naturelles, eaux résiduaires, eaux de mer : chimie physique – chimie, bactériologie* », 7^{ème} édition, 1987.

III.5. Corrosion dans les circuits de vapeur et d'eau condensée

Dans le réseau de vapeur et de retour d'eau condensée, la corrosion est due essentiellement à l'oxygène, au gaz carbonique et à l'ammoniaque. Les effets de ces gaz se font toutefois sentir qu'en présence d'humidité, ce qui explique l'absence de corrosion dans les parties du circuit véhiculant de la vapeur surchauffée chargée d'oxygène et de gaz carbonique, et sa présence à un degré plus ou moins accentué dans les parties en contact avec la vapeur saturée ou humide et l'eau de condensation.

III.5.1. Action de l'oxygène

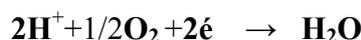
L'oxygène joue un rôle considérable dans les phénomènes de corrosion, qui se trouvent activés suivant deux processus principaux :¹⁶

III.5.1.1. Mécanisme électrochimique

- Réaction anodique :



- Les réactions cathodiques sont :



Et

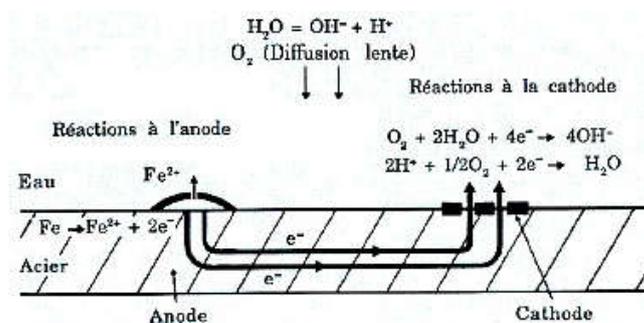


Figure III.11 : Corrosion en milieu aéré.

III.5.1.2. Aération différentielle

Une différence de concentration en oxygène sur la surface du métal engendre une pile : les parties propres, où l'oxygène a facilement accès, se comportent comme cathodes, les parties recouvertes de dépôt se comportent comme anodes et il se forme

¹⁶ A. MEHDI. Mémoire de master « L'influence du milieu et la qualité d'eau sur le comportement électrochimique de deux nuances d'acier au carbone » Université de Skikda, 2018.

une ou plusieurs pustules de corrosion. La corrosion est localisée et se traduit généralement par formation de piqûres sur le métal.²

III.5.1.3. Action du gaz carbonique

Le gaz carbonique dissous (acide carbonique) est la cause la plus fréquente de la corrosion des circuits de vapeur et d'eau condensée, non pas parce qu'il ne peut pas être éliminé convenablement par dégazage avant entrée en chaudière. Lors de la condensation de vapeur une partie du CO₂ se dissout dans la phase liquide en se transformant en acide carbonique H₂CO₃ qui se dissocie avec libération des ions H⁺ en produisant une baisse de pH et bien entendu des conditions plus corrosives.



La décomposition des bicarbonates peut avoir lieu aussi dans la chaudière par suite de l'élévation de température.²⁶

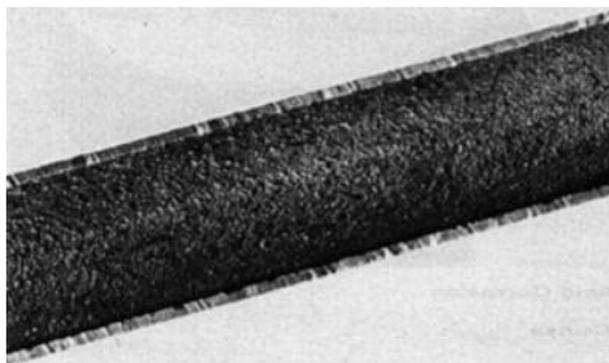


Figure III.12 : Corrosion par CO₂.

III.6. Facteurs agissant sur la vitesse de corrosion

Trois paramètres influent sur la vitesse de corrosion par l'oxygène dans une chaudière.²³

- Teneur en oxygène ;
- Température ;
- pH

² M. RAOULT. « La vapeur-mode d'emploi, réseaux thermique et équipements sous pression » Edition Parisienne, 2003.

²³ J. RODIER. « Analyse de l'eau, eaux naturelles, eaux résiduaire, eaux de mer : chimie physique – chimique, bactériologie », 7ème édition, 1987.

²⁶ J. J. LAMOUREUX. « Précis de corrosion ». Edition Masson, 1994.

III.6.1. Teneur en oxygène

La vitesse de corrosion est proportionnelle à la concentration en oxygène dissous même à température ambiante de 25°C. Autrement dit afin de protéger les lignes des appoints dans un circuit fermé d'eau – vapeur il faut réduire au maximum la diffusion de l'oxygène dans ces lignes.

III.6.2. Température

Le facteur de température, a une influence directe sur la vitesse de corrosion par l'oxygène comme la vitesse de corrosion pour une concentration donnée en oxygène passe pratiquement au double, la corrosion augmente quand la température augmente.

III.6.3. pH

Le pH de l'eau alimentaire doit être supérieur à 7,5 pour avoir élimination efficace de l'oxygène. La corrosivité de l'oxygène diminue quand le pH de l'eau alimentaire augmente. Le pH optimum est de 9.



Figure III.13 : Phénomène de fluage causé par corrosion par fatigue.
(Éclatement d'un tube).



CHAPITRE IV
Résultats et discussions

IV.1. Introduction

Afin de préserver la chaudière pour la production de vapeur (ls: 3,5 bar 250°C , ms: 30 bar 300°C , hs: 60 bar 500°C) et afin d'éviter sa dégradation par le phénomène de corrosion et obstruction du fusceau tubulaire, on doit garantir les paramètres opératoire requis par le constructeur ; à savoir l'alimentation en eau qui doit être déminéralisée par traitement en résine cationique et anionique, cette eau doit être dégazée par un dégazage physique et chimique, par injection de la carbohydrazine pour éliminer O₂ et CO₂ qui y sont dissous, sans oublier le suivi par les analyses chimiques (pH, conductivité, TAC, PO₄...).

Cette étude est scindée en deux parties, dont le prétraitement par élimination des gaz et la deuxième partie concerne le suivi des analyses chimiques.

IV.2. Prétraitement par élimination des gaz

Au cours du procédé de génération de vapeur, la BFW doit être exempte d'oxygène et donc le dégazage de la BFW est requis. Le dégazage de l'eau d'alimentation des chaudières est obtenu par le système physico-thermique : l'augmentation de température entraîne la diminution de la solubilité de l'oxygène. L'eau est subdivisée et mélangée à la vapeur. L'oxygène et les gaz incondensables sont éliminés par la purge de l'air à travers l'évent.

La solubilité du gaz dans le liquide est exprimée par la loi de HENRY :

$$C = K_p P$$

D'où :

C : concentration du gaz dissous dans le liquide,

K : coefficient de solubilité,

P : pression partielle du gaz.

En augmentant la température de l'eau on a aussi bien une diminution du coefficient de solubilité K qu'une diminution en effet dans le dégazeur :

$$P = P_{\text{vap}} + P_{\text{gaz}}$$

P : pression du dégazeur dans le système,

P_{vap}: pression partielle de la vapeur d'eau,

P_{gaz} : pression partielle du gaz.

Lorsque la température augmente, la pression partielle de la vapeur d'eau augmente également et, par conséquent, les pressions partielles des gaz dissous diminuent.

Une fois que l'eau a atteint l'ébullition, la pression partielle de la vapeur d'eau augmente tellement que la pression partielle des gaz dissous (au-dessus de l'eau bouillante) devient pratiquement nulle.

Si l'eau est portée à sa température d'ébullition, la solubilité des gaz baisse à zéro et les gaz libres sont éloignés. Étant donné que les gaz ne peuvent quitter l'eau qu'à travers sa surface, il faut que celle-ci soit la plus haute possible, ceci s'obtient à l'aide de systèmes à pluie ou à jet.

Afin de juger les performances du dégazeur, nous avons jugés utile de suivre la teneur en oxygène à la sortie de ce dernier. Les résultats des six dernier mois sont réunis dans les tableaux ci-dessous.

