



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة عبد الحميد ابن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem
كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie



N° d'ordre : M2...../GP/2022

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie Chimique

Thème

***ETUDE DE PROBLEMES D'UNE
CHAUDIERE AU NIVEAU DE COMPLEXE GL1/Z***

Présenté par :

1. CHELILI Yacine.
2. MOUZAOUI Manal.

Soutenu le 05/07 / 2022 devant le jury composé de :

Président : MOHAMED SEGHIR Zahira M.A.A à l'Université de Mostaganem

Examineur : FARES Zineb M.A.A à l'Université de Mostaganem

Rapporteur : MEZOUAGH Amina M.C.B à l'Université de Mostaganem

Année Universitaire : 2021 / 2022

REMERCEMENT

Au terme de ce travail, je tiens à exprimer ma profonde gratitude, avant tout à Dieu le tout puissant qui m'a aidé et m'a donné le courage pour mener à terme ce modeste travail.

Je tiens à présenter mes humbles et sincères remerciements à mon encadreur, Mme Mezouagh Amina, pour tous ses conseils judicieux et son soutien tout au long de la préparation de ce travail, ainsi que pour sa patience et son aide précieux. Merci à Mohammed Seghir Zahira, ainsi que pour avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation de ce travail.

Remercîment autre fois au madame FARES Zineb pour sa présence au membre jury pour évaluer ce travail.

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

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

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.

Sommaire

Introduction générale.....	01
CHAPITRE I : Description du complexe GL1/Z	
I.1. Historique	02
I.2. Description et mission du complexe GL1/Z.....	02
I.3. Description du complexe et le procédé de liquéfaction.....	03
I.3.1. Zone utilité.....	03
I.3.1.1. Vapeur.....	03
I.3.1.1.a. Eau dessalée.....	03
I.3.1.1.b. Air.....	03
I.3.1.1.c. Eau de refroidissement	03
I.3.1.2. Production d'électricité.....	03
I.3.1.3. Unité de dessalement.....	03
I.3.1.4. Production d'air comprimé	04
I.3.2. Zone Procédés (procédé de liquéfaction)	04
I.3.2.1. Section du traitement de gaz.....	04
I.3.2.1.a. Décarbonatation.....	04
I.3.2.1.b. Déshydratation.....	05
I.3.2.1.c. Démercurisation.....	05
I.3.2.2. Section de séparation et de liquéfaction.....	05
I.3.2.2.a. Séparation.....	05
I.3.2.2.b. Liquéfaction.....	06
I.3.2.3. Fractionnement.....	06
I.3.2.3.a. Section Déméthanisation.....	06
I.3.2.3.b. Section Déethanisation.....	07
I.3.2.3.c. Section dépropanisation.....	07
I.3.2.3.d. Section débutanisation.....	07
I.3.2.4. Circuit gaz combustible	07
I.3.3. Zone Stockage et Chargement.....	08
I.3.3.1. Stockage	08
I.3.3.2. Chargement.....	08
CHAPITRE II : Description et principe de fonctionnement des chaudières	
II.1. Qu'est-ce-qu'une chaudière.....	10
II.1.1. Le rôle.....	10
II.1.2. Le but.....	10
II.1.3. Les types des chaudières.....	10
II.1.3.1. Chaudières à tubes de fumée	11
II.1.3.1.a. Les avantages.....	11
II.1.3.2. Chaudières à tubes d'eau.....	11
II.1.4. Constitution de la chaudière.....	11
II.1.4.1. Economiseur.....	11
II.1.4.2. Ballon de vapeur.....	12
II.1.4.3. Évaporateurs.....	13
II.1.4.4. Surchauffeur.....	13
II.1.4.5. Foyer (chambre de combustion)	14
II.1.4.6. Allumeur.....	14
II.1.4.7. Brûleur.....	14

