



وزارة البحث العلمي و التعليم العالي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد ابن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCÉDES



N°d'ordre : M2 /GPM/2019

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie des procédés des matériaux

Thème

Etude préventive sur la corrosion des chaudières
au niveau du complexe GL1/Z

Présenté par :

KARA Ismail

BENAYED Bendehiba

Soutenu le 24 / 06 / 2019 devant le jury composé de :

Président :	MEGROUSS Youcef	MCB	Université de Mostaganem
Examinatrice :	MENAD Karima	MCB	Université de Mostaganem
Encadreur :	BOUKABCHA Nourdine	MCB	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2018/2019

Remerciements

*Avant tout, nous remercions **Dieu** pour tout le courage et la force qu'il nous a donné pour faire ce travail.*

Merci à toutes nos familles et surtout nos parents, merci à tous qui nous aide sans exception. Nous les remercions pour leur soutien permanent.

*Nos remerciements spéciaux vont au **Dr. BOUKABCHA Nourdine** notre encadreur de mémoire pour sa gentillesse, pour ces conseils et de nous avoir guidés pas à pas dans notre travail.*

Nous adressons nos remerciements également à tous membres de laboratoires, chercheurs, techniciens et ingénieurs (GL1/Z) avec qui nous avons eu le plaisir de travailler.

*Nous tenons à remercier **Dr. MEGROUSS Youcef** qui a bien voulu accepter de valoriser ce travail.*

*Nous tenons à remercier **Dr. MENAD Karima** qui a bien voulu accepter de valoriser ce travail.*

Enfin, nous remercions, tous nos amis et nos collègues, toutes les personnes qui nous ont encouragées soutenu de près ou de loin durant la réalisation de ce travail.

Merci à tous

Résumé

Le complexe **GL1/Z** a pour objectif la liquéfaction du gaz naturel pour faciliter son transport tout en réduisant son volume d'environ **600** fois.

Le complexe **GL1/Z** dispose actuellement dix-huit (**18**) **chaudières**, de capacité nominale à l'origine 136 t/h; plus quatre chaudières de type **MHI** et deux chaudière **IHI** d'une capacité **400 t/h** de vapeur à **62 bars** et **441°C**, et dans le but d'augmenter la production de vapeur.

La vapeur produite (62bars) sert essentiellement pour:

- L'Entrainement des quatre turbocompresseurs par train.
- L'Entrainement des turbopompes d'alimentation des chaudières.
- L'Entrainement des trois turbogénérateurs.

Dans le présent document, une étude a été faite d'une manière générale exposant les principales causes qui peuvent provoquer que ce soit, une réduction des durées de vie des équipements d'une chaudière ou un arrêt non prévu grâce à la corrosion.

Toutes les eaux contiennent des gaz corrosifs, les plus importants dans l'eau de chaudière sont **l'oxygène** et le dioxyde de carbone, ces gaz dissous provoque la **corrosion** des appareils du circuit eau et vapeur de la chaudière.

Un dégazage est une méthode qui a pour but d'éviter les gaz dissouts qui sont gênants pour la production de vapeur. Il se fait par un dégazeur, le dégazage est composé de deux parties principales :

- **Dégazage mécanique** : a pour rôle d'éliminer la plus grande partie possible de gaz dissout qui sont évacués vers l'atmosphère.
- **Dégazage chimique** : a Pour but d'éliminer les dernières traces d'oxygène dissous par l'injection d'un réducteur chimique.

Afin d'essayer de remédier à ce problème qui peut avoir un impact néfaste sur les génératrice de vapeur, quelques recommandations ont été proposés.

Les mots clés :

GL1/Z, corrosion, chaudières, dégazage mécanique, Dégazage chimique.

Liste des figures

Figure I.1	Description de complexe	06
Figure I.2	Schéma descriptif du procédé	12
Figure II.1	Vue générale d'une chaudière	15
Figure II.2	Schéma d'un ballon de vapeur	16
Figure II.3	Schéma d'évaporateur	17
Figure II.4	Schéma des surchauffeurs	17
Figure II.5	Schéma d'économiseur	18
Figure II.6	Schéma du circuit de gaz	19
Figure II.7	Dégazeur	22
Figure II.8	Schéma de principe du fonctionnement de la chaudière	25
Figure II.9	Schéma de principe du système d'air et de gaz de fumée	26
Figure III.1	Corrosion par piqûre	28
Figure III.2	Effet d'une corrosion par piqûre	29
Figure III.3	Observation interne et externe d'un tube de chaudière	29
Figure III.4	Corrosion galvanique	30
Figure III.5	Effet d'une corrosion galvanique	30
Figure III.6	Corrosion par O_2	31
Figure III.7	Fragilisation caustique	32
Figure III.8	Effet de la corrosion caustique	32
Figure III.9	Corrosion par CO_2	34
Figure III.10	Effet d'une corrosion basique	35
Figure III.11	Phénomène de fluage causé par corrosion par fatigue	36
Figure IV.1	Suivi de la concentration d'oxygène dissous dans l'eau d'alimentation chaudières	38

Liste des tableaux

Tableau I.1	Composition du GNL	13
Tableau I.2	Conditions de stockage du GNL	13
Tableau IV.1	Relevé du têt d'oxygène dissout du mois de Novembre	37
Tableau IV.2	Relevé du têt d'oxygène dissout du mois de Décembre	37
Tableau IV.3	Relevé du têt d'oxygène dissout du mois de Janvier	37
Tableau IV.4	Relevé du têt d'oxygène dissout du mois de Février	37
Tableau IV.5	Relevé du têt d'oxygène dissout du mois de Mars	38
Tableau IV.6	Relevé du têt d'oxygène dissout du mois de Avril	38
Tableau IV.7	Paramètres de marches du dégazeur	39

Sommaire

Introduction générale	01
CHAPITRE I : Présentation du complexe GL1/Z	
1. Historique	03
2. Description et mission du complexe GL1/Z	04
3. Zone Utilités	04
3.1. Source d'énergie	04
3.2. Vapeur	04
3.3. Source de refroidissement	05
3.4. Production d'électricité	05
3.5. Unité de dessalement	05
3.6. Electro-Chloration	05
3.7. Production d'azote	05
3.8. Production d'air comprimé	06
4. Zone Process (procédé de liquéfaction)	06
4.1. Définition du gaz naturel	07
4.2. Description du procédé de liquéfaction	07
4.2.1. Section du traitement de gaz	07
4.2.2. Section de séparation et de liquéfaction	08
4.2.3. Fractionnement	10
5. Zone Stockage et Chargement	11
5.1. Stockage du GNL	11
5.2. Stockage de la gazoline	11
5.3. Chargement	11
6. Principe de procédé	13
CHAPITRE II : Description et principe de fonctionnement des chaudières	
1. Introduction	14
2. Rôle d'une chaudière	14
3. Définition d'une chaudière	14
4. Les constituants des chaudières	14
4.1. Ballon de vapeur	15
4.2. Chambre de combustion	16
4.3. Evaporateur	17
4.4. Surchauffeur	17
4.5. Economiseur	18
4.6. Enveloppe de chaudière	18
4.7. Réfractaire et calorifuge	18
4.8. Equipements brûleur	19
4.9. Dégazeur	20
4.10. Pompes d'alimentation de chaudière	24
4.11. Ventilateur à tirage forcé	24

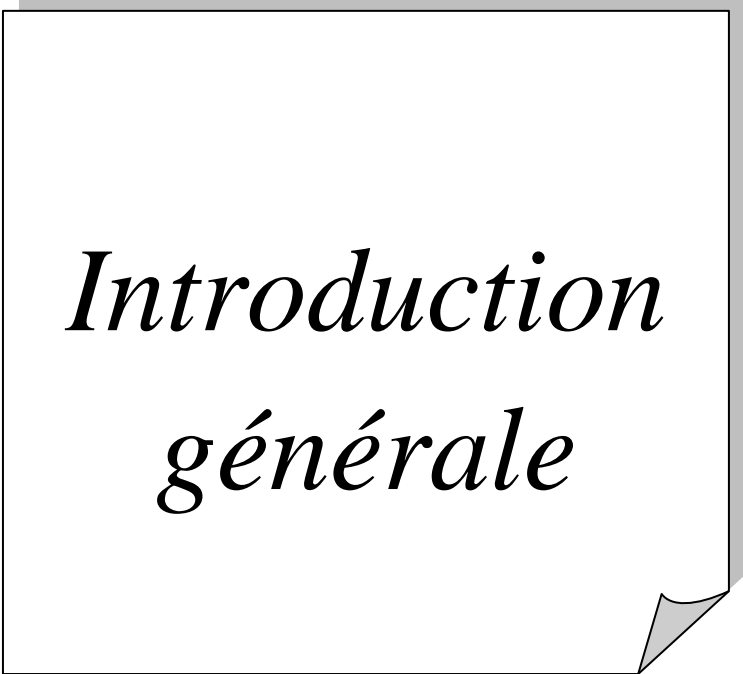
4.12.	Circuit eau/vapeur	24
4.13.	Système d'air et de gaz de fumée	25

CHAPITRE III : La corrosion dans les chaudières

1.	Introduction	27
2.	Définition de la corrosion	27
3.	Les différentes formes de corrosion	27
3.1.	Corrosion uniforme	27
3.2.	Corrosion localisée	27
3.3.	Corrosion par piqûre	28
3.4.	Corrosion galvanique	30
4.	La corrosion des chaudières	31
4.1.	L'eau	31
4.2.	L'oxygène dissous	31
4.3.	La soude caustique	32
4.4.	La salinité	32
5.	La corrosion dans les circuits de vapeur et d'eau condensée	33
5.1.	L'action de l'oxygène	33
5.2.	L'action de gaz carbonique	33
6.	Les facteurs agissant sur la vitesse de corrosion	34
6.1.	La teneur en oxygène	34
6.2.	La température	34
6.3.	Le pH	35

CHAPITRE IV : Calcul et interprétation des résultats

1.	Introduction	37
2.	Calcul du dégazeur	39
2.1.	Calcul de débit de vapeur	40
2.2.	Calcul de la quantité de vapeur condensée	40
2.3.	Calcul de perte de vapeur dans l'évent	41
3.	Calcul du débit d'alimentation de chaudière	41
4.	La quantité d'oxygène dégazée thermiquement	42
4.1.	Calcul la quantité de l'oxygène à l'entrée de dégazeur $Q_a(O_2)$	42
4.2.	Calcul de la quantité d'oxygène à la sortie du dégazeur	42
5.	Calcul du rendement du dégazeur thermique	43
6.	Calcul de la quantité du réducteur d'oxygène	43
6.1.	Calcul de la quantité de carbohydrazide d'oxygène qu'il faut injecter	43
6.2.	DEHA – Diethylhydroxylamine	46
7.	Interprétations des résultats	47
	Conclusion et recommandations	48



*Introduction
générale*

Introduction générale :

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années **70**. Elle représente le quart de la consommation énergétique mondiale. En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple le faible intervalle de combustion qui le caractérise, en font l'une des sources d'énergie les plus fiables connues à ce jour. Il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole. D'après le **BP** statistical review (examen statistique), la part du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de **24,3%** en **2010** et les perspectives de développement de la demande sont excellentes. Il est considéré comme le combustible fossile du siècle, comme le pétrole l'était lors du siècle précédent et le charbon il y a **2** siècles.

L'Algérie est devenue le **3^{ème}** exportateur mondial de gaz naturel et a même prouvé clairement qu'elle est un acteur mondial important par l'utilisation de technologies nouvelles.

Le complexe **GL1/Z** est un complexe de liquéfaction de gaz naturel, dans lequel l'eau représente un élément vital sans lequel aucune opération ne pourrait être effectuée, et toute la production de **GNL** serait bloquée.

L'eau est utilisée comme source de refroidissement dans les échangeurs à eau de mer, mais elle est aussi et surtout utilisée pour la production de vapeur qui a son tour est capable de fournir l'énergie thermique nécessaire au réchauffage des produits (rebouilleurs des colonnes de fractionnement) et de l'énergie mécanique capable de faire tourner les équipements tel que, les turbines, les turbo-alternateurs et autres.

Cependant à cause de son caractère agressif, l'eau doit être traitée avant toute éventuelle utilisation.

Le complexe **GL1/Z**, utilise de l'eau spécialement traitée pour la consommation de ses chaudières (génératrices de vapeur). La qualité de l'eau de cette dernière doit être telle que son utilisation ne porte aucun préjudice à ces gros équipements.

Dans le cadre de notre projet de fin d'induction, nous allons étudier les procédures de conservation des chaudières et les principaux causes qui peuvent provoquer que se soit, une réduction des durées 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 au phénomène de corrosion.

Nous avons ensuite présenté quelques équipements auxiliaires utilisés dans la chaudière, leurs qualités et les limites de leurs utilisations. Parmi eux le dégazeur qui est le responsable à la qualité d'eau qui entre dans la chaudière provoquant la corrosion.

L'impact que peut avoir une mauvaise qualité de l'eau sur les équipements. Plus précisément la corrosion des chaudières et des circuits d'eau.

Enfin, l'interprétation des valeurs obtenu grâce au prise d'échantillons et les calculs du rendement ont été traité dans la dernière partie.

Notre étude a été achevée par une conclusion et quelques recommandations.

CHAPITRE I

Présentation du complexe

GL_1/\mathbb{Z}

1. Historique :

La mission dévolue à **SONATRACH** lors de sa création le 31 Décembre 1963, étant le transport et la commercialisation des hydrocarbures Algérien.

Cette mission s'élargit à la mise en œuvre de toutes les formes possibles que pouvait prendre la valorisation de cette richesse et c'est dans le cadre de cette politique que le 09 Octobre 1969 un contrat a été signé entre la SONATRACH et la société Américaine **EL PASO NATURALGAZ COMPANY** portant sur la livraison de dix milliards de mètres cube de gaz naturel liquéfié par année pendant une durée de vingt-cinq ans.

Pour répondre à ce contrat, une usine appelée (Project GNL1) a été créée par décision numéro A.0016 d'Avril 1971 et dénommée le complexe GNL1Z.

Sa construction fut confiée par SONATRACH à la société Américaine **CHEMICO** suite à la signature du contrat les liant en date du 26 Avril 1971, la date de démarrage des travaux eu lieu le 16 Juin 1973.

La SONATRACH a confié par le contrat signé le 21 Janvier 1976, l'achèvement de la construction du complexe à la société Américaine **BECHTEL**, à partir de Mai 1976 l'entrée en exploitation du complexe ayant débuté le 25 Novembre 1978 ainsi que la satisfaction du contrat EL PASO dès l'année 1979.