Tableau IV.1 : Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Novembre 2021.

Novembre 2021	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	02/11/2021	08/11/2021	19/11/2021	28/11/2021
	8.1	11.5	12.9	6.1

Tableau IV.2 : Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Décembre 2021.

Décembre 2021	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	01/12/2021	07/12/2021	17/12/2021	26/12/2021
	5.7	33	9	13.3

Tableau IV.3 : Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Janvier 2022.

Janvier 2022	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	03/01/2022	09/01/2022	17/01/2022	27/01/2022
	5	31	24	54

Tableau IV.4 : Relevé du taux d'oxygène dissout du mois de Février 2022.

Février 2022	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	01/02/2022	10/02/2022	16/02/2022	25/02/2022
	23.4	150	100	230

Tableau IV.5 : Relevé du têt d'oxygène dissout du mois de Mars 2022.

Mars 2022	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	03/03/2022	09/03/2022	17/03/2022	27/03/2022
	301	120	77	280

Tableau IV.6 : Relevé du taux d'oxygène dissout du mois d'Avril 2022.

Avril 2022	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	01/04/2022	10/04/2022	16/04/2022	27/04/2022
	100	88	120	92

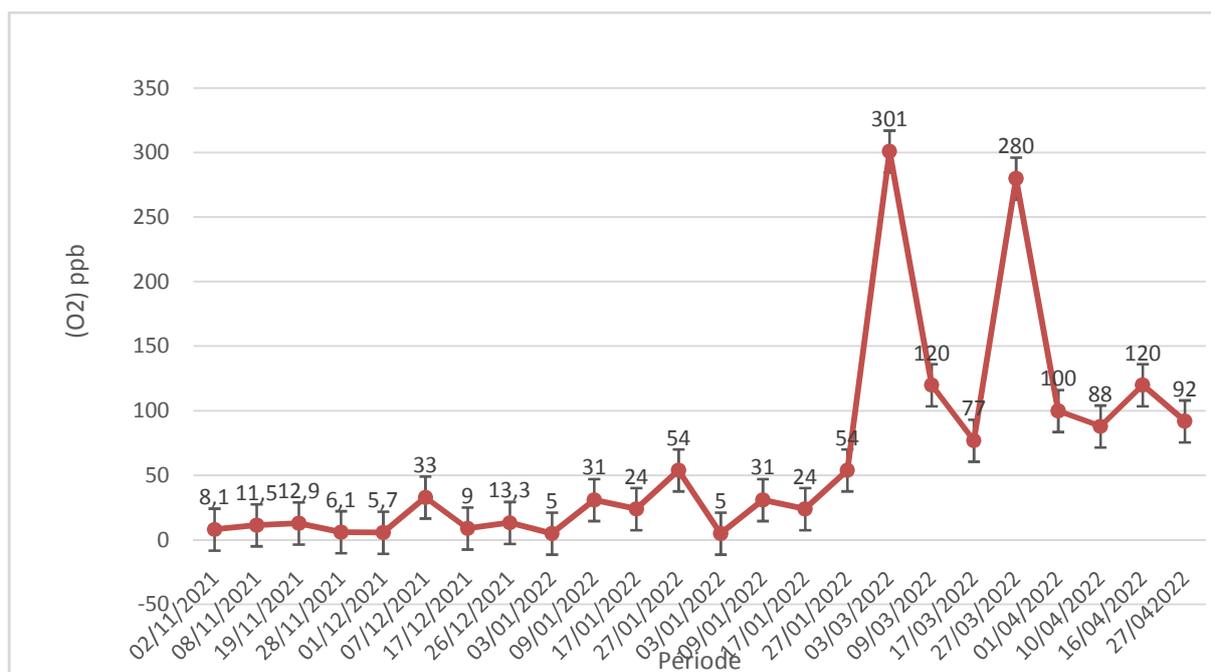


Figure IV.1 : Suivi de la concentration d'oxygène dissous dans l'eau d'alimentation de chaudière.

Tableau IV.7 : Paramètres de marches du dégazeur.

Conditions de marche		
Entrée dégazeur		
Débit d'eau	T/H	73.4
Température d'eau	°C	40
Oxygène dissous	PPm	0.05 1.5
Vapeur de chauffe		
Débit de vapeur	T/H	56.5
Pression vapeur	Kg/Cm ²	3.5
Pression de service	Kg/Cm ²	7
Sortie dégazeur		
Débit d'eau	Kg/H	337.5
Température d'eau	°C	130
Oxygène dissous (max)	Mg/kg	0.005

IV.2.1. Calculs du dégazeur

- Bilan massique du dégazeur :

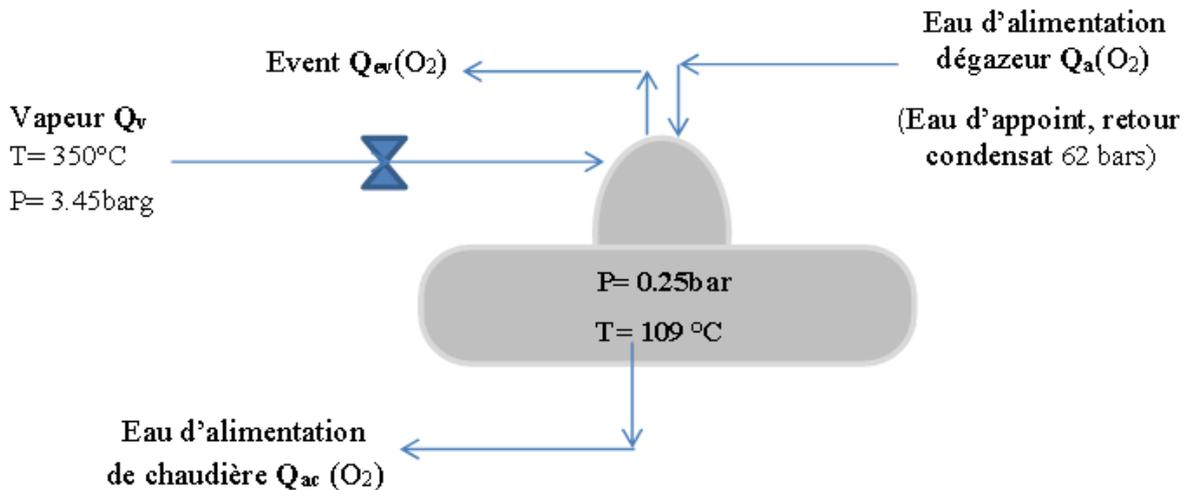


Figure IV.2 : Schéma d'un type désaérateur (dégazeur) thermique.

IV.2.1.1. Calcul du débit de vapeur

Bilan :

$$Q_v + Q_a = Q_{ev} + Q_{ac}$$

$$Q_v \cdot H_v + Q_a \cdot H_a = Q_{ev} \cdot H_{ev} + Q_{ac} \cdot H_{ac}$$

(Q_{ev}) perdus par l'évent est négligeable par rapport aux autres.

$$Q_v \cdot H_v + Q_a \cdot H_a = Q_{ac} \cdot H_{ac}$$

On suppose que : $Q_{ac} = Q_a + Q_v$

$$Q_v \cdot H_v + Q_a \cdot H_a = Q_a \cdot H_{ac} + Q_v \cdot H_{ac}$$

$$Q_a \cdot (H_a - H_{ac}) = Q_v \cdot (H_{ac} - H_v)$$

$$Q_v = Q_a \cdot (H_a - H_{ac}) / (H_{ac} - H_v)$$

Avec :

H_{ac} : enthalpie de l'eau d'alimentation de la chaudière (KJ/Kg) à 109°C,

H_a : enthalpie de l'eau d'alimentation du dégazeur (KJ/Kg) à 50°C,

H_v : enthalpie de vapeur (KJ/kg),

Q_v : débit de vapeur entrant,

Q_a : débit de l'eau d'alimentation dégazeur,

Q_{ac} : débit de l'eau d'alimentation de chaudière,

Q_{ev} : débit de la vapeur sortante en évent.

$H_{ac} = 590 \text{ KJ/Kg}$ à 130°C

$H_a = 191,5 \text{ KJ/Kg}$ à 40°C d'après diagramme de mollier (voir l'annexe).