II.1.5. Processus de combustion.....	15
II.1.5.1. La combustion.....	15
II.1.5.2. Les combustibles.....	15
II.1.5.3. Comburant.....	15
II.1.5.4. La composition de l'air.....	17
II.2.1. Spécifications techniques de la chaudière IHI.....	18
II.2.2. Equipements auxiliaires.....	18
II.2.3. Constitution de la chaudière IHI.....	19
II.2.4. Description du fonctionnement.....	20
II.2.5. Principaux risques liés au traitement de l'eau d'alimentation des chaudières.....	21
II.3. Dégazeur.....	21
II.3.1. Le rôle du dégazeur.....	22
II.3.2. Principe de dégazage.....	23
II.3.3. Dégazage physique.....	23
II.3.4. Dégazage chimique.....	23
II.3.5. Dégazage et injection du carbohydrazide : Eliminox	23
II.3.5.1. Hydrazine.....	24
II.3.5.2. Décomposition de l'hydrazine.....	24
II.3.5.3. Passivation d'hydrazine.....	24
II.3.5.4. Utilisation d'hydrazine.....	24
II.3.5.5. Injection de phosphate trisodique.....	25
II.4. La corrosion	25
II.4.1. L'oxygène dissous.....	26

CHAPITRE III : Calcul et interprétation

III.1. Introduction	28
III.2. Calcul du dégazeur.....	29
III.2.1. Calcul de débit de vapeur	29
III.2.2. Calcul de la quantité de vapeur condensée.....	30
III.2.3. Calcul de perte de vapeur dans l'évent	31
III.2.4. Calcul du débit d'alimentation de chaudière Qac	32
III.2.5. La quantité d'oxygène dégazée thermiquement.....	32
III.2.5. La quantité d'oxygène dégazée thermiquement.....	32
III.2.5.1. Calcul la quantité de l'oxygène à l'entrée de dégazeur Qa (O ₂).....	32
III.2.5.2. Calcul de la quantité d'oxygène à la sortie du dégazeur	33
III.2.6. Calcul du rendement du dégazeur thermique	33
III.2.7. Calcul de la quantité du réducteur d'oxygène	34
III.2.7.1. Calcul de la quantité de carbohydrazide d'oxygène qu'il faut injecter.....	34
III.2.7.1.a. Produit commercialisé.....	34
III.2.7.1.b. Réaction avec l'oxygène	34
III.2.8. DEHA – Diethylhydroxylamine.....	38
III.2.9. Interprétations des résultats.....	39
Conclusion et recommandation	40

Liste des figures

Fig I.1	Zone de stockage et chargement du GNL.	8
Fig II.1	Economiseur.	12
Fig II.2	Evaporateur.	13
Fig II.3	surchauffeur (primaire et secondaire).	13
Fig II.4	Foyer (chambre de combustion).	14
Fig II.5	Schéma de circuit de gaz.	14
Fig II.6	Schéma descriptif de la Chaudière 400 T/h.	16
Fig II.7	Schéma descriptif des composantes de la chaudière IHI.	19
Fig II.8	Schéma de régulation du dégazeur.	23
Fig III.1	Graphe de la teneur d'oxygène dégagé du dégazeur en fonction du temps.	29

Liste des tableaux

Tableau I.1	Composition du gaz naturel	2
Tableau I.2	Composition du produit GNL	6
Tableau II.1	Fiche technique chaudière IHI 400t/hr	17
Tableau II.2	Caractéristiques du marche du dégazeur IHI	18
Tableau II.3	Condition de marche du dégazeur	22
Tableau III.1	Relevé du têt d'oxygène dissout du mois Mai	28
Tableau III.2	Relevé du têt d'oxygène dissout du mois Juin	28

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

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. 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. Pour faciliter le transport on va liquéfier ce gaz naturel à un gaz naturel liquéfier GNL pour diminuer le volume de gaz tel que 1 m^3 du gaz naturel à l'état gazeux est égal à six cent (600) fois du GN à l'état liquide.

Dans un complexe industriel tel que GN1/Z, 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 d'eau, capable de fournir de l'énergie thermique nécessaire au réchauffage des produits et largement utilisée dans les rebouilleurs des colonnes de fractionnement et de l'énergie mécanique capable de faire tourner des machines 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 GL1Z, utilise de l'eau spécialement traitée pour la consommation des chaudières, génératrices de vapeur d'eau. La qualité des eaux de chaudière doit être telle que son utilisation ne porte aucun préjudice à ces gros équipements.

Dans le cadre de notre travail de fin d'études, nous avons pensé qu'il était nécessaire après une brève description 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 et de bien expliquer les problèmes rencontrés au niveau du dégazeur récemment acquis par GL1/Z.