Compte tenu de la demande internationale en matière de besoin de gaz naturel liquéfié SONATRACH a décidé de rénover ces installations pour :

- Fiabiliser les installations.
- Actualiser la technologie.

La production du complexe de liquéfaction est au-dessous de la capacité initialement installée ceci est due à plusieurs facteurs dont :

- Vieillesse des équipements.
- Technologie des années 1970.

La phase de rénovation fut lancée après la signature du contrat entre SONATRACH et la société Américaine BECHTEL le 04 Février 1991. Les travaux rénovation ont été entrepris par la même société en septembre 1993, et sont supervisés par une direction de projet attachée à la division étude et Développement de la branche. [1]

2. Description et mission du complexe GL1/Z :

Le complexe GL1/Z situé à 40 Km à l'est d'Oran, dans la commune de Béthioua dans un site appartenant à la zone industrielle d'Arzew.

Il est démarré en **1977** est sa capacité de production est de **17,6 million de m³ /an** de gaz naturel liquéfié.

Le complexe GL1/Z a pour mission de transformer le gaz naturel transporté par gazoduc en provenance des champs gaziers de Hassi R'mel en gaz naturel liquéfié (GNL) avec possibilité d'extraction de la gazoline, ce GNL est ensuite transporté vers l'étranger dans des méthaniers. Le gaz naturel arrive au complexe GL1/Z à une pression de 46 bars et une température ambiante variant entre 25 et 30°C après avoir subi un prétraitement au niveau de Hassi R'mel.

Le complexe comporte **trois zones** principales :

3. Zone utilités :

Les utilités constituent une zone importante au sein du complexe GL1/Z. Elles permettent d'assurer la fourniture de tous les besoins pendant le démarrage et la marche normale des trains de liquéfaction.

3.1. Source d'énergie :

La production de la vapeur joue un rôle important comme source d'énergie pour le Fonctionnement de divers équipements à savoir :

- Les turbos générateurs : production d'électricité (TG1, TG2, TG3) ;
- Les turbos compresseurs : compression de gaz KT (110/120/121/130) ;
- Les réchauffeurs : pour l'échange de chaleur ;
- Les turbos pompes : pour l'entraînement des pompes ;
- Les ventilateurs à tirage forcée.

3.2. Vapeur :

Cette vapeur est produite par un ensemble de :

- 18 chaudières d'une capacité unitaire de 136 tonnes de vapeur/heure à 62 bars à une Température de l'ordre de 440 °C ;
- 04 chaudières de 400 tonnes/heure chacune à 62 bars et à une température de l'ordre de 440°C type (MHI : Mitsubishi Heavy Industries);

- 02 chaudières de 400 tonnes /heure chacune à 62 bars et une température de l'ordre de 440°C type (IHI : Ishikawajima-Harima Heavy Industries);
- 03 chaudières de 91 tonnes/heure chacune à 62 bars à une température de l'ordre de 440°C ;
- Une chaudière à basse pression capable de produire 51 tonnes de vapeur/heure à 27 bars.

3.3. Source de refroidissement :

L'eau est la source de refroidissement transportée par un ensemble de six (06) pompes de grande puissance de 35000 m³/h.

3.4. Production d'électricité :

La production d'électricité est assurée par trois (03) alternateurs entraînés par des turbines à vapeurs. Les turbo-alternateurs fournissent l'énergie de 18 MW par générateur plus une source de secours branchement SONELGAZ de capacité de 13 MW.

3.5. Unité de dessalement :

L'eau dessalée est produite au moyen du dessalement d'eau de mer. Cette aire comprend six unités de dessalement, fonctionnant en parallèle et produisant 45 m³/h d'eau dessalée chacun. Par ailleurs, le complexe GL1/Z s'est doté récemment d'un nouveau type de dessaleur, suivant le procédé d'ejecto-compresseur. Cette eau sert à alimenter les chaudières pour la production de vapeur, entre autre cette eau dessalée est utilisée aussi comme fluide de refroidissement pour certain équipement mécanique tel que les pompes...etc.

3.6. Electro-Chloration :

La chloration des eaux de mer a pour but d'empêcher le développement des substances marines vivantes telles que les moules pouvant se proliférer et causant un bouchage ou une obstruction au niveau des condenseurs à eau de mer.

3.7. Production d'azote :

L'azote est utilisé dans le complexe comme fluide de sécurité pour les opérations d'inertage lors des démarrages des unités d'exploitation. L'azote est produit à partir de l'air ambiant, faisant l'objet d'un traitement de séparation. Il faut noter que cette installation est à l'arrêt et ce pour des raisons de défaillance mécanique des compresseurs.

3.8. Production d'air comprimé :

Les organes d'instrumentation telle que les régulateurs et les différentes vannes sont à commande pneumatique. L'air instrument subit au préalable un séchage et ce, pour éviter une corrosion ou une dégradation des organes d'instrumentation.

Les besoins du complexe sont estimés à 4600 m³ d'air, cet air est fourni par cinq compresseurs centrifuges avec une pression de refoulement de 10 bars stocké au niveau des ballons récepteurs d'air instrument. [2]

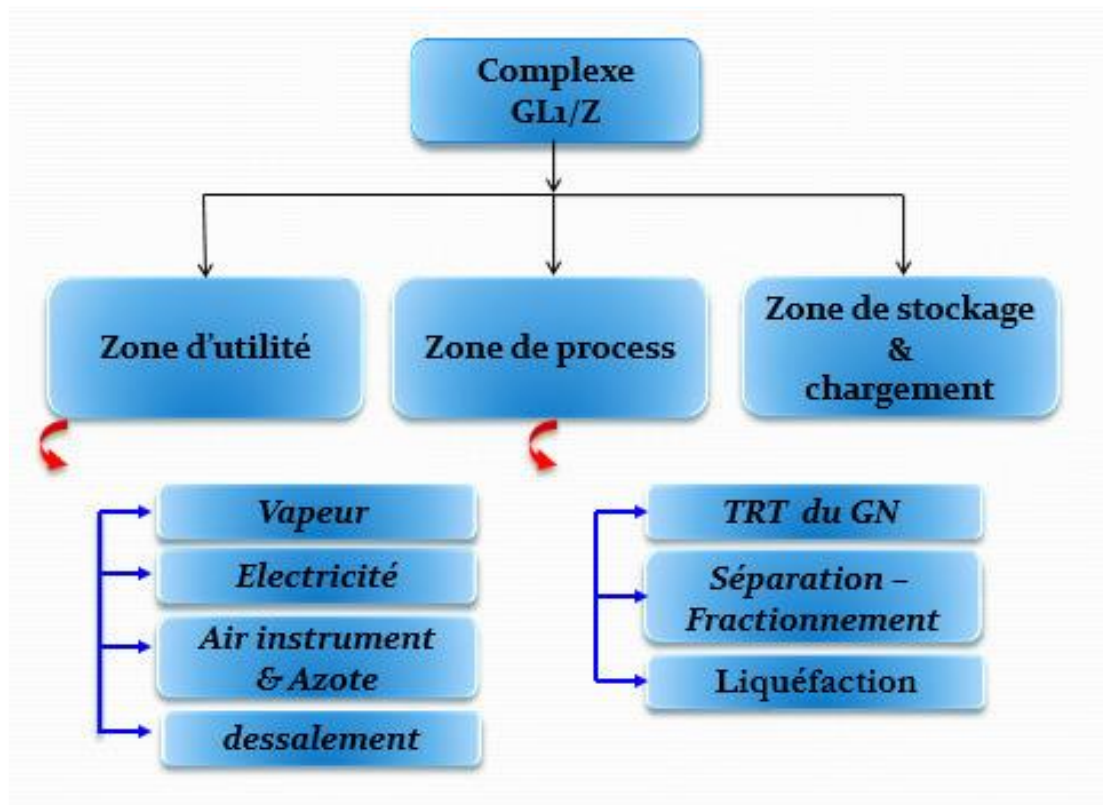


Figure I.1: Description du complexe.

4. Zone Process (procédé de liquéfaction) :

Cette zone est composée de six (06) trains qui produisent 8000 m³/jour/train du GNL. Chaque train dispose de sa propre section de décarbonatation, déshydratation et de démercurisation et de liquéfaction du GN.

4.1. Définition du gaz naturel :

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane (CH_4) en grande proportion ainsi que d'autre hydrocarbure gazeux tel que l'éthane, le propane, le butane, le pentane et l'hexane en proportion décroissante. Sa composition révèle en outre suivant les cas, la présence d'hélium, d'azote, de gaz carbonique, de sulfure et de vapeur d'eau.

La genèse du gaz naturel est tout à fait analogue à la genèse du pétrole (qui est un mélange d'hydrocarbures lourds). Elle résulte de la décomposition de la matière organique essentiellement sous-marine, déposée au cours des époques géologiques. C'est la raison pour laquelle les couches dans lesquelles se trouve piégé le gaz naturel sont en général plus profondes.[3]

4.2. Description du procédé de liquéfaction :

L'usine de liquéfaction comprend six trains de liquéfaction indépendants qui fonctionnent en parallèle avec une capacité de production du GNL de $8000 \text{ m}^3/\text{jour}/\text{train}$. Dans chaque train, le gaz d'alimentation passe par trois étapes différentes de traitement :

4.2.1. Section du traitement de gaz :

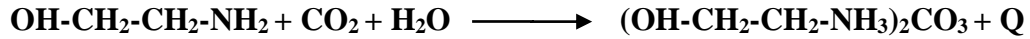
Les composants du gaz naturel tels que les gaz carboniques, les vapeurs d'eau et les hydrocarbures lourds tendraient à se condenser et à se solidifier à des basses températures qui sont supérieures à celle de la liquéfaction du gaz naturel ($-162 \text{ }^\circ\text{C}$) provoquant l'obstruction des tuyauteries et des équipements froids. C'est pour cette raison qu'on doit éliminer ces composants.

a) Décarbonatation :

La décarbonatation a pour rôle l'élimination du CO_2 contenu dans le gaz naturel avant qu'il ne pénètre dans la section de liquéfaction afin d'éviter la solidification du CO_2 dans la partie froide du procédé.

On sait que le CO_2 se solidifie à une température de -57°C et que pour liquéfier le gaz naturel, il faut atteindre une température de -162°C car la présence de CO_2 dans le gaz naturel lors de son passage dans la section froide provoque le bouchage des conduites et des tubes des échangeurs.

L'élimination du CO₂ du gaz naturel se fait à l'aide d'une solution MEA d'une concentration variant de 12 à 15 %. Elle est incolore, sa densité est de 1,107 à 20 %, sa formule chimique est : (NH₂-CH₂-CH₂-OH).



La MEA riche pénètre dans le régénérateur (F.501) au-dessus du premier plateau où elle est en contact avec les vapeurs ascendantes, ce contact MEA vapeur permet l'élimination du CO₂ de la MEA.[3]

b) Déshydratation :

Ce dernier passe ensuite par un sécheur (R.310 où R.311) constitué de tamis moléculaire où il sera complètement séché jusqu'à une teneur de 1ppm max.

A la sortie de chaque sécheur, le gaz passe à travers des filtres afin de retenir les particules en suspension. En cours de production le sécheur en service absorbe l'eau contenue dans le gaz naturel, jusqu'à saturation arrivée à cette étape le second sécheur est mis en exploitation pour assurer la continuité du procès et le sécheur saturé est mis en régénération.

La régénération consiste en l'élimination de l'eau adsorbée par le tamis moléculaire.

c) Démercurisation :

C'est la dernière étape du traitement : elle consiste à éliminer le mercure, Dans le démercuriseur (R.312) par des adsorbants solides imprégnés de soufre.

Le mercure est un agent corrosif pour les circuits cryogéniques, et à un comportement particulier en matière de corrosion. Il devient très agressif pour l'aluminium. [3]

4.2.2. Section de séparation et de liquéfaction :

Elle comprend deux étapes :

a) Séparation :

Le rôle et le but de cette section est de :

- Récupérer les différents composants du GNT d'alimentation, lesquels seront utilisés, après fractionnement, pour ajuster les compositions des fluides réfrigérants (MCR et propane) dans leurs boucles respectives.

➤ Récupérer les hydrocarbures lourds en vue de leur valorisation.

Avant d'introduire Le gaz naturel débarrassé de son CO₂, de son eau et de son mercure dans la section de séparation de la tour de lavage, il subit un pré - refroidissement pour que sa température soit portée à (-34°C). Dans les deux échangeurs au propane (appelés schillers) installés en séries E522 puis le E524.

Le gaz naturel traité est introduit dans la tour de lavage au niveau 9ème plateau ; la phase vapeur est envoyée vers le condenseur de tête (E.523) à propane pour le démarrage et puis l'échangeur de récupération des GPL (E.540) ensuite vers le ballon de flash séparateur (G.714), où la partie liquide constituée par les GPL (gaz de pétrole liquéfié: C₃/C₄) assure le reflux de la tour de lavage, et la partie vapeur est envoyée vers liquéfaction après son passage une seconde fois dans le (E.540). La phase liquide riche en hydrocarbures lourds est entraînée par le liquide de reflux vers le fond de la tour de lavage d'où elle doit rejoindre le fractionnement.

b) Liquéfaction :

Elle s'effectue en faisant refroidir le gaz naturel traité (GNT) en utilisant un réfrigérant mixte appelé MCR. Le réfrigérant mixte est un mélange d'azote, de méthane, d'éthane, et de propane. Le propane pré refroidit le gaz naturel et pré refroidit et condense partiellement le réfrigérant mixte .tout le refroidissement ultérieur est réalisé par le réfrigérant mixte.

• Echangeur principal (E.520) :

La liquéfaction du gaz naturel traité (GNT) est assurée par l'échangeur principal (E.520) en utilisant du MCR. L'échangeur principal, de type bobines à serpentins enroulés, comprend six faisceaux qui accueillent le MCR liquide et le GNT (deux faisceaux pour chaque fluide).Le liquide est envoyé vers la conduite d'alimentation des bacs de stockage par deux pompes (J.1020) et (J1030) à une température de -162°C.

• Le ballon déazoteur :

Le but principal de cette détente est de réduire la teneur d'azote, afin qu'il soit conforme à la spécification. Une teneur élevée d'azote dans le GNL nécessite des températures encore plus basses dans les bacs de stockage pour réduire le phénomène de boil-off et, comme cet élément ne contribue pas à l'augmentation du pouvoir calorifique supérieur (PCS) du GNL, sa réduction est nécessaire.