$H_v = 2755,2 \text{ KJ/Kg}$ à 158°C .

$Q_a = 73400 \text{ Kg/h}$

$$Q_v = 13509.09$$

IV.2.1.2. Calcul de la quantité de vapeur condensée

Pendant le dégazage physique la majeure partie de la vapeur utilisée pour éliminer l'oxygène dissous est condensée en chauffant l'eau et devient une partie de l'eau dégazée.

Le pourcentage de vapeur condensée dans l'eau chauffée est donné par la formule suivante:

$$\% (Q_v)_c = [(HL - hL) / (H_v - hL)] * 100$$

HL : enthalpie de liquide à la pression de vapeur (KJ/kg) ;

hL: enthalpie de l'eau d'alimentation (KJ/kg) ;

Hv: enthalpie de vapeur (kJ/kg).

A partir du tableau des enthalpies, nous pouvons tirer les enthalpies de la vapeur d'eau d'alimentation :

$HL : 431,69 \text{ KJ/Kg}$ à 3.5 kg/cm^2

$hL : = 191,5 \text{ KJ/Kg}$ à 40°C

$H_v : = 2755,2 \text{ KJ/Kg}$ à 158°C .

$$\% (Q_v)_c = 9.37 \%$$

$$(Q_v)_c = Q_a * \% (Q_v)_c$$

$$(Q_v)_c = 6877,58 \text{ Kg/h}$$

IV.2.1.3. Calcul de la perte de vapeur dans l'évent

Durant le dégazage thermique il y a toujours une légère quantité de vapeur qui est éventée avec les gaz éliminés. Cette quantité de vapeur est déterminée par la relation suivante:

$$(Q_v)_{ev} = Q_v - (Q_v)_c$$

Avec $(Q_v)_{ev}$: les pertes de vapeur vers évent.

$$(Q_v)_{ev} = 6631.51 \text{ Kg/h}$$

IV.2.2. Calcul du débit d'eau d'alimentation de chaudière

Q_{ac} : le débit d'eau d'alimentation de chaudière.

$$Q_{ac} = Q_a + (Q_v) c$$

$$Q_{ac} = 80277.58 \text{ Kg/h}$$

IV.2.3. Quantité d'oxygène dégazée thermiquement

$$Q_{ev} (O_2) + Q_{ac} (O_2) = Q_a (O_2)$$

Q_{ev}(O₂) : quantité d'oxygène vers évènement.

Q_{ac} (O₂) : quantité d'oxygène dans le liquide descendant vers la bache de dégazage.

Q_a(O₂): quantité d'oxygène dans le condensât alimentant le dégazeur.

$$Q_{ev} (O_2) = Q_a(O_2) - Q_{ac}(O_2)$$

$$Q_a(O_2) = [O_2] * Q_c$$

[O₂] : concentration de l'oxygène dans le condensât qui alimente le dégazeur.

La masse volumique d'eau = 1000Kg/m³=1Kg/l.

IV.2.3.1. Calcul de la quantité d'oxygène à l'entrée de dégazeur Q_a(O₂)

$$Q_a(O_2) = [Q_{a1} * (O_2)'] + [Q_{a2} * (O_2)']$$

Q_{a1} = 11000 Kg/hr. La quantité d'eau venant de l'appoint (bacs de stockage).

Q_{a2} = 47000 Kg/hr. La quantité d'eau venant vers les retours condensats.

(O₂)' = 1.5 ppm. La concentration en oxygène venant de l'appoint.

(O₂)'' = 0,05 ppm. La concentration en oxygène des retours condensats.

[O₂]: La concentration de l'oxygène à l'entrée du dégazeur.

$$Q_a(O_2) = 18,85 \text{ g/h}$$

IV.2.3.2. Calcul de la quantité d'oxygène à la sortie du dégazeur

1^{er} cas : En supposant la concentration en oxygène la moins élevée par échantillonnage du (03/01/2022).

$$[\text{O}_2] \text{ b} = 0,005 \text{ ppm.}$$

$$Q_{ac}(\text{O}_2) = [\text{O}_2] \text{ b} * Q_a$$

$[\text{O}_2] \text{ b}$: La concentration de l'oxygène dans l'eau partant vers la bache de dégazeur = La concentration à la sortie du dégazeur.

$$Q_{ac}(\text{O}_2) = 0.094 \text{ g/h}$$

2^{ème} cas : La concentration en oxygène la plus élevée par échantillonnage optimum (03/03/2022).

$$[\text{O}_2] \text{ b} = 0,301 \text{ ppm.}$$

$$Q_{ac}(\text{O}_2) = 5.67 \text{ g/h}$$

IV.2.4. Calcul du rendement du dégazeur thermique

Le rendement du dégazeur est calculé de la manière suivante :

$$\Pi = [(Q_a (\text{O}_2) - Q_{ac} (\text{O}_2)) / Q_a (\text{O}_2)] * 100$$

- Rendement du **1^{er} cas**:

$$\Pi_1 = 99.50 \%$$

- Rendement en **2^{ème} cas**:

$$\Pi_2 = 69.92 \%$$

IV.2.5. Calcul de la quantité du réducteur d'oxygène

IV.2.5.1. Calcul de la quantité de carbohydrazide d'oxygène qu'il faut injecter

Même à des débits de vapeur élevés, le dégazage mécanique n'est pas suffisant pour l'élimination totale de l'oxygène dissous. Pour empêcher la pénétration dans la chaudière de toute quantité d'oxygène, on injecte un produit chimique connu sous le nom de carbohydrazide. **1 ppm** d'oxygène dissous nécessite **23,4 ppm** de carbohydrazide.

1^{er} cas:

Pour calculer la quantité de carbohydrazide qu'il faut injecter, on a pris la concentration de la journée du **03/01/2022 (0,005 ppm)**.

Après l'élimination de l'oxygène dissout il devrait rester de **0,5 à 0,7 ppm** de carbohydrazide. Pour cela on va prendre la valeur moyenne de **0,6 ppm** pour faire les calculs.

$$C = ([O_2] b * 23,4) + 0,6$$

$$C = 0,72 \text{ ppm}$$

$$C = Q_{\text{carbohydrazide}} / Q_{\text{ac}}$$

C : Concentration de la carbohydrazide dans l'eau d'alimentation des chaudières (ppm).

Q_{carbohydrazide}: Quantité de la carbohydrazide injectée.

En admettant que :

A: La course de la pompe en (%)

D : Le débit de la carbohydrazide injectée en (l/h).

La capacité de la pompe d'injection de carbohydrazide est de **6 l/h**.

$$100\% \longrightarrow 6 \text{ l/h}$$

$$A\% \longrightarrow D$$

$$\text{Donc : } D = A * 0,06$$

La quantité de carbohydrazide injectée est exprimée aussi par la formule suivante :

$$Q_{\text{carbohydrazide}} = C * Q_{\text{ac}} = C' * A * 0,06$$

C' : La concentration de carbohydrazide dans le bac (mg/l) où l'intervalle de la concentration du réducteur d'oxygène est comprise entre **48000 et 58000 ppm**.

$$C' = 53000 \text{ ppm}$$

On en conclut que :

$$C * Q_{\text{ac}} = C' * A * 0,06$$

Donc :

$$A = C * Q_{\text{ac}} / (C' * 0,06)$$

$$A = 18,18 \%$$

$$D = 1,09 \text{ l/h}$$

Alors le débit de la carbohydrazide qu'il faut injecter pour éliminer la quantité d'oxygène résiduelle est de **1.09 l/h**

2^{ème} cas:

Pour calculer la quantité de carbohydrazide qu'il faut injecter on a pris la concentration de la journée du **03/03/2022 (0, 301 ppm)** (concentration en oxygène la plus importante).

Nous avons suivis les mêmes étapes de calcul que dans le premier cas:

$$C = ([O_2] b * 23,4) + 0,6$$

$$C = 7,64 \text{ ppm}$$

$$A = C * Q_{ac} / (C' * 0,06)$$

$$A = 192,87 \%$$

$$D = A * 0,06$$

$$D = 11,57 \text{ l/h}$$

Le débit de carbohydrazide qu'il faut injecter pour éliminer la quantité d'oxygène résiduelle dans ce cas est de **11,57 l/h**. Ce qui est impossible car la capacité de la pompe d'injection de carbohydrazide est de **6 l/h**.

Le carbohydrazide est le produit le plus couramment utilisé quand le taux oxygène est inférieur ou égale **78 ppb**.

$$C * Q_{ac} = C' * A * 0,06$$

$$D = 6 \text{ l/hr} \text{ et } A = 100\% \text{ (la course et débit en maximum)}$$

Donc :

$$C = 3,96 \text{ ppm}$$

$$C = ([O_2] b * 23,4) + 0,6$$

$$[O_2]b = 0,14 \text{ ppm}$$

On remarque que la quantité de carbohydrazide réellement injectée est supérieure à celle qui est requise quand la teneur en oxygène dissout est proche du design (c'est à dire **1^{er} cas**) ($[O_2] b = 0.005 \text{ ppm}$).

Par contre dans le cas où la teneur en oxygène est très élevée (**2^{ème} cas**) ($[O_2] b = 0.301 \text{ ppm}$), il est impossible de gérer la quantité d'accepta à injecter. D'une part parce que la pompe d'injection ne le permet pas, et d'autre part parce que la teneur en carbohydrazide dans l'eau d'alimentation des chaudières serait trop élevée.

IV.2.6. Interprétations des résultats

Les résultats obtenus montrent clairement que la quantité d'oxygène est bien supérieure à la norme. Cela est dû à l'inefficacité du dégazeur (**69,92%**) et à la qualité de l'eau d'approvisionnement dont la concentration en oxygène dissous est élevée. S'il est confirmé que la concentration à l'entrée du dégazeur correspond aux paramètres de fonctionnement optimaux, alors le dégazeur est plus petit.

Un autre réducteur d' O_2 est utilisé, si la concentration en oxygène dissous dépasse **140ppb**, il est recommandé alors d'utiliser autre produit chimique.

Éviter d'injecter du carbohydrazide à l'entrée de dégazeur. Le dioxyde de carbone est produit après que la décomposition de la carbohydrazide par l'oxygène. Cela rend l'environnement acide et favorise la corrosion. Par conséquent, l'infusion s'effectue de préférence à la sortie du dégazeur (aspiration de la pompe).

IV.3. Caractérisation chimique

IV.3.1. Détermination du pH

C'est la détermination de la concentration des ions hydrogène H^+ dans l'eau d'alimentation et l'eau de chaudière. Pour la mesure du pH des eaux, on utilise universellement l'électrode de verre, car elle ne modifie pas l'équilibre aux concentrations gazeuses.

Après rinçage du pH mètre avec de l'eau distillée, on procède à la mesure du pH de l'eau en plongeant l'électrode du pH-mètre dans la solution à analyser en lisant directement la valeur du pH sur le cadran du pH mètre. Les résultats des mesures du pH des eaux d'alimentation et de chaudière sont indiqués dans le tableau. La figure 1a et 1b montre l'évolution du pH du milieu étudié en fonction du temps.

Tableau IV.8 : Résultats de mesures du pH des eaux d'alimentation et de chaudière en fonction du temps.

Temps (jours)	pH mesuré		pH exigé	
	Eau d'alimentation	Eau de chaudière	Eau d'alimentation	Eau de chaudière
1	8.2	9.4	8 – 8.5	9 – 10
2	8	9.5		
3	8.1	9.8		
4	8.5	9.3		
5	8.4	9.2		
6	8.7	9.2		
7	9	9.7		
8	8.5	10		

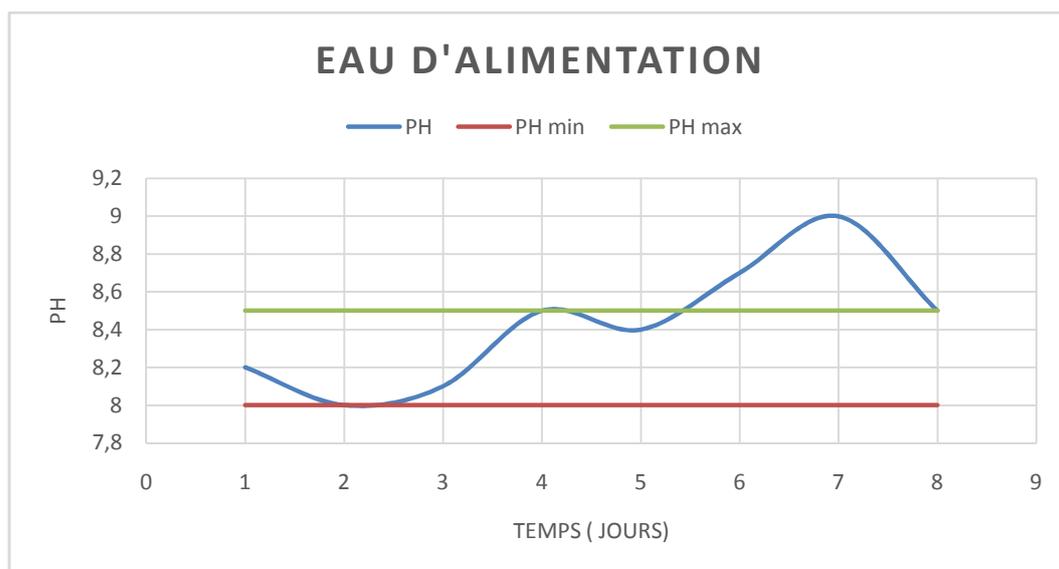


Figure IV.3 : Variation du pH de l'eau d'alimentation en fonction du temps.

Discussion :

Il est noté que certaines valeurs du pH étaient supérieures à 8,5 jusqu'à atteindre une valeur de 9, ce qui peut être dû à une mauvaise préparation de la solution d'hydrazine injectée dans l'eau d'alimentation ; l'hydrazine (N_2H_4) est une base minérale faible considérée comme un réducteur puissant qui réagit avec l' O_2 pour élever le pH jusqu'à 8,5. Par conséquent, il mérite une révision constante. Le dépassement des normes du pH, peut affecter la qualité de l'eau et causer certains problèmes au niveau des chaudières. Nous notons que la région du pH est fondamentale, ce qui place notre matériau dans un domaine d'immunité (protection). Généralement la valeur du courant de corrosion diminue avec l'augmentation du pH.

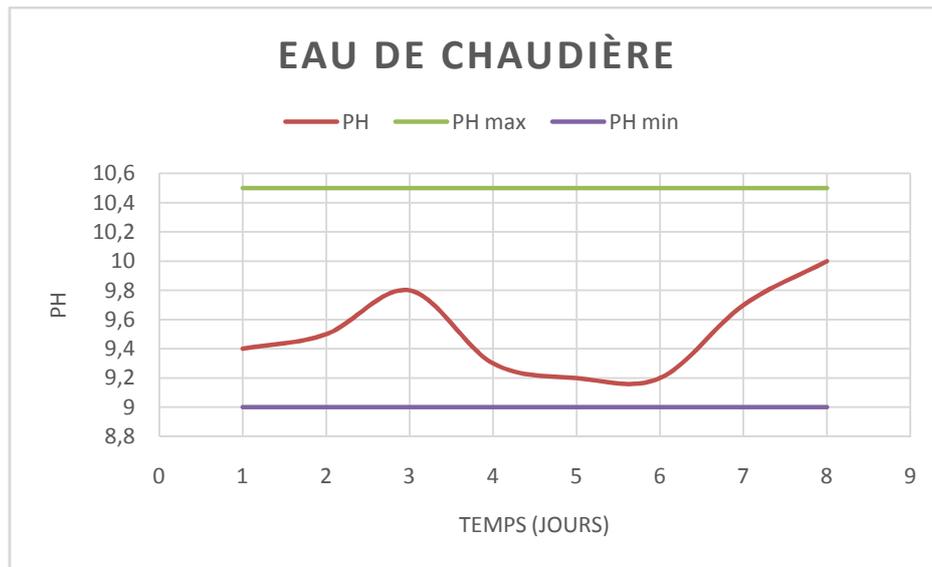
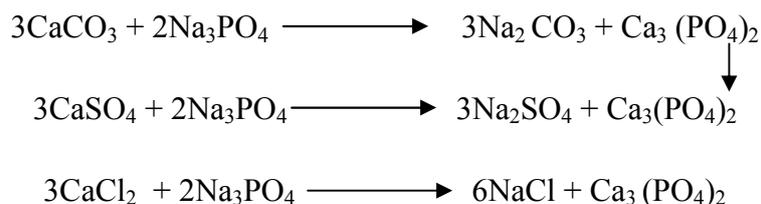


Figure IV.4 : Variation du pH de l'eau de chaudière en fonction du temps.