Les vapeurs issues de ce flash riches en azote cèdent leurs frigories dans l'échangeur (E.530) pour liquéfier une certaine quantité de GNT, avant d'être enfin aspirées par le compresseur fuel gaz afin d'être utilisées comme gaz d'alimentation des chaudières.

4.2.3. Fractionnement :

La section fractionnement a pour rôle, la séparation des hydrocarbures éliminés du courant du gaz naturel dans la tour de lavage. Pour éviter leur solidification au niveau de la section de liquéfaction et prépare les fractions nécessaires à l'alimentation interne des divers équipements du complexe.

Le résidu de la tour de lavage passe successivement par ces quatre colonnes pour produire, respectivement du méthane, de l'éthane, du propane, du butane et de la gazoline. Elle est constituée essentiellement de quatre sections de distillation :

a) Section Déméthanisation :

Les composés légers méthane en majorité sont séparés des hydrocarbures lourds et passent vers de la colonne à contre-courant par rapport à un débit de reflux continu cascade le long des plateaux du déméthaniseur. Les vapeurs de tête sont partiellement condensées dans un condenseur sous l'effet de réfrigérant puis séparées dans le ballon de reflux. Les vapeurs non condensées fournissent une source d'appoint en méthane.

b) Section Deéthanisation :

Le débit d'hydrocarbure lourd venant de la colonne de déméthanisation est à son tour fractionné dans le deéthaniseur afin de produire essentiellement de l'éthane comme produit de tête. L'éthane obtenue sert d'appoint réfrigérant (MCR) et à la tour de lavage, surtout pour le contrôle qualité du GNL particulièrement en vue d'amélioration de son pouvoir calorifique (PCS).

c) Section dépropanisation :

La colonne de dépropanisation est alimentée par un courant continu d'hydrocarbure venant de la colonne deéthanisation. La section dépropanisation a pour but de produire du propane pour les appoints PCS et un appoint pour le circuit de réfrigération de propane.

d) Section débutanisation :

Les fractions lourdes de la colonne de dépropanisation constituent une alimentation pour la dernière colonne de distillation de la section de fractionnement. Le produit débutanisé du fond est refroidit puis envoyé vers le stockage de gazoline dans une sphère compose en essence les C₅⁺. [3]

5. Zone Stockage et Chargement :**5.1. Stockage du GNL :**

Cette zone se situe au bord de la mer facilitant le chargement des méthaniers .Le GNL produit par les six trains est pompé depuis le ballon déazoteur aux réservoirs de stockage de GNL au nombre de trois bacs de doubles parois métalliques avec une capacité de 100.000 m³ chacun à 1,03 bar et -162°C.

5.2. Stockage de la gazoline :

Du collecteur du débutaniseur, la gazoline est stockée a 0,3bars dans une sphère de 3281m³où elle est transférée vers le stockage du complexe GL1/Z pour être commercialisée.

5.3. Chargement :

Le chargement du GNL se fait à partir de deux quais et cela par refoulement à travers un collecteur commun jusqu'aux quatre bras de chargement installés sur le quai, et sont articulés pour permettre le raccordement aux brides du navire avec une certaine liberté de mouvement. Un cinquième bras est destiné à la collecte des vapeurs du méthanier lors de la mise en froid et du chargement ; ces vapeurs sont acheminées soit vers la torche du terminal, soit vers le système du gaz combustible.[3]

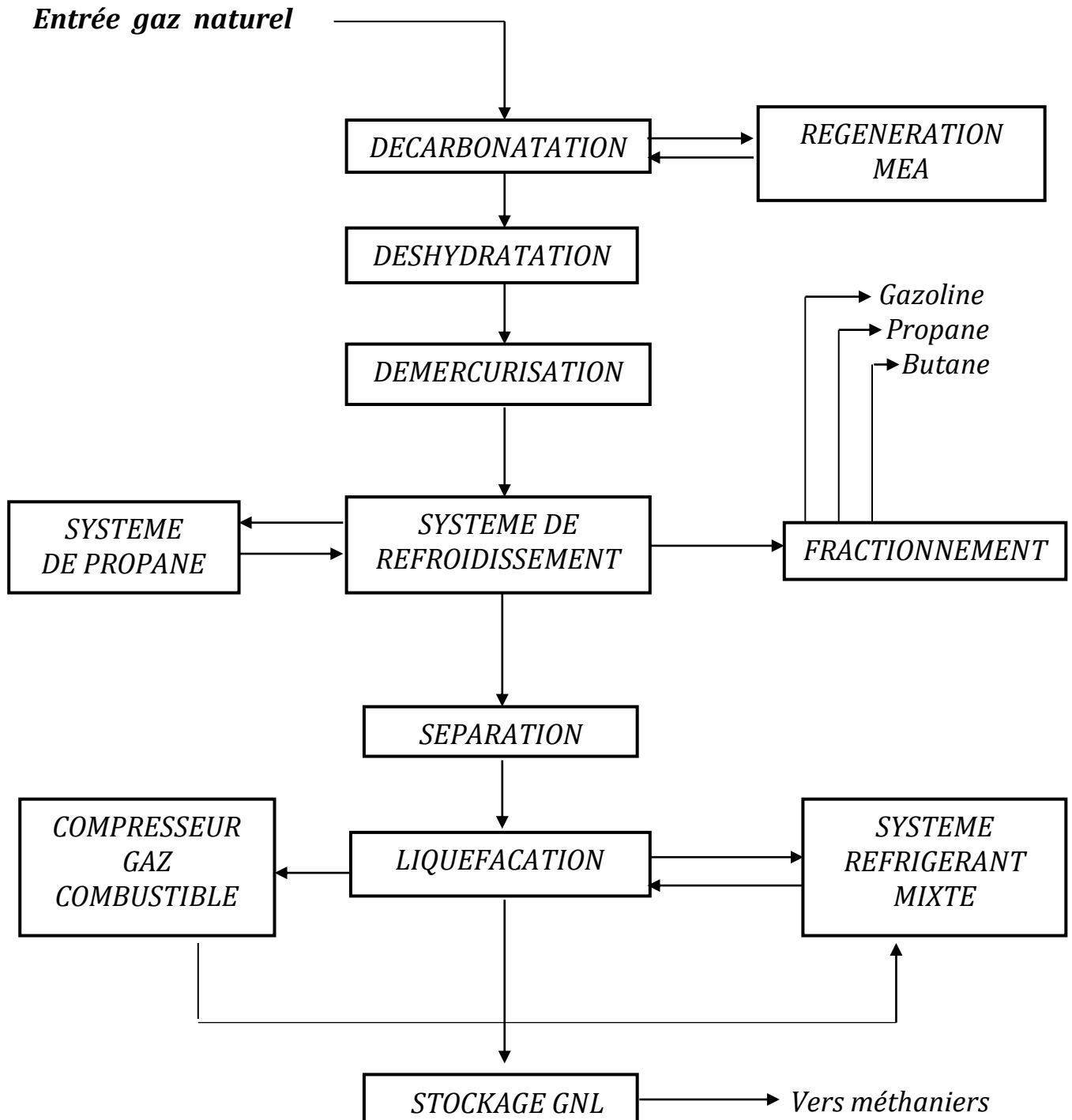


Figure I.2 : Schéma descriptif du procédé.

6. Principe de procédé :

L'usine de liquéfaction du gaz naturel **GL1/Z**, a été conçue pour assurer le transport sous forme liquide du **GN**. Les propriétés physiques et la composition chimique du **GNL** sont regroupées dans les tableaux suivants :

Tableau I.1 : Compositions du GNL.

Composants	% Molaire Moyen
He	0,02
N ₂	0,801
CH ₄	90,748
C ₂ H ₆	7,688
C ₃ H ₈	0,751
iC ₄ H ₁₀	0,009
nC ₄ H ₁₀	0,003
iC ₅ H ₁₂	0,000

Tableau I.2 : Conditions de stockage du GNL.

Les conditions de stockage du GNL	
Masse moléculaire	18,2 g/mole
Pression	1,03 bar absolu
Température	-162°C

CHAPITRE II

*Description et principe de
fonctionnement des
chaudières*

1. Introduction :

La vapeur d'eau est un fluide moteur d'un complexe de liquéfaction du gaz naturel. La génératrice de cette énergie indispensable à la production du GNL est la chaudière. La production de la vapeur de l'usine GL1/Z est assurée par les 28 chaudières avec différentes capacités.

L'installation de générateur de vapeur a pour but de produire une quantité suffisante pour les besoins de consommation du complexe, car un manque de vapeur entraîne un arrêt immédiat des installations. [4]

2. Rôle d'une chaudière :

L'objectif principal d'une chaudière est de produire de la vapeur d'eau en absorbant de la chaleur avec le meilleur rendement possible. Parmi les autres objectifs visés dans l'utilisation d'une chaudière, il faut souligner la pureté de la vapeur, sa fiabilité et la sécurité de marche.[5]

3. Définition d'une chaudière :

Une chaudière ou générateur de vapeur est un équipement servant à la transformation de l'eau liquide en vapeur, selon la température et la pression définie par la destination de cette vapeur, sous l'effet d'apport de chaleur.

L'apport de chaleur est généralement réalisé par la combustion d'un combustible dans le foyer de la chaudière. Il peut être aussi externe (gaz chauds des différents processus).[5]

4. Les constituants de la chaudière :

La chaudière est pourvue d'appareils de sécurité qui assurent une production optimale dans les conditions d'exploitation normale et d'urgence. Elle se compose de :

- **FICHE TECHNIQUE DES CHAUDIERES 400T/H :**
- Type de chaudière : chaudière à simple ballon, tube d'eau à circulation naturelle à suspension et en montage extérieur ;

- Régime continu maxi (MCR) : 400000 Kg/h ;
- Capacité de pointe (pour 2 h/ jour) : 440000 Kg/h ;
- Pression de calcul : 75.5 Bar ;
- Pression de vapeur à la sortie de surchauffeur : 65.0 Bar ;
- Température de vapeur à la sortie de surchauffeur au MCR $441\text{ C}^\circ \pm 5\text{ C}^\circ$;
- Température d'eau alimentation à l'entrée d'économiseur : 105 C° ;
- Température ambiante : 27 C° ;
- Humidité relative : 70 % ;
- Combustible : gaz combustible spécifié ci après ;
- Système de combustion : combustion frontale ;
- Système de tirage : tirage forcé ;
- Méthode de régulation de température : arrosage de condensât d'eau ;
- Plage de régulation de température : 25-110 %.

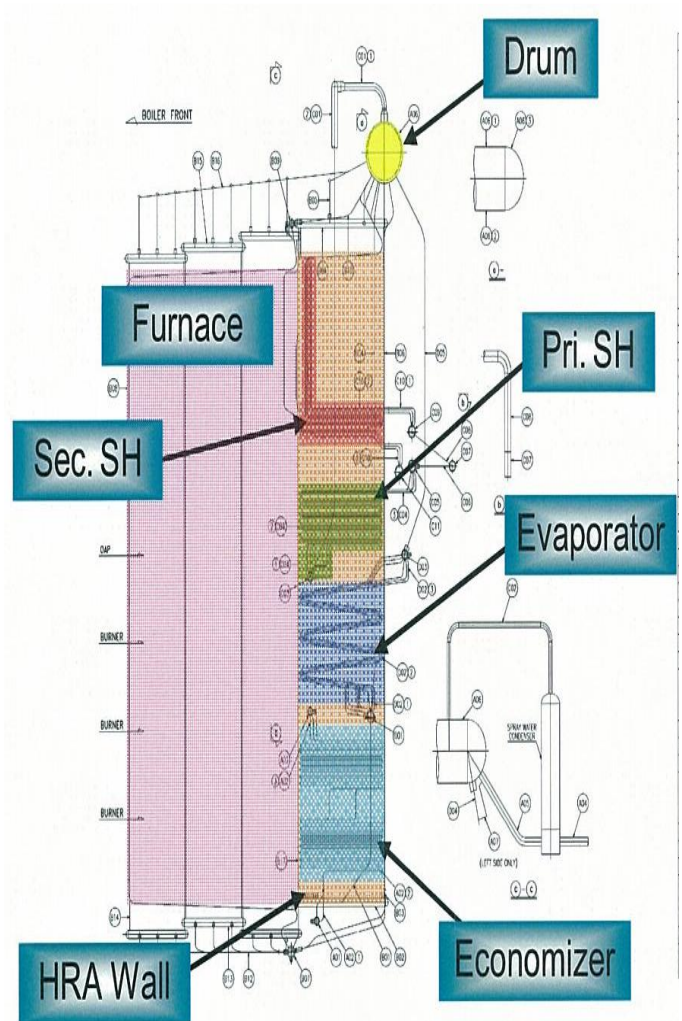


Figure II.1 : Vue générale d'une chaudière.

4.1. Ballon de vapeur (Drum) :

Le ballon de vapeur est constitué de tôles laminées d'acier soudées par fusion, et tubulure en acier et trous d'homme, l'eau d'alimentation est introduite dans le ballon depuis l'économiseur via le condenseur.

La chaudière est équipée d'un grand ballon pour assurer un stockage approprié de vapeur et minimiser les fluctuations niveau d'eau résultant de changement brusque de demande en vapeur.

Le mélange vapeur / eau amené au ballon depuis les tubes montant et tubes de paroi de four est recueilli dans un compartiment constitué de chicanes intérieures, de ce compartiment la vapeur est dirigée vers les turbo séparateur.

En sortant des turbos séparateurs la vapeur remonte uniformément et à une vitesse relativement faible vers une série de chicanes disposées dans la direction longitudinale du ballon. Ces chicanes constitue la dernière étape de séparation d'eau.

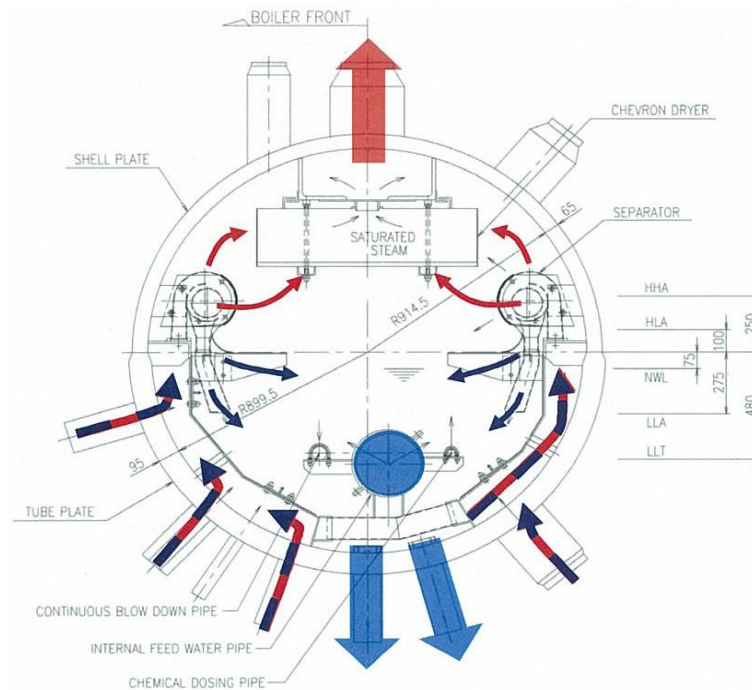


Figure II.2 : Schéma d'un ballon de vapeur.