Discussion :

Pour les valeurs du pH de l'eau de chaudière, on constate qu'elles se situent dans la plage standard, certains dépassants la norme. L'ajout du phosphate trisodique (Na_3PO_4) comme base minérale a pour effet d'élever le pH à 10 et sert également à maintenir la couche de magnétite (Fe_3O_4). Il réagit avec les carbonates de calcium et de magnésium (à haute température) qui seront dégagées par les voies des purges. Par conséquent, la préparation de la solution du phosphate trisodique a une grande importance pour maintenir le pH dans les normes et éliminer tous types de réaction qui peut nuire à notre acier selon les réactions suivantes :



L'acier au carbone a d'excellentes propriétés de résistance et d'échange thermique à haute température, mais on ne pourrait l'utiliser pour la construction de chaudière de vapeur il ne formerait pas une couche protectrice de magnétite dans des conditions prévalant en chaudière : haute température, pH élevé et faible concentration en oxygène dissous.

IV.3.2. Détermination du titre alcali métrique complet TAC

Connaitre le TA et le TAC permet le calcul des concentrations hydroxydes (OH^-), bicarbonates HCO_3^- et les carbonates CO_3^{2-} . La méthode repose sur la neutralisation d'un certain volume d'eau par un acide minéral dilué en présence d'indicateur coloré.

$$TA = OH^- + \frac{1}{2} CO_3^{2-}$$

$$TAC = OH^- + CO_3^{2-} + HCO_3^-$$

$$\text{Sachant que : } OH^- = 2TA - TAC, \quad CO_3^{2-} = 2(TAC - TA)$$

- 1°F = 3,4 mg/l OH⁻ (hydroxyde) , 1°F = 6, 0 mg/l CO₃²⁻ (carbonate) , 1°F = 12, 2 mg/l HCO₃⁻ (bicarbonate)

Mode opératoire :

On introduit 100 ml d'eau à analyser (eau d'alimentation ou eau de chaudière) dans un bécher on ajoute quelques gouttes d'indicateur d'hélianthine.

- Si le pH < 4,3, la solution est immédiatement rouge ou orangée : TAC = TA

- Si le pH > 4,3, la solution est jaune : le TAC est déterminé par addition de liqueur alcalimétrique (solution d'acide sulfurique N/25), V (ml), nécessaire au virage d'hélianthine.

$$T.A.C \text{ (ppm)} = F.V_1. 1000/V$$

Où : V₁ : volume de H₂SO₄ en ml ; V : volume de la prise d'essai en ml ; F : facteur de H₂SO₄.

Les résultats des mesures du TA des eaux d'alimentation et chaudière sont indiqués dans le tableau 2. La figure 2a et 2b montre l'évolution du TAC en fonction du temps.

Tableau IV.9 : Résultats de mesures du TAC des eaux d'alimentation et de chaudière en fonction du temps.

Temps (jours)	TAC mesuré [ppm]		TAC exigé [ppm]	
	Eau d'alimentation	Eau de chaudière	Eau d'alimentation	Eau de chaudière
1	11	13	0-1,7	< 20
2	5	28		
3	8	12		
4	8	9		
5	20	25		
6	18	24		
7	15	17		
8	13	23		

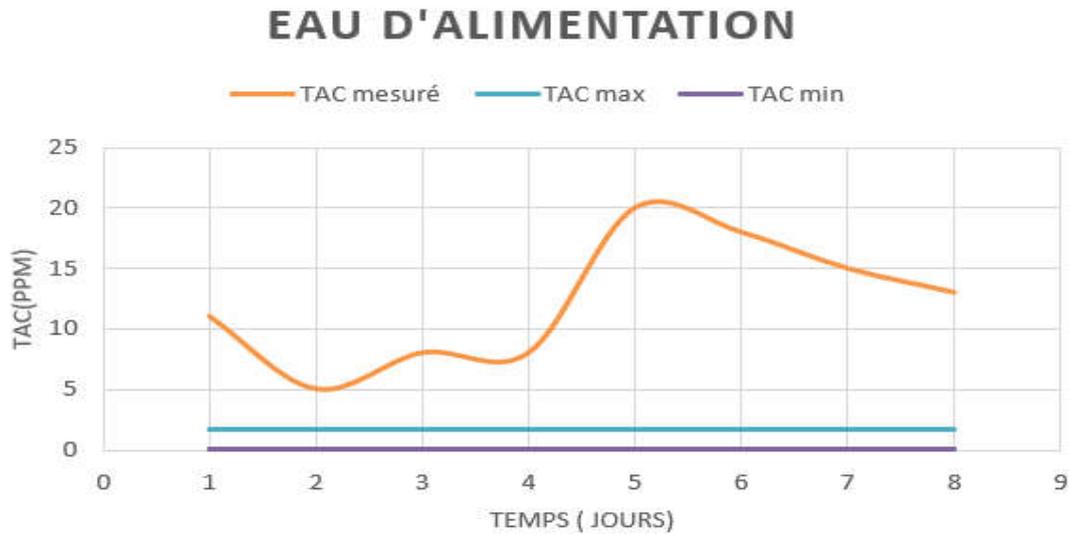


Figure IV.5 : Variation du TAC de l'eau d'alimentation en fonction du temps.

Discussion :

Il convient de noter que les valeurs de TAC de l'eau d'alimentation sont très élevées. Cette augmentation peut s'expliquer par la présence des ions OH^- due au pH élevé (8.5), la présence des ions CO_3^{2-} et HCO_3^- , est expliquée par le mauvais traitement de l'eau (dessalement et dégazage) entraînant l'eau contenant du CO_2 dissout et les carbonates de calcium et de magnésium sont les sources des ions CO_3^{2-} et HCO_3^- . Cela peut causer de sérieux dommages au niveau de la chaudière. Dans les circuits, le pH constitue avec d'autres paramètres comme le TA et le TAC des éléments de l'équilibre calcocarbonate.

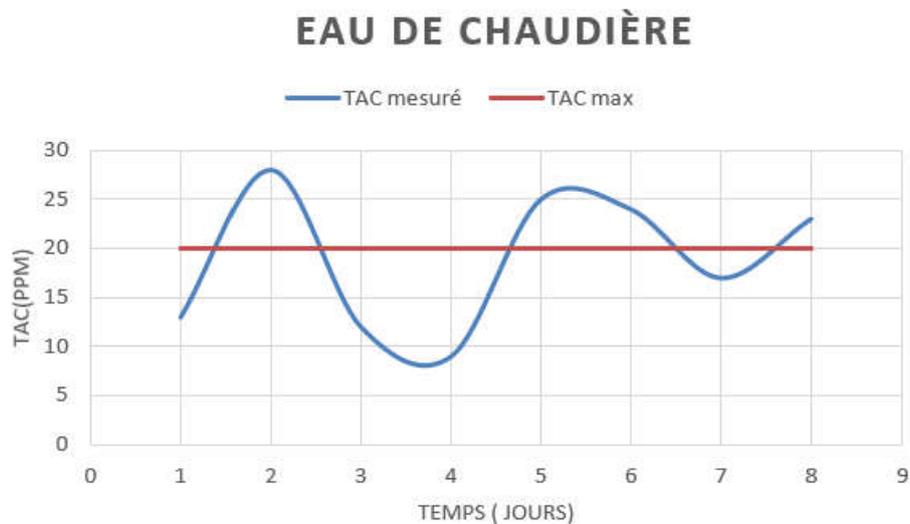


Figure IV.6: Variation du TAC de l'eau de chaudière en fonction du temps.