4.2. Chambre de combustion (Furnace):

La chaudière est enveloppe entièrement soudée à l'épreuve de pression constituée de panneaux tubulaires à ailettes soudées.

La chambre de combustion est un récipient de grand volume dont les parois sont refroidies à l'eau et où la combustion se produit, pour diriger les gaz de fumée vers la zone de convection.

- La paroi tubulaire de la chambre de combustion fait bouillir l'eau provenant de la paroi arrière de zone de récupération de chaleur.
- Les produits de la combustion sont refroidis par la paroi tubulaire de la chambre de combustion à la température de gaz appropriée.

4.3. Evaporateur :

L'évaporateur sert à réchauffer l'eau à l'intérieur du ballon, il est du type circulation naturelle et est situé en aval de la 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.

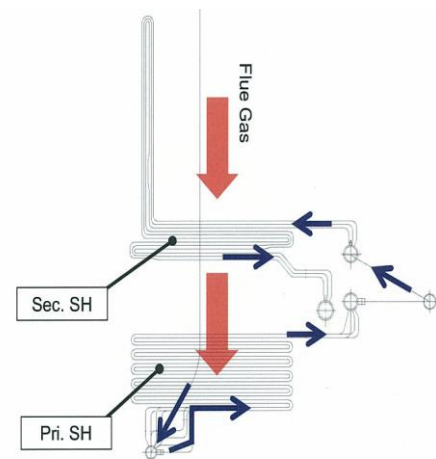


Figure II.3 : Schéma d'évaporateur.

4.4. Surchauffeur :

Le surchauffeur consiste en étages primaire et secondaire. Le surchauffeur secondaire est constituée de tronçons verticale et horizontale. 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.

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 reliés par une tuyauterie équipée d'un désurchauffeur à arrosage d'eau de condensation.

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

La conception de la surchauffeur tient 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 variation de débit /température de gaz.

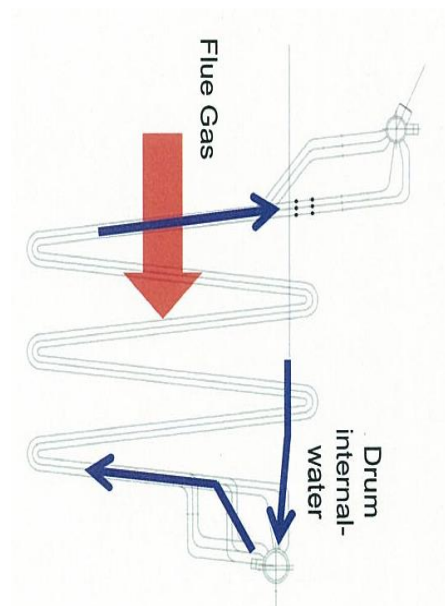


Figure II.4 : Schéma des surchauffeurs.

4.5. Economiseur :

L'économiseur a pour rôle de récupération certaines de calories des fumées dégagées de la chaudière pour préchauffer l'eau d'alimentation de chaudière avant qu'elle soit introduite dans le ballon de vapeur.

L'économiseur est à tube à ailettes spirale et se situe à la partie la plus basse de la passe de retour : il se compose de tubes horizontaux et parallèles.

L'eau d'alimentation est fournie au collecteur d'entrée d'économiseur via le clapet de retenue et la vanne d'arrêt. S'écoule vers le haut à travers les tubes économiseur (dans la direction opposée au gaz de carneau en vue d'un transfert de chaleur le plus rentable) et s'introduit dans le ballon de vapeur via le condenseur de désurchauffeur.

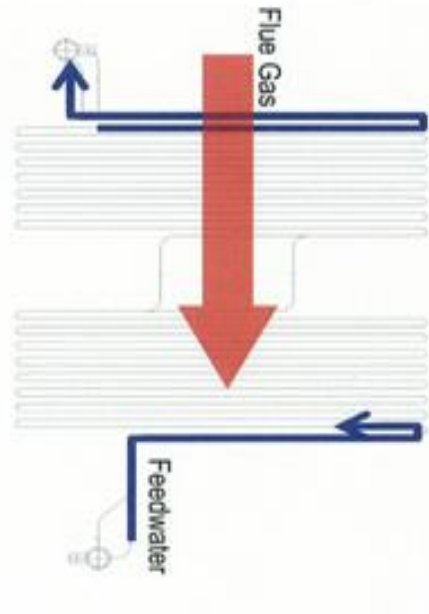


Figure II.5 : Schéma d'économiseur.

4.6. Enveloppe de chaudière :

L'évaporateur, le surchauffeur, l'économiseur et le four sont enfermés dans une enveloppe intérieure format enceinte sous pression en assemblage soudé étanche aux gaz.

Quant à l'enveloppe extérieure, elle ne sert pratiquement que de couvercle du matériau calorifuge à libre dilatation thermique car elle ne nécessite pas d'être étanche à l'air.

4.7. Réfractaire et calorifuge :

La chaudière et le four sont entièrement calorifuges avec du matériau approprié pour minimiser la perte de chaleur par la surface de l'enveloppe.

Les panneaux de laine minérale utilisés calorifuge de la majeure partie de l'enveloppe étant très souples et légers, l'enveloppe peut librement se dilater sans contrainte excessive.

4.8. Equipements Brûleur :

a. Brûleur à gaz :

- Type à faible NOx ;
- Nombre 9 ;
- Capacité maxi 6 500Nm³/h/brûleur ;
- Pression de gaz au brûleur approximité 1, 2 bars.

b. Registre d'air :

- Types pour brûleur à chauffe horizontale ;
- Nombre 9/ chaudière ;
- Température d'air 30°C.

c. Allumeur à gaz :

- Type à étincelage électrique (intermittent) ;
- Nombre 9/chaudière.

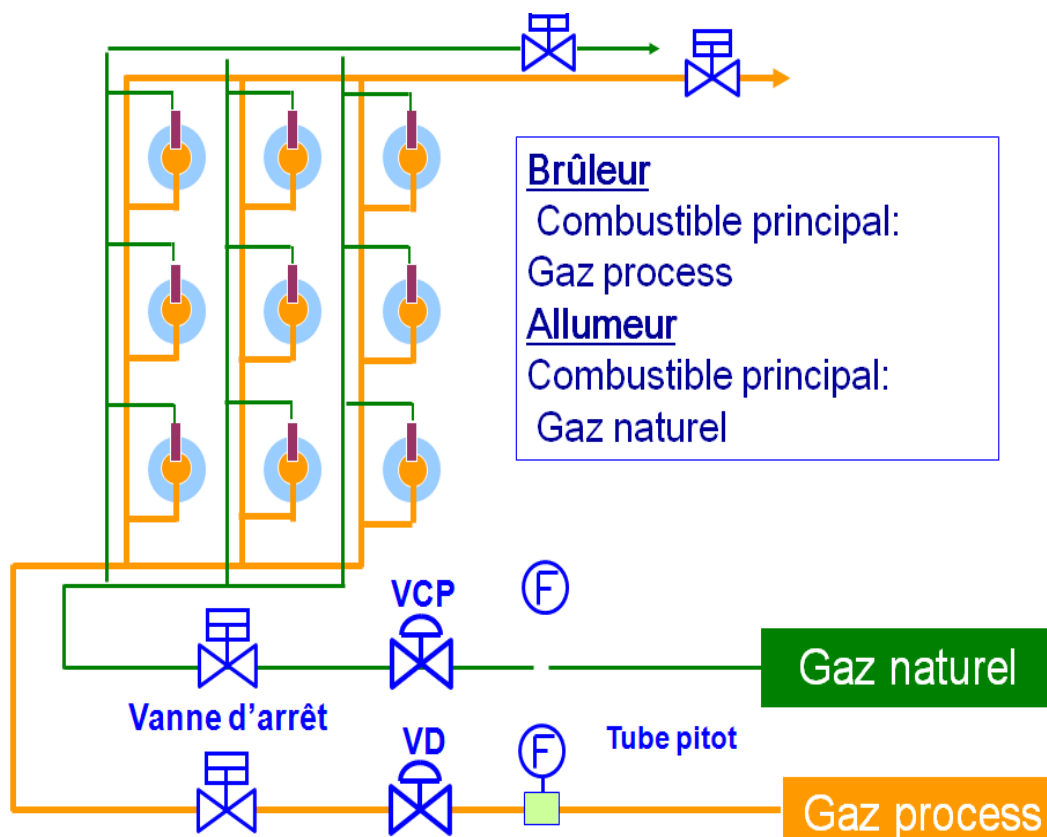


Figure II.6 : Schéma du circuit de gaz.

4.9. Dégazeur :

C'est un modèle à pulvérisation par plateau dont la capacité de stockage est de 31000 litres ;

- Pression de service : 0.37 bar ;
- Pression nominale : 3.5 bar ;
- Température de service : 105°C.

Le Dégazeur se compose d'un réchauffeur et d'un condenseur d'évent en acier inoxydable, se dernier et destiné à enlève les gaz dissous dans l'eau tel que (O₂, CO₂) et à réchauffe l'eau d'alimentation, les gaz sont évacués vers l'atmosphère vers évent.

La vapeur et l'eau se mélange au fond du réchauffeur ils en résultent une légère surchauffe qui provoque une violente ébullition qui garanti un très bon dégazage mécanique, les vapeurs sont condensée dans le condenseur.

a) Le rôle du dégazeur :

Le dégazeur est le gardien d'une installation de chaudières. Son rôle est d'enlever autant des gaz dissous dans l'eau d'alimentation des chaudières que possible. La concentration en oxygène à la sortie de dégazeur doit être uniformément à moins de 10 ppb. Comme autre assurance contre l'effet destructif de l'oxygène dissous, une quantité de carbohydrazide devrait être injecté.

b) Principe de dégazage :

Toutes les eaux contiennent des gaz corrosifs, les plus importants dans l'eau de chaudière sont l'oxygène et le dioxyde de carbone. Le type et la quantité de gaz dissout dans l'eau dépendent de l'atmosphère dans laquelle l'eau et le condensât ont été en contact.

L'oxygène provenant de l'air est très corrosif pour les surfaces métalliques des équipements utilisés dans les systèmes de production de vapeur.

L'efficacité de dégazage dépend de trois facteurs :

- Le fait que les gaz sont soit ionisés (il réagit avec l'eau), soit dissous sous forme de gaz libre.
- La pression relative exercée par le gaz dans l'eau et dans l'atmosphère (pression partielle).
- La température.

Chacun de ces paramètres joue un rôle dans le dégazage physique.

L'oxygène ne s'ionise pas quand il est dissout dans l'eau. Il est présent essentiellement comme «oxygène libre». Il diffère du gaz carbonique et de l'ammoniac. La teneur en oxygène pourra donc être diminuée efficacement jusqu'à une faible concentration par des méthodes physiques, alors que le gaz carbonique et l'ammoniac ne seront éliminés que dans la mesure où ils sont présents sous forme non-ionisée.

L'oxygène dissout dans l'eau exerce une pression proportionnelle à sa concentration. L'eau en conséquence, dissoudra de l'oxygène uniquement jusqu'au moment où un équilibre de pression sera atteint entre l'oxygène dans l'eau et celui dans l'atmosphère environnante.

Le dégazage physique détruit volontairement cet équilibre. Ceci est réalisé en entourant l'eau avec de la vapeur qui ne contient pas d'oxygène. La différence de pression oblige l'oxygène à quitter l'eau. La vapeur est alors mise à l'atmosphère pour maintenir constamment une concentration basse en oxygène dans le milieu.

Les gaz ne peuvent pas se dissoudre dans l'eau à sa température de saturation (température d'ébullition à une pression donnée) En pratique, cependant, la solubilité des gaz libres n'est jamais nulle, car la température de la vapeur est toujours légèrement supérieure à celle de l'eau. Ceci permet aux gaz d'être plus solubles dans l'eau que dans la vapeur.[6]

c) Les types des dégazeurs :

- Dégazeurs sous vide ;
- Dégazeurs combinés ;
- Dégazeurs thermiques ;
- Dégazeurs thermiques à pulvérisation.

d) Principe de fonctionnement général :

La présence des gaz dissous et particulièrement l' O_2 , provoque la corrosion des appareils du circuit eau et vapeur de la chaudière.

Ce genre de corrosion peut se produire aussi bien dans une chaudière en service qu'à l'arrêt et dans de mauvaises conditions de stockage (conservation).

Le dégazeur a pour rôle d'éliminer la plus grande partie possible de gaz dissout dans l'eau d'alimentation des chaudières, en chauffant et en épurant l'eau avec la vapeur.

L'injection du réducteur d' O_2 à l'entrée du dégazeur sur la ligne des retours condensats 3.45 bars a pour but de compléter le dégazage mécanique.

La concentration de l'O₂ sortie dégazeur doit être < 10ppb.

- Dégazage mécanique (physique) :

L'eau arrive à travers des collecteurs communs, retour condensat 62 bar venant du train et l'eau distillé venant du dessalement, cette eau transite un clapet circulaire contient 11 pulvrisateurs qui atomise cette eau et la vapeur passe à contre courant pour chasser les gaz dissous vers l'atmosphère par un évent situé au dessus du dégazeur.

- Dégazage chimique :

Pour éliminer les dernières traces d'oxygène dissous, il faut ajouter des réducteurs chimiques, ce sont des produits qui réagissent directement avec l'oxygène. Une gamme de réducteurs est disponible chacun ayant un domaine d'application : L'hydrazine, le sulfite de sodium, la carbohydrazide.....etc.

L'hydrazine était le produit le plus couramment utilisé avant que ne soient émises des réserves sur son utilisation du fait de sa toxicité en concentration élevée.

Le produit utilisé actuellement par le complexe est la carbohydrazide.

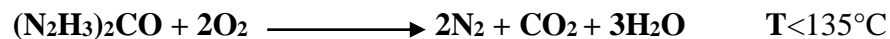


Figure II.7 : Dégazeur

- **La carbohydrazide (ACCEPTA) :**

La carbohydrazide est un produit chimique qui réduit l'oxygène dissous dans l'eau, Il protège la chaudière contre la corrosion ce qui lui donne une longue durée de fonctionnement. Il est commercialisé sous le nom de **L'ACCEPTA**.

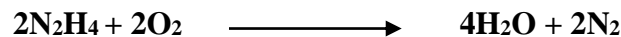
La réaction de l'accepta avec l'oxygène est semblable à celle de l'hydrazine, mais plus complexe. À température ambiante, la carbohydrazide réagit, directement avec l'oxygène (**réaction directe**) :



Le carbohydrazide se décompose en hydrazine à partir de **135°C** selon :



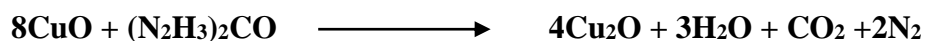
L'hydrazine formée réagit ensuite avec l'oxygène (**réaction indirect**) :



La vitesse de réaction (**directe**) de la carbohydrazide sur l'oxygène est beaucoup plus rapide que celle l'hydrazine.

L'ACCEPTA donne de nombreuses réactions intermédiaires et peut donner une meilleure passivation du métal.

Il réduit les oxydes métalliques de fer et de cuivre respectivement en magnétite **Fe₃O₄** et en oxyde cuivreux **Cu₂O**. Il a la même action de passivation des surfaces métalliques que l'hydrazine.



L'excès de carbohydrazide se dégrade en hydrazine à partir de **135°C**, il commence à se décomposer en hydrazine. Cette hydrazine se décomposera donc en ammoniacque à partir de **200°C**.

La carbohydrazide présente les avantages sur l'hydrazine :

- D'une plus grande rapidité de réaction à basse température sur l'oxygène ;
- D'une toxicité beaucoup plus faible. [7]

4.10. Pompes d'alimentation de chaudière (TPA – MPA) :

Les chaudières sont menu de trois pompes une turbo pompe et deux moto pompe, deux on service (turbo et moto) et une autre (moto) on arrêt on mode auto qui démarre par basse pression, avec une pression de refoulement 100 bar et un débit de...M³/ hr aspiration des pompes est a partir du dégazeur et leur refoulement vers l'économiseur puis le ballon.

4.11. Ventilateur à tirage forcé (TFDF – MFDF) :

Les chaudières sont menu de deux ventilateur un entraîné par une turbine et l'autre par un moteur électrique qui travail selon la charge de chaudière ; leur rôle et d'assuré l'admission d'air dans le foyer pour la combustion.

4.12. Circuit eau / vapeur :

Le schéma de principe du système vapeur et l'eau est indiqué ci-dessous :

Une chaudière est caractérisée par un cycle eau vapeur, sur le schéma ci-dessous, le cycle commence au niveau du dégazeur (DEG).

L'eau condensat alimente le dégazeur, l'oxygène dissous dans l'eau condensat est extraite par dégazage (Mécanique/Chimique). L'eau traitée est ensuite pompée vers la chaudière par les pompes alimentaires (BFP).

L'eau d'alimentation pompée passe par les vannes de contrôle d'eau alimentaire (CVD), l'économiseur (ECO) et le condenseur avant de passer dans le ballon.

Dans le ballon, l'eau d'alimentation est mélangée à l'eau circulant de la paroi du foyer, du **HRA** (**H**eat **R**ecovery **A**rea = zone de récupération de la chaleur) et de l'évaporateur. La vapeur produite dans la paroi du foyer, le HRA et l'évaporateur est refoulée dans le ballon sous forme d'une émulsion vapeur-eau.

La vapeur est séparée dans le ballon en vapeur saturée par des turbo séparateurs, on suit la vapeur est acheminé vers le surchauffeur qui est constitué dans surchauffeur primaire (SHP) et du surchauffeur secondaire (SHS). La température de la vapeur est régler par un désurchauffeur par injection entre le SHP et le SHS. La vapeur sortant de la chaudière passe dans le collecteur de vapeur HP.

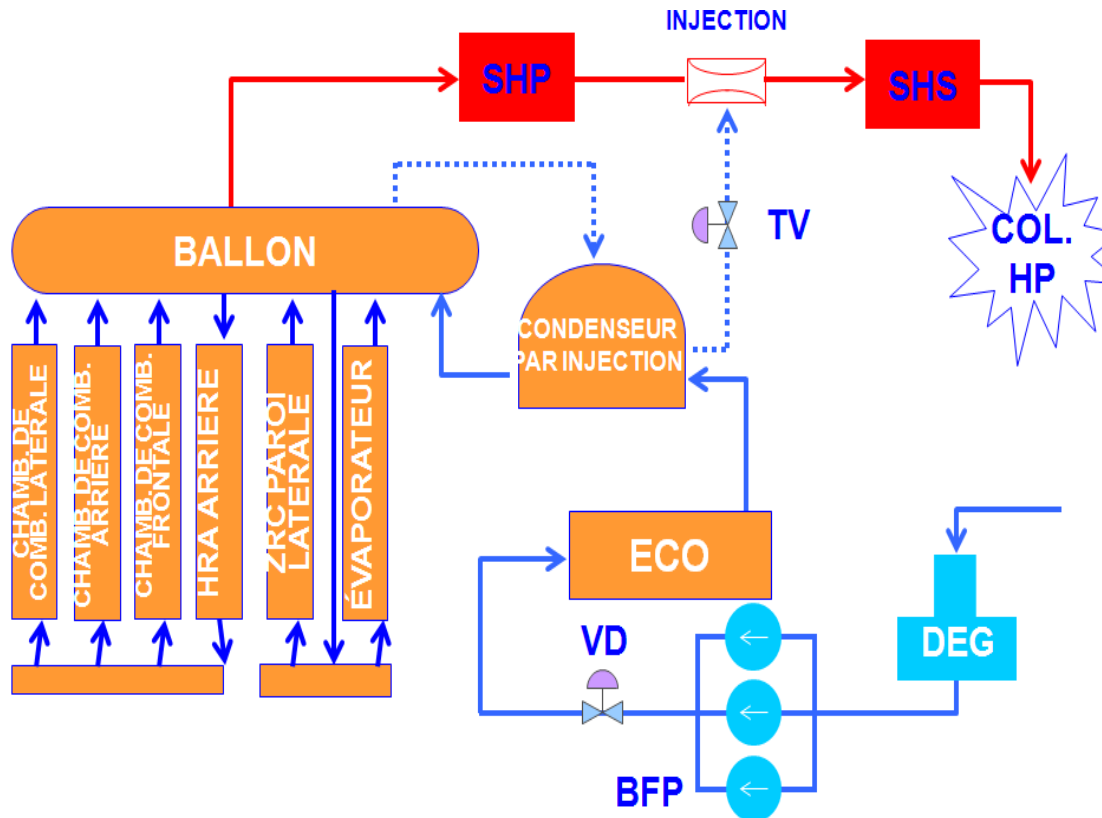


Figure II.8 : Schéma de principe du fonctionnement de la chaudière.

4.13. Système d'air et de gaz de fumée :

Le système de tirage est de type à tirage forcé, l'air venant de deux ventilateurs à tirage forcé (FDF) entre dans la boîte à vent séparée ou par l'orifice d'air supérieur (OAP). Le système OAP est un dispositif réduisant le dégagement de NO_x .

L'air de la boîte à vent est régulé par des régulateurs d'air dans chaque bruleur (PDZ), avant de pénétrer dans la chambre de combustion.

Les gaz chaud passe du foyer, vers la zone de récupération de chaleur (HRA).

Dans cette dernière, le gaz réchauffe la vapeur dans les surchauffeurs, et l'eau d'alimentation dans l'évaporateur et l'économiseur. Au fond de la section HRA, les gaz sort de la chaudière par le bien de la cheminée.

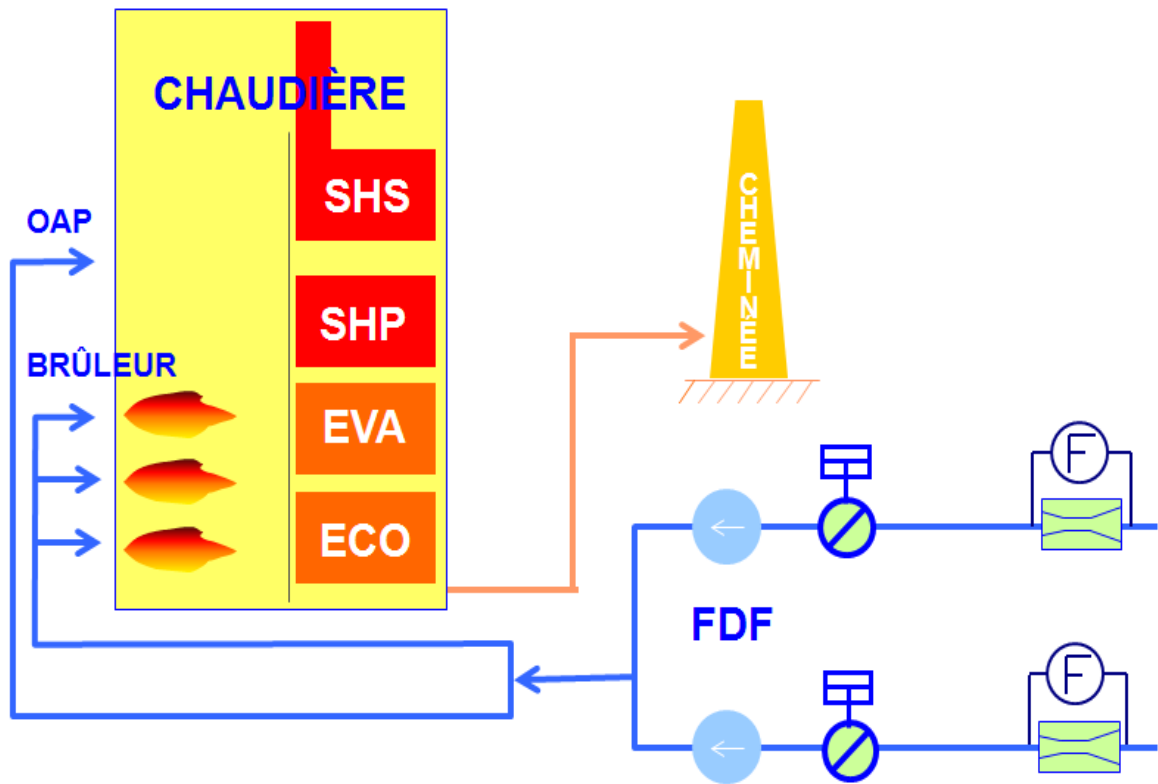


Figure II.9 : Schéma de principe du système d'air et de gaz de fumée.

CHAPITRE III

*La corrosion dans les
chaudières*

1. Introduction :

La corrosion des installations utilisant les circuits de vapeur, l'eau condensée et la vapeur, est en effet un problème majeur dans l'industrie. Elle se traduit généralement par la nécessité de remplacer fréquemment les tuyauteries, les vannes, les purgeurs corrodés, ce qui entraîne de lourdes pertes financières, en matériel, d'une part, en main-d'œuvre, d'autre part, ainsi que des heures de production pendant l'arrêt de l'usine nécessaire pour leurs remplacements.

2. Définition de la corrosion :

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. 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.[8]

3. Les différentes formes de corrosion :

La corrosion se présente sous différentes formes :

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.

3.2. Corrosion localisé :

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.

3.3. Corrosion par piqûre :

L'oxygène est très corrosif en eau chaude, même à une faible concentration, il peut occasionner de graves problèmes. Etant donné que les piqûres peuvent s'étendre profondément dans le métal, la corrosion par l'oxygène peut engendrer une rupture rapide de la canalisation de condensât.

En outre, l'oxyde de fer produit par la corrosion peut s'introduire dans la chaudière fournissant les frottements et l'usure.

La corrosion par l'oxygène peut être très localisée ou couvrir une grande surface. Elle se traduit par des piqûres bien définies ou par une surface très marquée. Les piqûres peuvent être de formes diverses.

L'attaque par l'oxygène constitue un phénomène électrochimique.

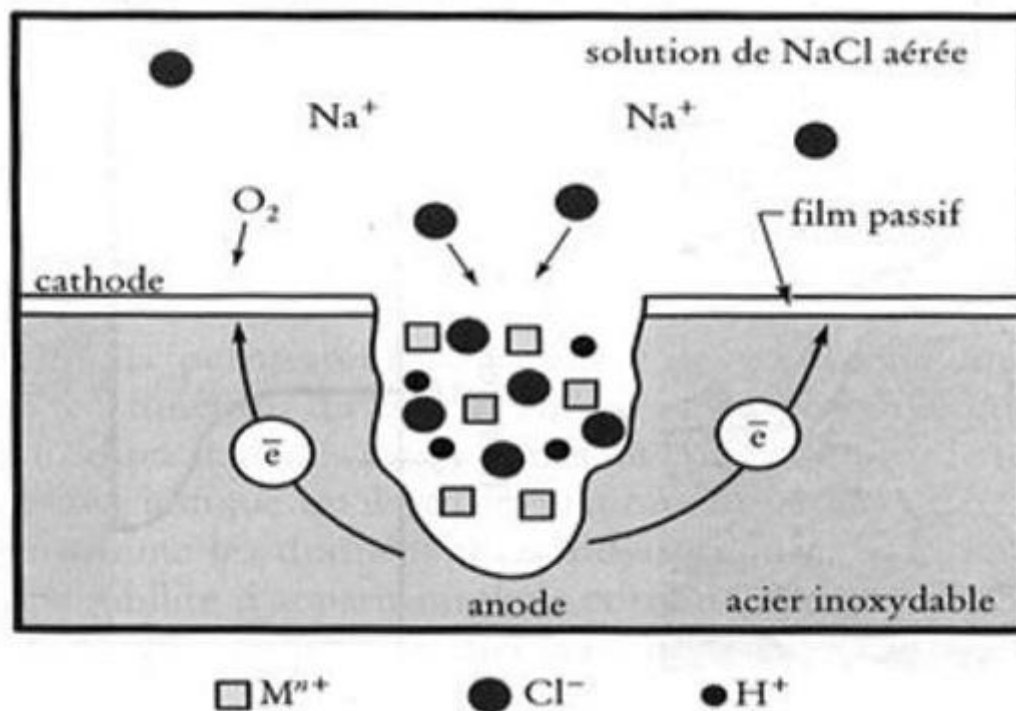


Figure III.1 : Corrosion par piqûre.



Figure III.2 : Effet d'une corrosion par piquûre.