Discussion :

Globalement, les valeurs du TAC pour l'eau de chaudière sont dans les normes avec quelques dépassements. L'augmentation des valeurs de TAC est due au traitement chimique supplémentaire de l'eau déminéralisé (dégazage chimique) par injection d'un agent réducteur tel que l'hydrazine (N_2H_4) et par le phosphate trisodique (Na_3PO_4).

IV.3.3. Détermination de la conductivité

Après rinçage de l'électrode du conductimètre avec de l'eau distillée, en procède à la mesure de la conductivité de l'eau d'alimentation et l'eau de chaudière, on plonge les électrodes dans la solution utilisée, elle est exprimée en $\mu S/cm$.

Les résultats des mesures de la conductivité de l'eau d'alimentation et l'eau de chaudière sont indiqués dans le tableau 3. La figure 3a et 3b montre l'évolution de la conductivité en fonction du temps.

Tableau IV.10: Résultats des analyses de la conductivité des eaux d'alimentation et de chaudière en fonction du temps.

Temps (jours)	Conductivité mesurée [$\mu S/cm$]		Conductivité exigée [$\mu S/cm$]	
	Eau d'alimentation	Eau de chaudière	Eau d'alimentation	Eau de chaudière
1	8	87.2	< 20 $\mu S/cm$	<150 $\mu S/cm$
2	6,2	33		
3	3.6	73.4		
4	4	60		
5	9	155		
6	17.2	159		
7	16.5	133.3		
8	16.4	102		

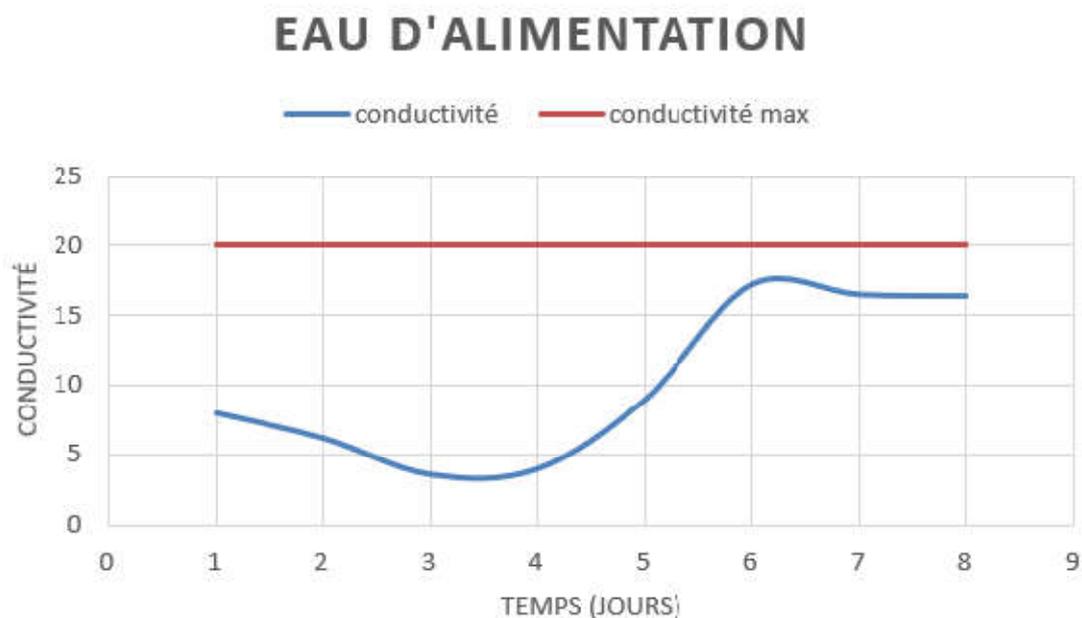


Figure IV.7 : Variation de la conductivité de l'eau d'alimentation en fonction du temps.

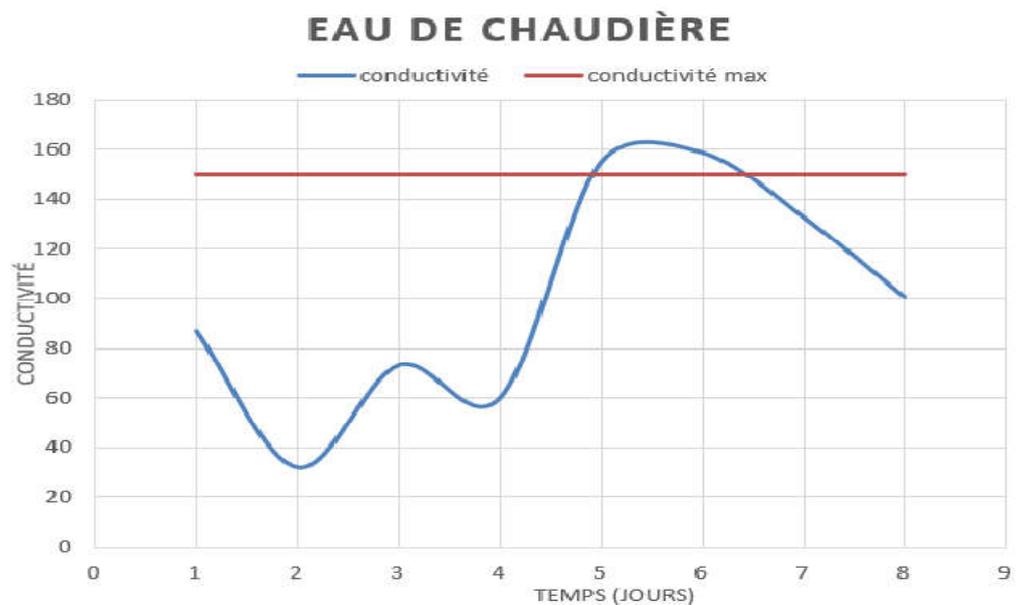
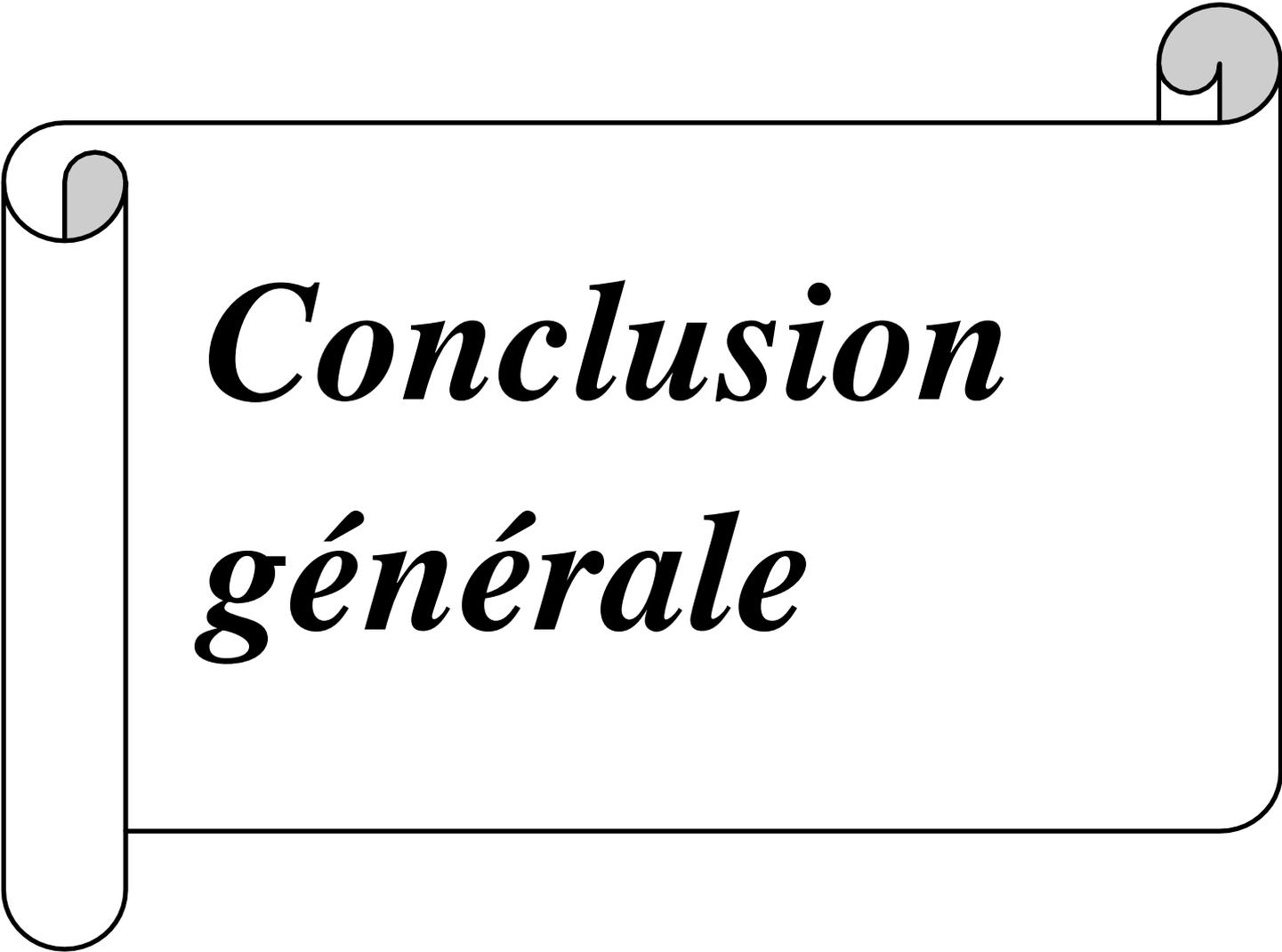