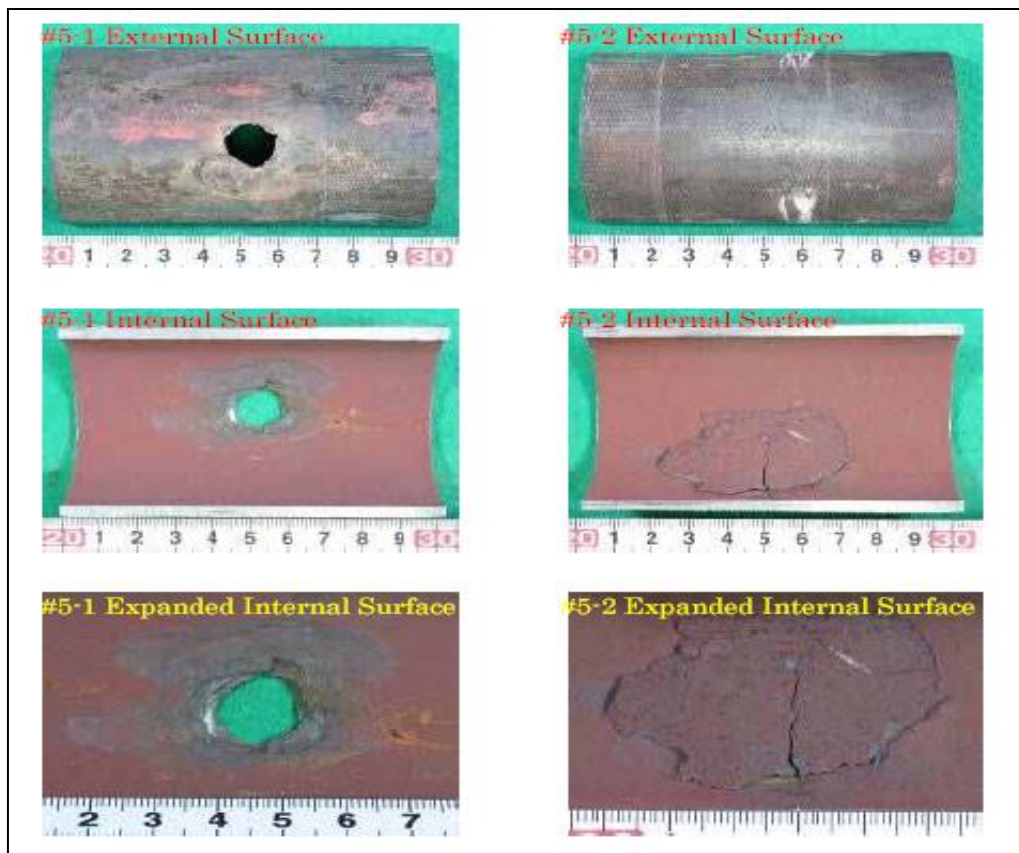


Figure III.3 : Observation interne et externe d'un tube de chaudière.

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.

L'élément moteur de la corrosion galvanique est la différence de potentiel qui s'établit entre les deux métaux, la vitesse de corrosion du métal plus actif (moins noble) augmente et celle du métal plus noble diminue. [8]

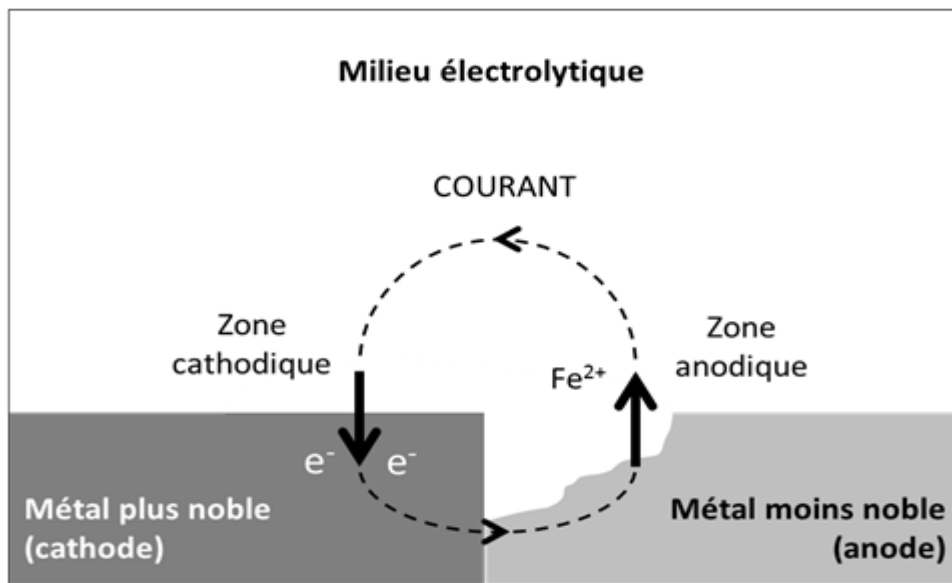


Figure III.4: Corrosion galvanique.

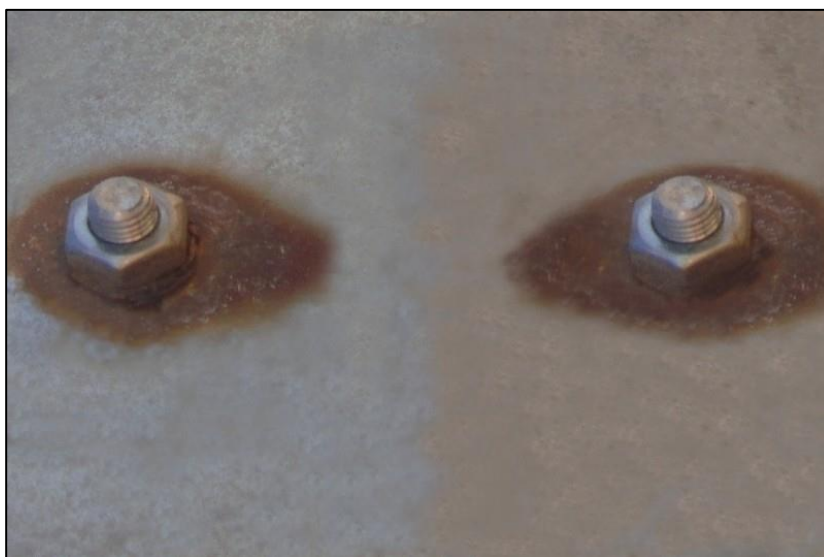


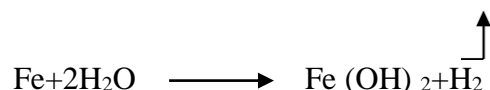
Figure III.5 : Effet d'une corrosion galvanique.

4. La 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. [9]

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'accélérerait par l'augmentation de la dissociation des molécules d'eau.

4.2. L'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. [10]

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.

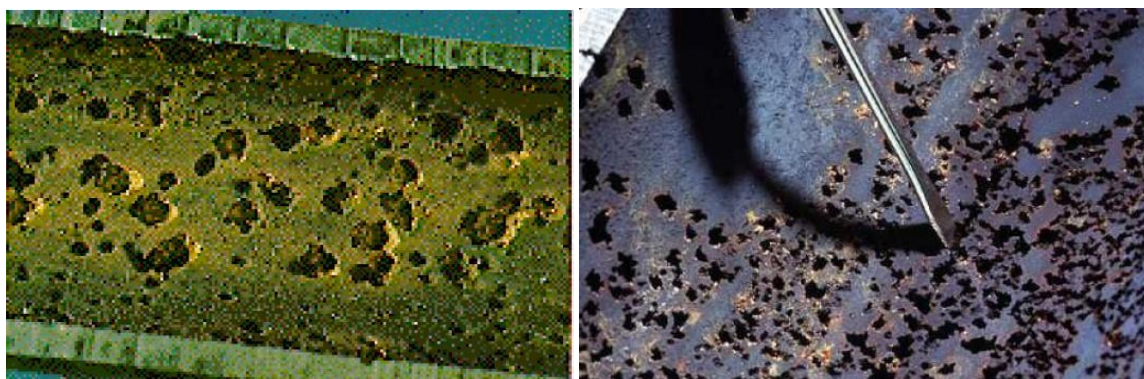


Figure III.6 : Corrosion par O₂.

4.3. La soude caustique :

La soude caustique, dont la présence en faible quantité est généralement bénéfique (fixation de pH dans une zone légèrement alcaline), peut donner lieu à un phénomène de corrosion, appelé fragilisation caustique, lorsqu'elle se trouve présente en concentration très importante.



Figure III.7 : Fragilisation caustique.

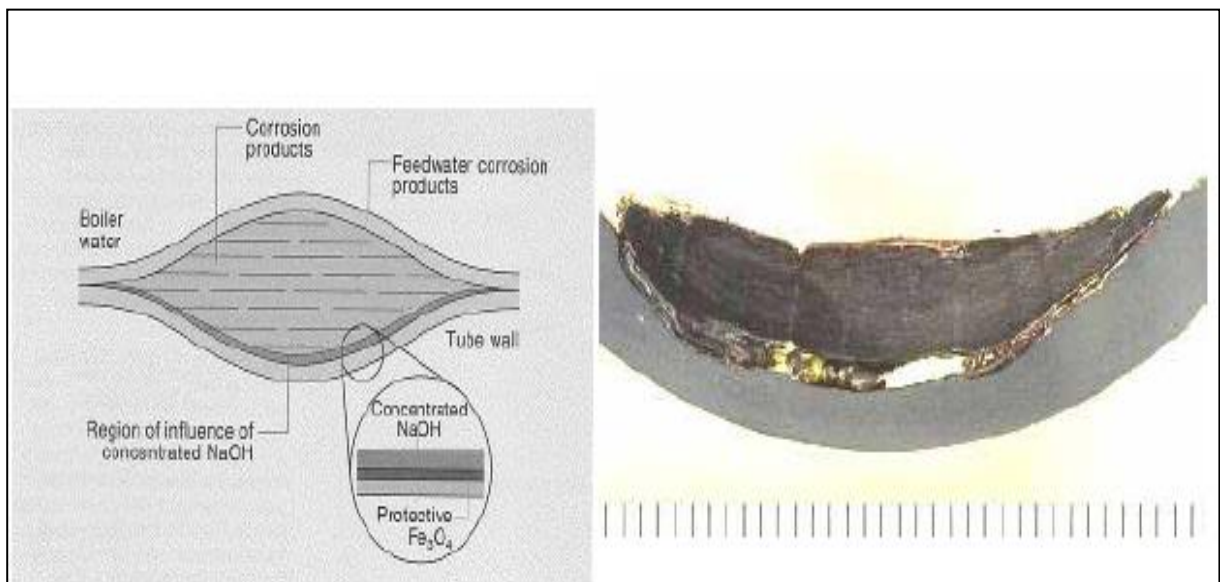
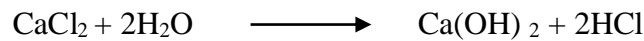
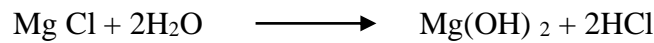


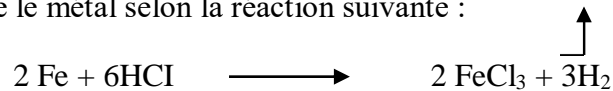
Figure III.8 : Effet de la corrosion caustique.

4.4. La 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. [10]



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



5. La corrosion dans les circuits de vapeur et d'eau condensée :

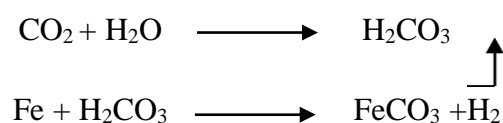
Dans le réseau de vapeur et de retour d'eau condensée, la corrosion est due essentiellement à l'oxygène, au gaz carbonique et à l'ammoniaque. Les effets de ces gaz se font toute fois sentir qu'en présence d'humidité, ce qui explique l'absence de corrosion dans les parties du circuit véhiculant de la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

5.1. L'action de l'oxygène :

L'action de l'oxygène dont le mécanisme est identique à celui décrit lors des corrosions en chaudière.

5.2. L'action de 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 CO_2 se dissout dans la phase liquide en se transformant en acide carbonique H_2CO_3 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.

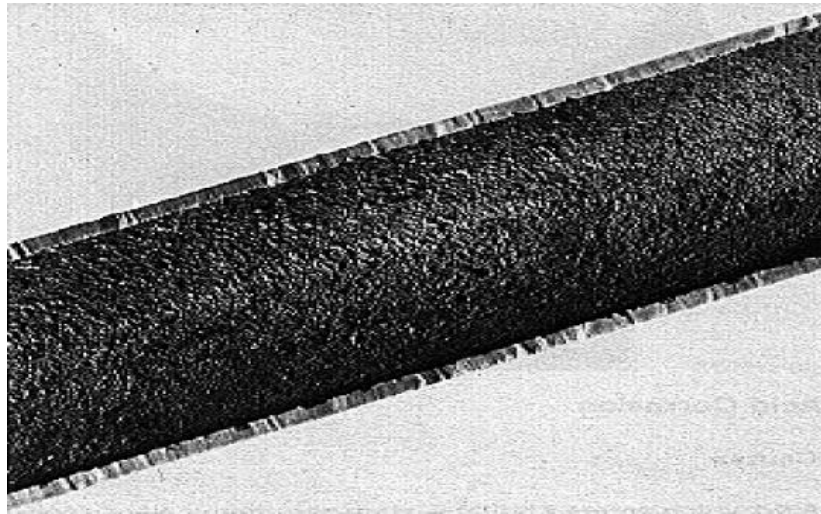


Figure III.9 : corrosion par CO₂.

6. Les facteurs agissant sur la vitesse de corrosion :

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

- La teneur en oxygène ;
- La température ;
- Le pH.

6.1. La 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.

6.2. La température :

L'élément principal déclencheur de la corrosion reste toujours l'oxygène, les autres facteurs comme la température ont une influence directe sur la vitesse de cette corrosion par l'oxygène comme la vitesse de corrosion pour une concentration donnée en oxygène passe pratiquement au double. C'est le cas de la corrosion dans les économiseurs et les chaudières.

6.3. Le 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.

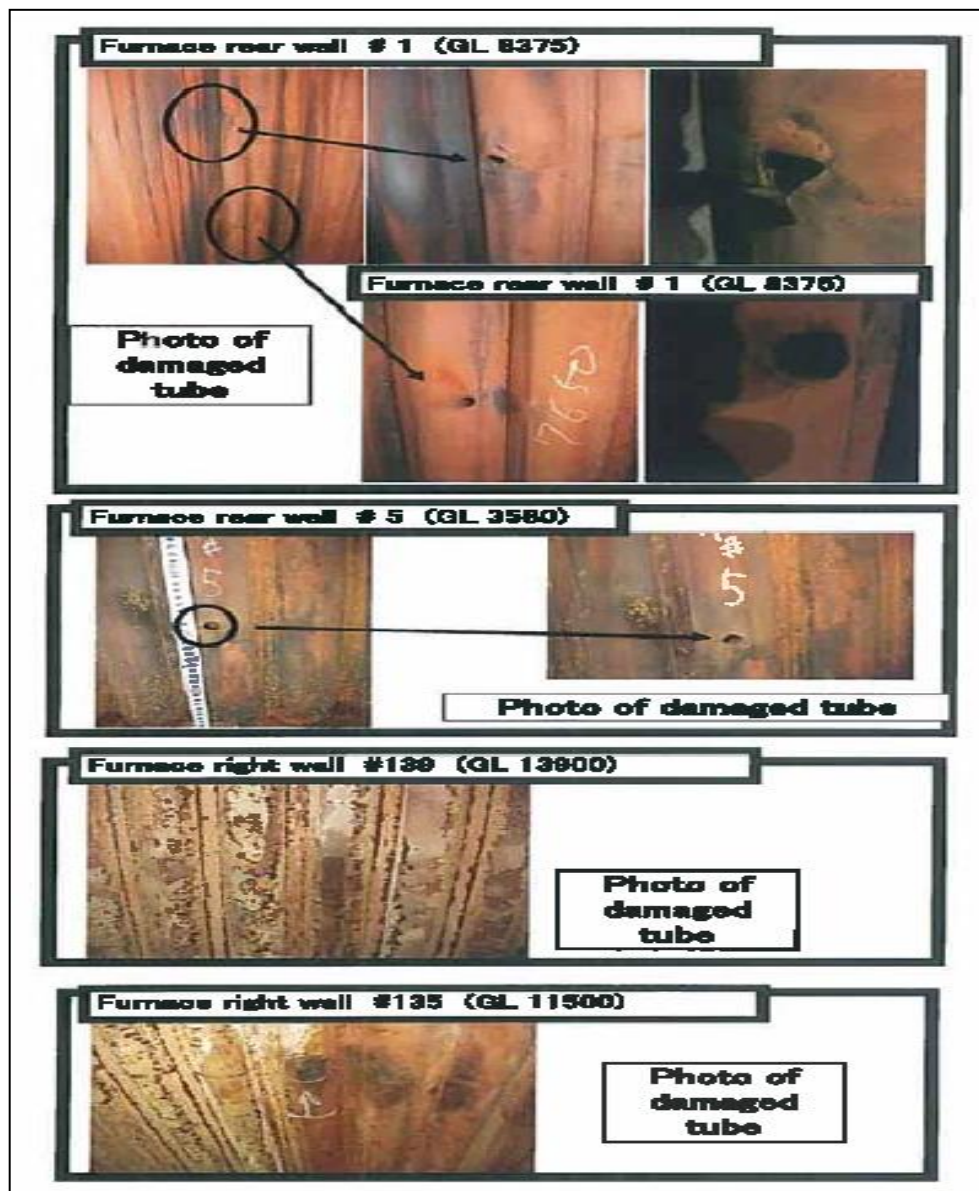


Figure III.10 : Effet d'une corrosion basique.



Figure III.11 : Phénomène de fluage causé par corrosion par fatigue (éclatement d'un tube).

CHAPITRE IV

*Calcul et interprétation des
résultats*

1. Introduction :

Toutes les eaux contiennent des gaz corrosifs, les plus importants dans l'eau de chaudière sont l'oxygène et le dioxyde de carbone. Le type et la quantité de gaz dissout dans l'eau dépendent de l'atmosphère dans laquelle l'eau et le condensât ont été en contact.

L'oxygène provenant de l'air est très corrosif pour les surfaces métalliques des équipements utilisés dans les systèmes de production de vapeur.

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 têt d'oxygène dissout du mois Novembre :

Novembre 2018	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	08/11/2018	15/11/2018	23/11/2018	27/11/2018
	9,3	13.5	15.6	6.1

Tableau IV.2 : Relevé du têt d'oxygène dissout du mois Décembre :

Décembre 2018	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau,d'alimentation des chaudières	08/12/2018	12/12/2018	19/12/2018	22/12/2018
	<u>6</u>	22	8	17

Tableau IV.3 : Relevé du têt d'oxygène dissout du mois Janvier :

Janvier 2019	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	02/01/2019	10/01/2019	16/01/2019	25/01/2019
	8	24	32,4	23

Tableau IV.4 : Relevé du têt d'oxygène dissout du mois Février :

Février 2019	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation des chaudières	07/02/2019	14/02/2019	21/02/2019	25/02/2019
	25,5	230	48	220

Tableau IV.5 : Relevé du têt d’oxygène dissout du mois Mars :

Mars 2019	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d’alimentation des chaudières	04/03/2019	10/03/2019	15/03/2019	23/03/2019
	330	120	83,8	280

Tableau IV.6 : Relevé du têt d’oxygène dissout du mois Avril :

Avril 2019	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d’alimentation des chaudières	01/04/2019	07/04/2019	10/04/2019	20/04/2019
	100	123	80.3	93.1

Les résultats hebdomadaires montrent un large dépassement par rapport à la limite maximale. La figure (IV.1) représente la teneur en oxygène dissout a la sortie du dégazeur en fonction du temps.

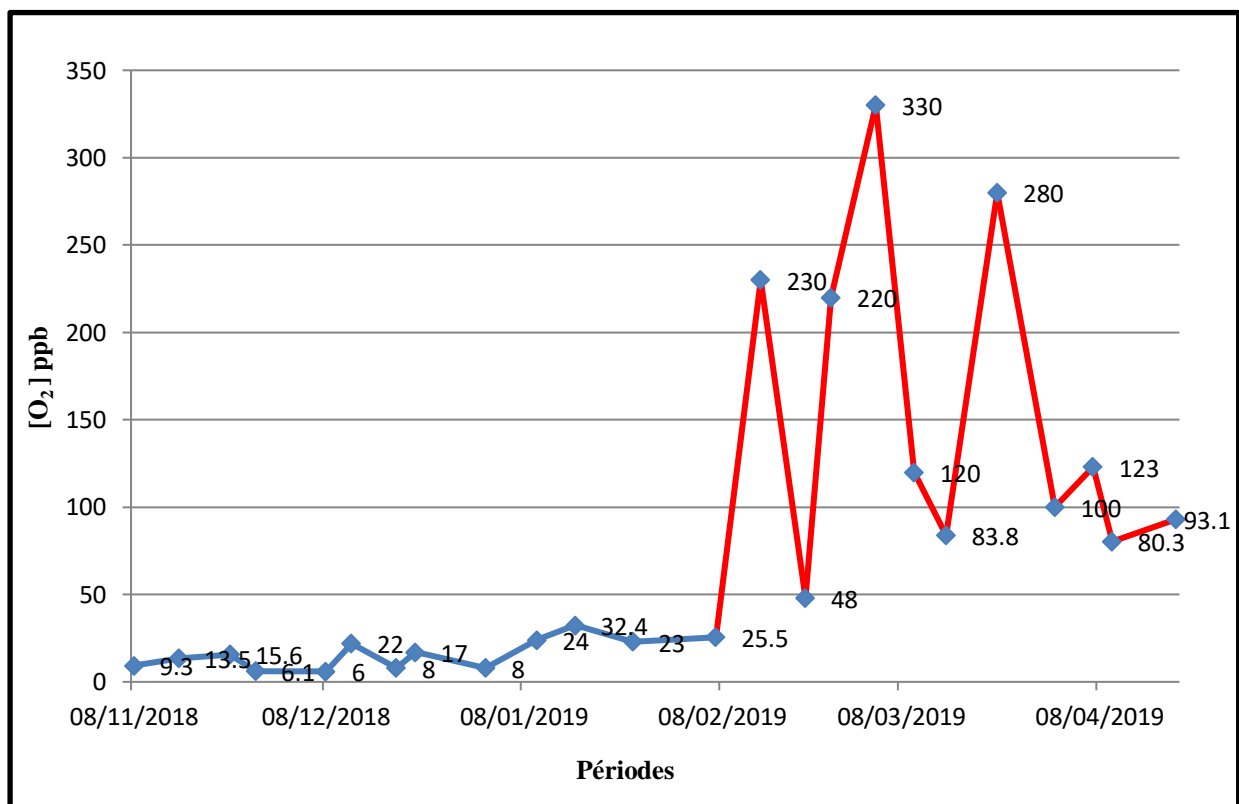


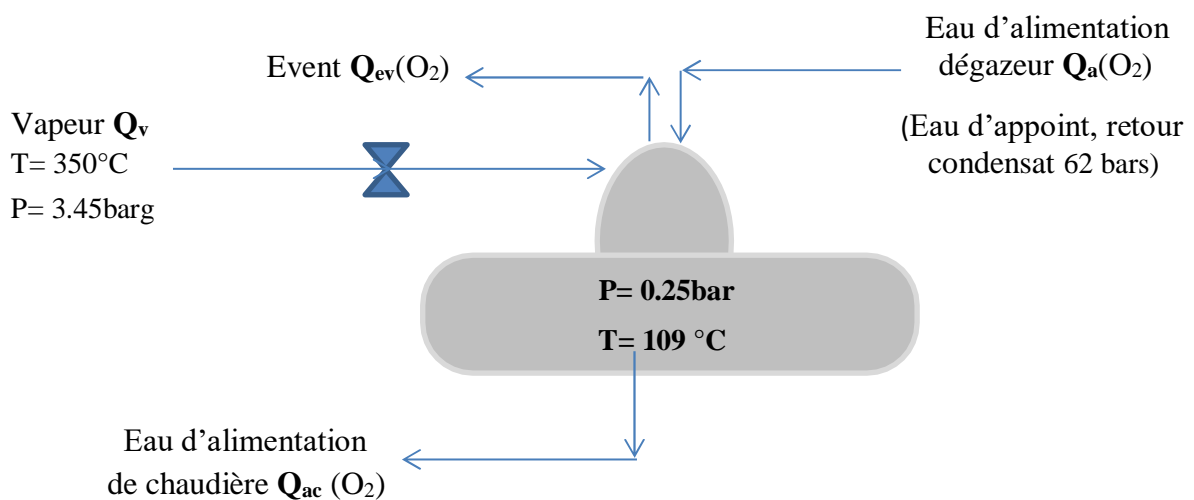
Figure IV.1 Suivi de la concentration d’oxygène dissout dans l’eau d’alimentation chaudières.

Tableau IV.7 : paramètres de marches du dégazeur.

Condition de marche			
Entrée dégazeur			
Débit d'eau	T/H	120	
Température d'eau	°C	50	
Oxygène dissous	ppm	0.05	4
Vapeur de chauffe			
Débit de vapeur	T/H	13,5	
Pression vapeur	Bars	3.45	
Pression de service	Bars	0.25	
Sortie dégazeur			
Debit d'eau	T/H	136	
Température d'eau	°C	109	
Oxygène dissous (max)	PPB	10	

2. Calcul du dégazeur :

- Bilan massique du dégazeur :



2.1. Calcul de débit de vapeur :

$$\text{Bilan : } Q_v + Q_a = Q_{ev} + Q_{ac}$$

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

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

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

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

$$Q_v * H_v + Q_a * H_a = Q_a * H_{ac} + Q_v * H_{ac}$$

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

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

Avec :

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

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

H_v : l'enthalpie de vapeur (KJ/kg).

Q_v : débit de vapeur entrant.

Q_a : débit d'eau d'alimentation dégazeur.

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

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

$$H_{ac} = 457 \text{ KJ/Kg à } 109^\circ\text{C} ;$$

$$H_a = 208,6 \text{ KJ/Kg à } 50^\circ\text{C} ; \quad \text{d'après diagramme de mollier (voir l'annexe).}$$

$$H_v = 2734,39 \text{ KJ/Kg à } 141^\circ\text{C.}$$

$$Q_a = 120\,000 \text{ Kg/h}$$

$Q_v = 13088.66 \text{ Kg/h}$

2.2. Calcul de la quantité de vapeur condensée :

Pendant le dégazage physique le majeur parti de vapeur qui est utilisée pour éliminer l'oxygène dissous est condensé en chauffant l'eau et devient une partie d'eau dégazée.

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

$$\% (Q_v)_c = [(HL - hL) / (H_v - hL)] * 100; \text{ Ce bilan est donné par le constructeur.}$$

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

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

H_v: l'enthalpie de vapeur (kJ/kg).

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

HL=	431,691	KJ/Kg à 0,35barg
hL =	208,6	KJ/Kg à 50°C
H _v =	2734,395	KJ/Kg à 141 °c

$$\% (Q_v)_c = 8,83 \%$$

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

$$(Q_v)_c = 10599 \text{ Kg/h}$$

2.3. Calcul de 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:

$$(Q_v)_{ev} = Q_v - (Q_v)_c, \text{ Avec } (Q_{ev}) : \text{ les pertes de vapeur vers event.}$$

$$(Q_v)_{ev} = 2489.66 \text{ Kg/h}$$

3. Calcul du débit d'alimentation de chaudière :

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

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

$$Q_{ac} = 130599 \text{ Kg/h}$$

4. La quantité d'oxygène dégazée thermiquement :

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

$Q_{ev}(O_2)$: la quantité d'oxygène vers évent.

$Q_{ac}(O_2)$: la quantité d'oxygène dans le liquide descendant vers la bêche de dégazage.

$Q_a(O_2)$: la quantité d'oxygène dans le condensât alimentant le dégazeur.

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

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

$[O_2]$: La concentration de l'oxygène dans le condensât qui alimente le dégazeur. La masse volumique d'eau = 1000Kg/m³=1Kg/l.

4.1. Calcul la quantité de l'oxygène à l'entrée de dégazeur $Q_a(O_2)$:

$$Q_a(O_2) = [Q_{a1} * (O_2)^{\`}] + [Q_{a2} * (O_2)^{\`\`}]$$

$Q_{a1} = 25100 \text{ Kg/hr}$. La quantité d'eau venant de l'appoint (bacs de stockage).

$Q_{a2} = 95600 \text{ Kg/hr}$. La quantité d'eau venant vers les retours condensats.

$(O_2)^{\`} = 4 \text{ ppm}$. La concentration en oxygène venant de l'appoint.

$(O_2)^{\`\`} = 0,05 \text{ ppm}$. La concentration en oxygène des retours condensats.