Figure IV.8 : Variation de la conductivité de l'eau de chaudière en fonction du temps.

Discussion :

D'après le tableau et les figures ci-dessus nous pouvons dire que les mesures de la conductivité obtenue pour l'eau d'alimentation sont dans les normes, mais pour l'eau de chaudière on peut constater qu'elles sont dans les normes avec quelques dépassements.

Il est à rappeler que le paramètre conductivité est un facteur très important dans le déclenchement du phénomène de la corrosion.

A decorative graphic of a scroll with a black outline and a light gray shadow. The scroll is partially unrolled, with the top and bottom edges curving inward. The text is centered within the unrolled portion.

***Conclusion
générale***

Conclusion générale

Ce travail avait pour but d'étudier l'effet de la corrosion sur les chaudières à vapeur au niveau de la raffinerie de Skikda.

L'étude a été faite sur deux étapes différentes ; dans la 1^{ère} étape de dégazage (prétraitement de l'eau de chaudière) ; on a trouvé un taux élevé d'oxygène dissout dans l'eau d'alimentation des chaudières qui se traduit par un mauvais fonctionnement du dégazeur. Pour cela nous avons suivi l'évolution de la teneur en oxygène qui dépassait dans la plupart du temps les normes requises.

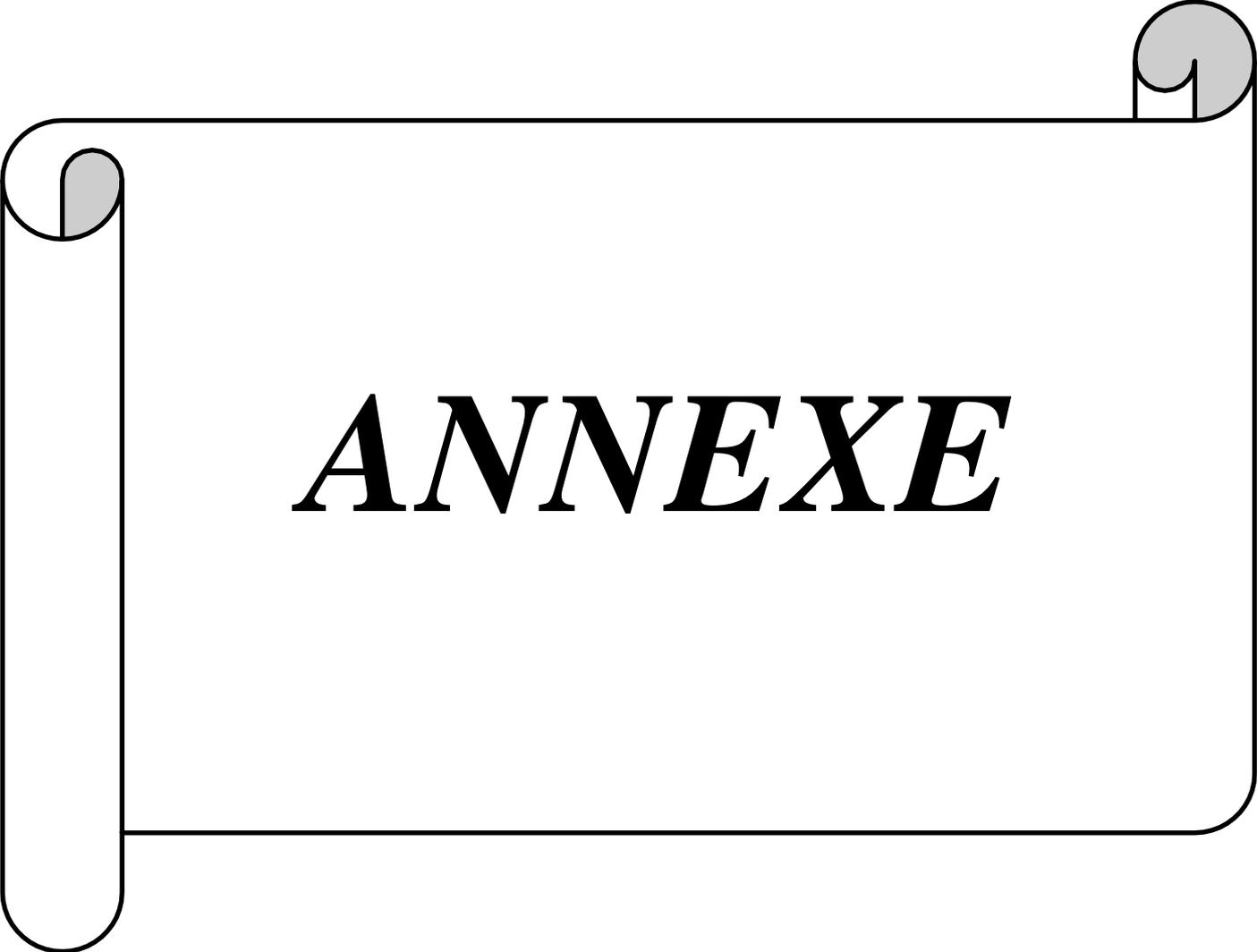
Dans la 2^{ème} étape on a suivi une série de mesures chimiques ; pH, titre alcalimétrique complet (TAC) et conductivité. Ces mesures nous ont permis de déterminer l'efficacité de la chaîne de traitement de l'eau et la détermination de certains paramètres propres à la corrosion ; après avoir suivi la chaîne de traitement chimique de l'eau destinée à la production de la vapeur.

Dans cette étude nous avons constaté que :

- Pour l'eau d'alimentation des chaudières et l'eau de vapeur, les paramètres pH et conductivité sont en général dans les normes, par contre il y a quelques dépassements des normes pour les valeurs de TAC pour l'eau d'alimentation et des chaudières due probablement au mauvais traitement de l'eau (déméralisation et dégazage) donc l'eau contient du CO₂ dissout et les carbonates de calcium et de magnésium qui sont les sources des ions CO₃²⁻ et HCO₃⁻, ce qui peut engendrer de graves problèmes au niveau de la chaudière.
- Malgré que la quantité d'injection du réducteur d'oxygène (carbohydrazide) est largement suffisante et les résultats sont parfaitement en accord avec le design ; le problème de ces fluctuations dangereuses sont probablement due à d'autres facteurs tels que l'instabilité des paramètres de marche comme la pression, la température et le débit de vapeur injectée.
- Les prises d'échantillons à l'entrée du dégazeur ont aussi montré que le taux d'oxygène était très élevé. Cela est sûrement du à une mauvaise qualité d'eau d'appoint.