$[O_2]$: La concentration de l'oxygène à l'entrée du dégazeur.

$Q_a(O_2) = 105.18 \text{ g/h}$

4.2. Calcul de la quantité d'oxygène à la sortie du dégazeur :

1^{er} cas : on supposant la concentration en oxygène la moins élevée par échantillonnage le (08/12/2018).

$$[O_2]^b = 0,006 \text{ ppm}$$

$$Q_{ac}(O_2) = [O_2]^b * Q_a$$

$[O_2]^b$: La concentration de l'oxygène dans l'eau partant vers la bêche de dégazeur = La concentration à la sortie du dégazeur.

$Q_{ac}(O_2) = 0.63 \text{ h}$

2^{ème} cas : La concentration en oxygène la plus élevée par échantillonnage optimum (04/03/2019).

$$[\text{O}_2]^b = 0,330 \text{ ppm.}$$

$$Q_{ac}(\text{O}_2) = 34.70 \text{ g/h}$$

5. Calcul du rendement du dégazeur thermique :

Le rendement de 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 **1er cas**:

$$\Pi_1 = 99.4 \%$$

➤ Rendement en **2ème cas**:

$$\Pi_2 = 67 \%$$

6. Calcul de la quantité du réducteur d'oxygène :

6.1. 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 injecté on a pris la concentration de la journée du **08/12/2018 (0,006 ppm)**.

Après l'élimination de l'oxygène dissout il devrait rester de **0,5 à 0,7 ppm** de carbohydrazide 2065. Pour cela on va prendre la valeur moyenne de **0,6 ppm** pour faire les calculs.

$$C = ([\text{O}_2]^b * 23,4) + 0,6$$

$$C = 0,74 \text{ ppm}$$

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

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

$Q_{\text{carbohydrazide}}$: La quantité de carbohydrazide injectée.

En admettant que :

A: La course de la pompe en (%)

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

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

$$\begin{array}{l} 100\% \longrightarrow 6 \text{ l/h} \\ A\% \longrightarrow D \end{array}$$

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) ou l'intervalle de la concentration du réducteur d'oxygène est comprise entre **48000 - 58000 ppm**.

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

On en conclut que :

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

Donc :

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

$$A = 30.40 \%$$

Et

$$D = 1.82 \text{ l/h}$$

Alors le débit de carbohydrazide qu'il faut injecter pour éliminer la quantité d'oxygène résiduelle est de **1.82 l/h**.

2^{ème} cas:

Pour calculer la quantité de carbohydrazide qu'il faut injecté on a pris la concentration de la journée du **04/03/2019 (0, 330 ppm)** (concentration en oxygène la plus importante).

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

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

$$C = 8,32\text{ppm}$$

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

$$A = 341.69\%$$

$$D = A * 0,06$$

$$D = 20.50 \text{ l/hr}$$

Le débit de carbohydrazide qu'il faut injecter pour éliminer la quantité d'oxygène résiduelle dans ce cas est de **20.50 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 inférieure ou égale **78 ppb**.

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

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

Donc :

$$C = 2.43 \text{ ppm}$$

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

$$[O_2]^b = 78.37 \text{ ppb}$$

On remarque que la quantité de carbohydrazide réellement injectée est supérieure a celle qui requise quand la teneur en oxygène dissout est proche du design (c'est à dire **1^{er} cas**) ($[O_2]^b = 0.006\text{ppm}$).

Par contre dans le cas où la teneur en oxygène est très élevée (2^{ème}) ($[O_2]^b = 330\text{ppm}$), 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 parce que la teneur en carbohydrazide dans l'eau d'alimentation des chaudières serait trop élevée.

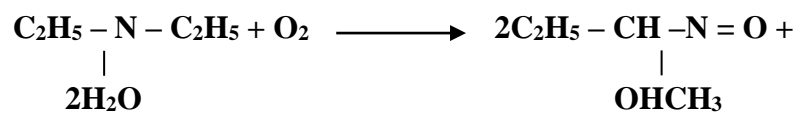
Dans le cas d'un taux d'oxygène d'eau d'alimentation des chaudières supérieures à **78ppb**, on a besoin de changer le réducteur d'oxygène, il est préférable d'utiliser un réducteur avec les mêmes propriétés carbohydrazide (D'une toxicité plus faible) qui est le **DEHA**.

6.2. DEHA – Diethylhydroxylamine :

- Formule chimique:
$$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5 - \text{N} - \text{C}_2\text{H}_5 \\ | \\ \text{OH} \end{array}$$

- Produit commercialisé : **SOLERPON RHV**
- Réaction avec l'oxygène :

C'est un réducteur puissant dont le schéma de réaction avec l'oxygène est complexe. La réaction globale est :



La stœchiométrie de la réaction demande donc : $89/32 = 2,78$ mg de **DEHA** pour 1 mg d' O_2 .

La vitesse de réaction du DEHA sur l'oxygène est beaucoup plus rapide que celle de l'hydrazine.

Le DEHA présente les avantages sur l'hydrate d'hydrazine :

- D'une plus grande rapidité de réaction sur l'oxygène
- D'une toxicité plus faible
- De ne pas se dégrader en ammoniaque.

On refait les calculs pour le 2^{ème} cas:

Pour calculer la quantité de **DEHA** qu'il faut injecter on a pris la concentration de la journée du **04/03/2019 (0, 330ppm)** (concentration en oxygène la plus importante).

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

$$C = ([O_2]^b * 2.8) + 0,055$$

$$C = 0.97 \text{ ppm}$$

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

Donc :

$$A = 40.20\%$$

$$D = A * 0,06$$

$$D' = 2.41 \text{ l/h}$$

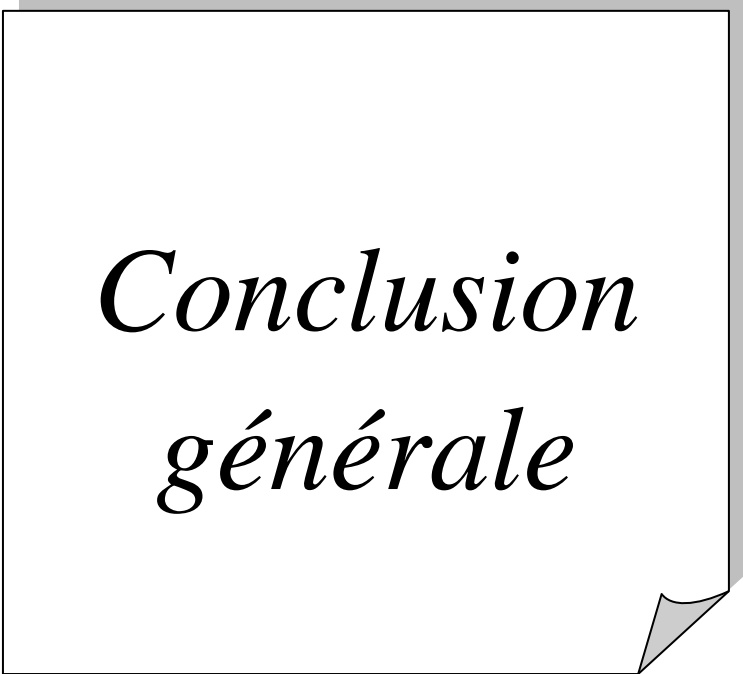
7. Interprétations des résultats :

D'après les résultats obtenus nous remarquons clairement que la quantité d'oxygène reste largement supérieure aux normes, ceci est du bas rendement (**67%**) du dégazeur et a la qualité de l'eau d'alimentation qui contient un taux élevé d'oxygène dissout.

Restera à confirmer si les concentrations à l'entrée du dégazeur respectant les paramètres optimale du fonctionnement, si ce n'est pas le cas alors on pourra parler d'un sous dimensionnement du dégazeur.

On utilise un autre réducteur O_2 lorsque la concentration Du têt d'oxygène dissout supérieur à **78ppb**, il est préférable d'utiliser le DEHA.

On évite l'injection de carbohydrazide à l'entrée du dégazeur après la décomposition de carbohydrazide avec oxygène il va nous donner dioxyde de carbone et ce dernier rend le milieu acide et favorise la corrosion. Donc il est préférable que l'injection se fait à la sortie du dégazeur (aspiration des pompes).



*Conclusion
générale*

Conclusion

Cette étude montre bien l'impact sur les équipements suite à une exploitation hors normes par rapport aux instructions du constructeur.

Au cours de notre période d'induction, On a trouvé un taux élevé d'oxygène dissout dans l'eau d'alimentation des chaudières qui se traduit à 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.

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 marches comme la pression, la température et le débit de vapeur injectée.

Les prises d'échantillons a l'entrée du dégazeur ont aussi montré que le taux d'oxygène été très élevé. Cela est surement du a une mauvaise qualité d'eau d'appoint.

Recommandations

Afin d'essayer de remédier à ce problème qui peut avoir un impact néfaste sur les génératrice de vapeur, quelques recommandations semble de vigueur :

- Utilisation de la protection cathodique sacrificielle ;
- Changer le réducteur oxygène.
- Prévoir une inspection interne du dégazeur pour constatation des différents organes internes (Revoir le dimensionnement du dégazeur).
- Augmentation du point de consigne de la vapeur de chauffe au seuil maximum (pression et température).
- Vérification de tous les instruments de mesure et aussi les boucles de régulation.
- Respecter les doses des produits chimiques selon les normes du constructeur ;
- Suivre et respecté la courbe de démarrage de graduant de température de chaudière pour éviter la surchauffe des tubes ;
- Augmenter les fréquences des contrôles des paramètres chimiques (prise d'échantillon) ;
- Inspection des tubes par mesure des épaisseurs dans les endroits susceptibles.

Bibliographie

- [1] MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY “Manuel opératoire” Volume I (process), USA 1994
- [2] MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY “Manuel opératoire” Volume V (utilities), USA 1994
- [3] MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY “Manuel opératoire” Volume II (process), USA 1994
- [4] Etude d’une chaudière industrielle à haute pression et du circuit de vapeur d’eau. Houai Yousef PFE (Ingéniorat) chimie industrielle Université USTO 1992.
- [5] Etude technico-économique du remplacement des chaudières de procédé au Complexe GL1/Z.
- [6] Manuel générale d’organisation dans le GL1/Z.
- [7] Mémoire de magistère 2007, réhabilitation de la station de traitement des eaux huileuses au complexe GNL1/Z, université de Mostaganem.
- [8] Manuel de formation ingénieur du GL1/Z, module 4: traitement de l’eau, 1993.
- [9] Document du complexe GL1/Z . Objet : Suivi des chaudières combustion et rendement 18 Février 1992.
- [10] J.RODIER 7^{ème} édition 1987 « analyse de l’eau, eaux naturelles, eaux résiduaire, eaux de mer chimie physique –chimique, bactériologie ».



Annexes

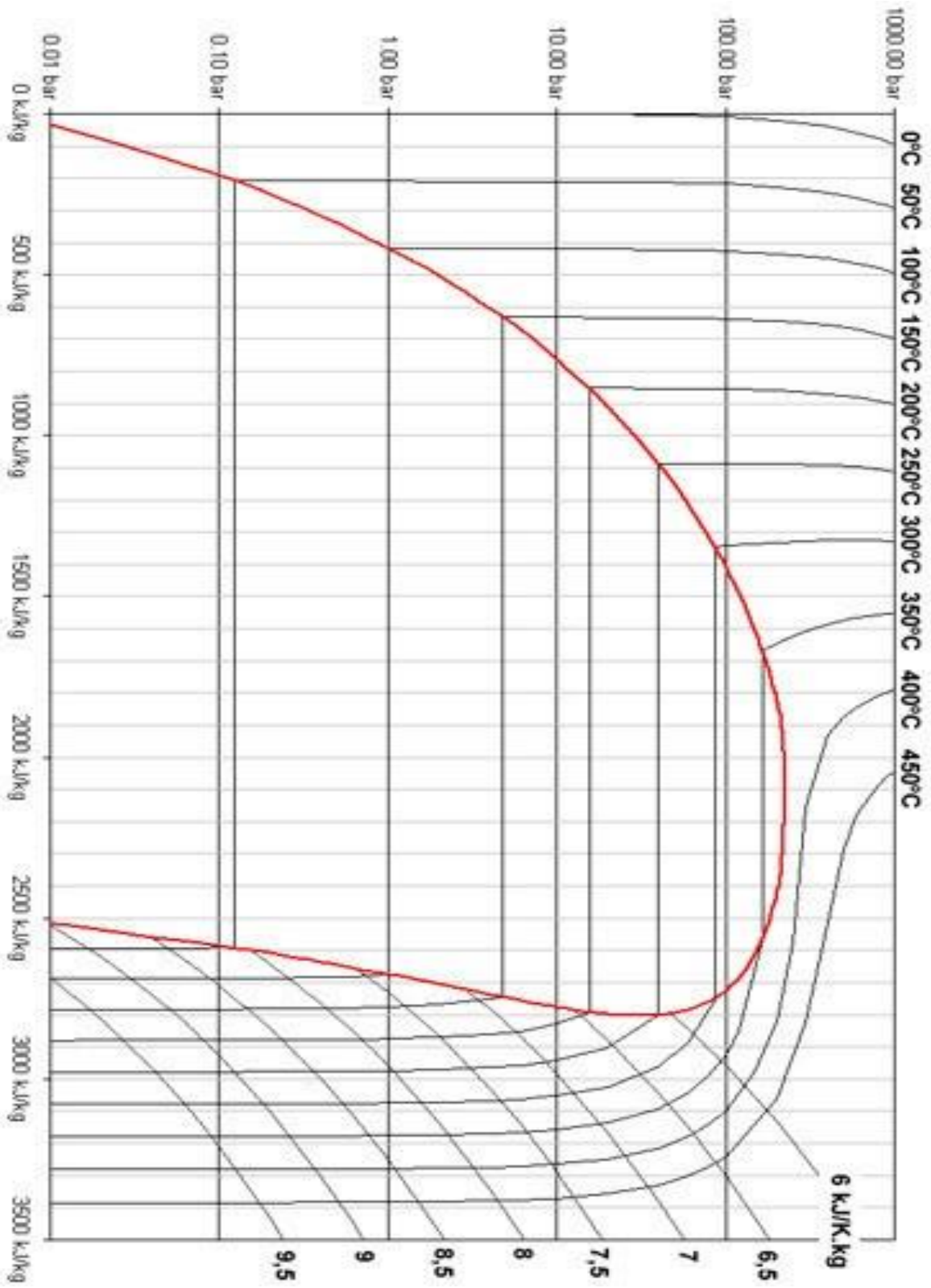


Diagramme de mollier pour l'eau.