En conclusion pour une prévention efficace contre la corrosion, nous proposons en perspectives :

- D'abord pour le dégazeur dans le cas d'une eau trop saturée d'oxygène, d'utiliser nécessairement un réducteur efficace ou augmenter le débit d'injection de $\text{CH}_6\text{N}_4\text{O}$ par l'ajout d'une autre pompe volumétrique, aussi pour un dégazage physique plus efficace on propose d'augmenter la capacité du réservoir et assurer aussi la stabilité des paramètres de marche comme la pression, la température et le débit de vapeur injectée.
- il faut assurer une bonne préparation du réducteur $\text{CH}_6\text{N}_4\text{O}$ pour atteindre un pH de l'eau d'alimentation dans les normes (8-8,5) pour ne pas provoquer des problèmes à l'intérieure des chaudières après un traitement par NA_3PO_4 qui assure un pH=10 pour une bonne protection contre la corrosion.
- Quand on a des valeurs de TAC et de conductivité élevées, il faut contrôler la qualité de déminéralisation et de dessalement ; aussi on propose de faire un drainage en choc chaque 2 heures et placer des analyseurs locaux (analyse en continu).



ANNEXE

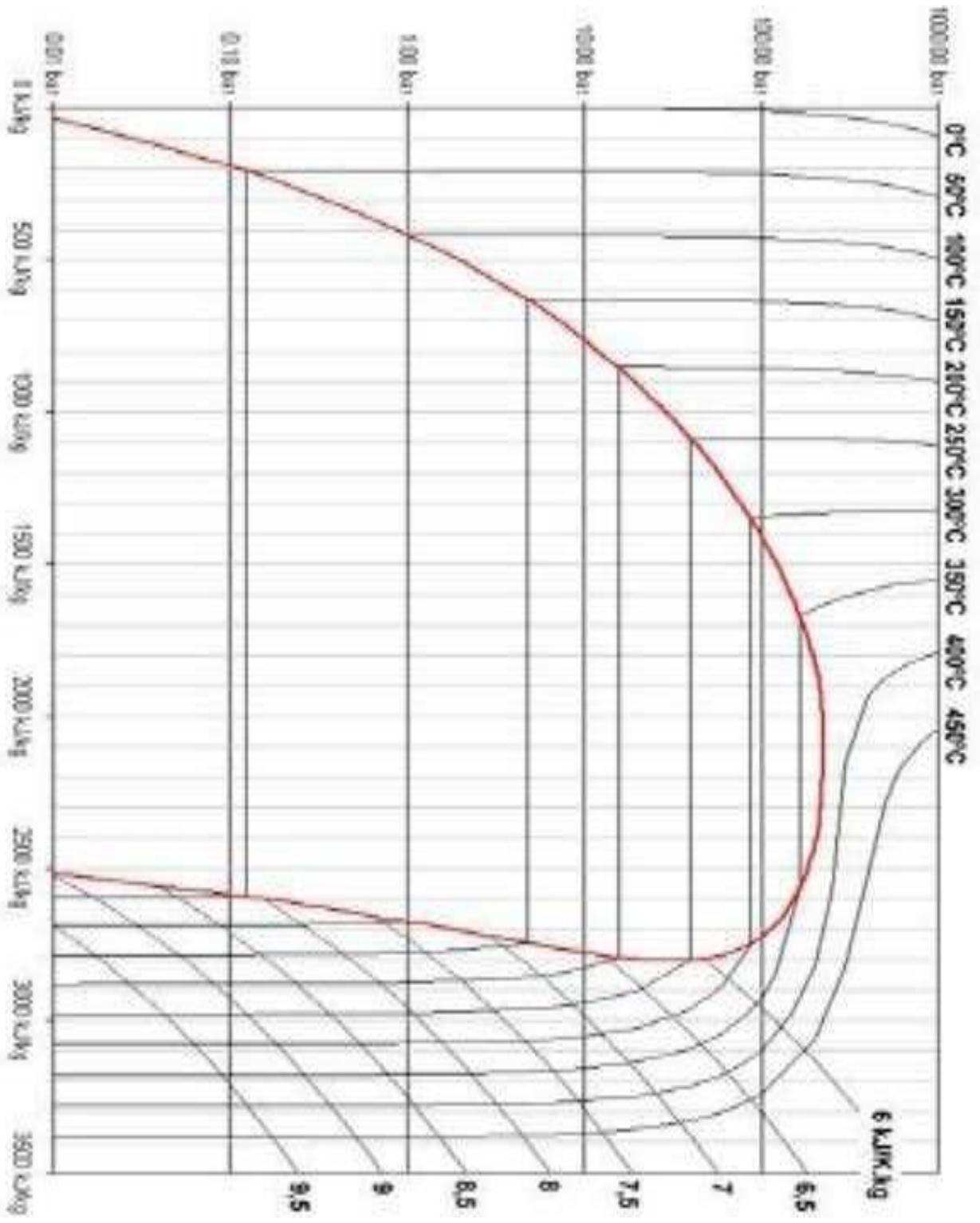


Diagramme de mollier pour l'eau

Résumé

Dans l'industrie de pétrochimie et raffinage, les chaudières à vapeur ont une importance dans la production de vapeur sèche considérée comme une énergie potentielle et source énergétique, qui alimentant les machines tournantes (turboalternateur, turbocompresseur, turbopompe...).

Au niveau de la raffinerie de Skikda on a fait une série de traitement chimique pour une très grande quantité d'eau avant d'arriver à l'alimentation des chaudières afin d'éviter les problèmes de corrosion et d'entartrage.

Dans ce travail nous nous a permis de déterminé le taux optimal d'oxygène dissout dans l'eau d'alimentation des chaudières qui se traduit par le bon fonctionnement du dégazeur pour atteindre la teneur en oxygène dans les normes. Et aussi on a étudié l'influence de différents paramètres (pH, conductivité, TAC) sur la tenue de la corrosion des chaudières. Cette étude était réalisée par des analyses chimiques quotidiennes au niveau des laboratoires de la RA1K.

Mot clé : chaudière à vapeur, raffinerie de Skikda, corrosion, dégazeur. pH, conductivité, TAC.

Abstract

In the petrochemical and refining industry, steam boilers are important in the production of dry steam which is considered as potential energy which is the energy source that supplies the rotating machines (turbo alternator, turbocompressor, turbopump,etc.)

At the Skikda refinery we did a series of chemical treatment for a very large quantity of water before reaching the boiler feed to avoid corrosion and scaling problems.

In this work we were able to determine the optimum level of dissolved oxygen in the boiler feed water which translates to the proper functioning of the deaerator to reach the oxygen content in the standards. And also studied the influence of different parameters (pH, conductivity, TAC) on the corrosion behavior of boilers. This study was carried out by daily chemical analyses at RA1K laboratories.

Keywords: Steamboilers, skikda refinery, corrosion, deaerator, pH, conductivity,

ملخص:

في صناعة البتر وكيمياء التكرير، تعتبر المولدات البخارية مهمة في إنتاج البخار الجاف الذي يعتبر طاقة محتملة وهو مصدر لا طاقة لذيمد الآلات الدوارة (مولدات توربو، ضاغطات توربو، مضخات توربو... إلخ) على مستوى مصفاة سكيكدة فمنها بمجموعة من المعالجات الكيميائية لكمية كبيرة من الماء قبل وصوله الى داخل مولد البخار لتجنب المشاكل التآكل و الترسبات في هذا العمل، تمكنا من تحديد المستوى الأمثل للأكسجين الموجود في الماء داخل مولدات البخار مما يترجمه بالأداء السليم لمزيل الغازات للوصول إلى المستوى الأساسي للأكسجين. في هذا العمل نهتم تحديدًا بدراسة فعالية المعالجات الكيميائية عن طريق تحاليل كيميائية (الحموضة، الناقلية والعيار القلوي الكامل) على سلوك تآكل مولدات البخار. تم إجراء هذه الدراسة من خلال تحليلات كيميائية يومية في مختبرات مصفاة سكيكدة.

الكلمات المفتاحية :

مولدات البخار، مصفاة سكيكدة، تآكل، مزيل الغازات، الحموضة، الناقلية، العيار القلوي الكامل