La vérification de l'efficacité du dégazage tant physique que chimique, de l'eau avant son introduction dans les chaudières. Enfin, l'interprétation des valeurs obtenue 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

Description du complexe GL_1/\mathbb{Z}

I.1. Historique :

Le premier contrat, signé avec la société américaine **El Paso** en 1969, portant sur une quantité de 10 milliards de m³ de GNL par an pendant 25 ans, avait amené la **Sonatrach** à entreprendre à **Béthioua** la construction d'une importante usine de liquéfaction de gaz naturel, à savoir le complexe GL1/Z celui-ci a été finalement réalisé sur une superficie de 76 hectares, par la société américaine **Chemico**. La première pierre a été posée le 16 juin 1973 par le défunt président **Houari Boumediene**. Suite à la résiliation du contrat avec la dite société, **Sonatrach** avait alors fait appel à une autre entreprise d'engineering, **Bechtel**, pour poursuivre les travaux de construction le 18 février 1976. La première production de cette usine a débuté au mois de février 1978. [1]

I.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.

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 du Propane, du Butane et de la Gazoline. Le Gaz Naturel liquéfié (GNL) est ensuite transporté vers l'étranger dans des méthaniers, ce GNL est pompé puis chargé à une température de 162°C et à la pression atmosphérique dans des navires citernes spécialement conçus pour le transport cryogénique afin d'être expédié. [1]

L'usine de liquéfaction GL1/Z se compose de 06 trains de liquéfaction identiques conçus chacun pour un fonctionnement autonome et une capacité de production de 8870 m³ de GNL par jour.

Tableau I.1: Composition du gaz naturel. [1]

	Composants	% molaire	Variations estimée (%)
N ₂	Azote	5.80	± 0.20
He	Hélium	0.19	± 0.02
CO ₂	Dioxyde de carbone	0.21	± 0.03
C ₁	Méthane	83.00	± 0.30
C ₂	Ethane	07.1	± 0.15
C ₃	Propane	2.25	± 0.10
iC ₄	Isobutane	0.40	± 0.07
nC ₄	n-Butane	0.40	± 0.08
iC ₅	Isopentane	0.12	± 0.03
nC ₅	n-Pentane	0.15	± 0.04
C ₆₊	Les essences	0.18	± 0.05
TOTAL		100.00	

I.3. Description du complexe et le procédé de liquéfaction :

Le Complexe **GL1/Z** est constitué de trois (03) Zones essentielles et distinctes :

1. Zone des utilités.
2. Zone de procédé.
3. Zone de stockage et de chargement. [2]

I.3.1. 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. [2]

I.3.1.1. Vapeur :

Elle est fournie par un ensemble de générateurs de différents tonnages répartis comme suit :

- Quatre (04) chaudières HP de 400 Tonnes/h à 440°C sous 62 bars (MHI : Mitsubishi Heavy Industries).
- Deux (02) chaudières HP de 400 Tonnes/h à 440°C sous 62 bars (IHI : Ishikawajima-Harima Heavy Industries). [2]

I.3.1.1.a. Eau dessalée:

Elle est fournie par six (06) unités de dessalement en parallèle produisant chacune 45 m³ d'eau utilisée comme eau d'appoint pour les chaudières. [2]

I.3.1.1.b. Air :

Il est fourni par cinq (05) compresseurs centrifuges permettant la production de l'air instrument servant pour toutes les installations de production et de l'air service pour les autres besoins du complexe. [2]

I.3.1.1.c. Eau de refroidissement:

Elle est fournie par six (06) pompes d'eau de mer d'une capacité de 37000 m³ /hr chacune. [2]

I.3.1.2. 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. [2]

I.3.1.3. 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. [2]

I.3.1.4. 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]

I.3.2. Zone Procédés (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. [3]

L'usine de liquéfaction comprend six trains de liquéfaction indépendants qui fonctionnent en parallèle avec une capacité de production du GNL de 8000 m³/j/train. Dans chaque train, le gaz d'alimentation passe par trois étapes différentes de traitement :

I.3.2.1. Section du traitement de gaz :

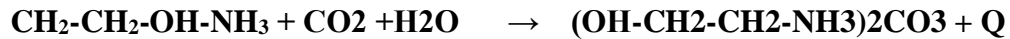
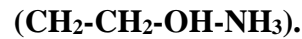
Les composants du gaz naturel tels que les gaz carboniques, les vapeurs d'eau et les hydrocarbures lourds tendraient à se condenser et à se solidifier à des basses températures qui sont supérieures à celle de la liquéfaction du gaz naturel (-162 °C) provoquant l'obstruction des tuyauteries et des équipements froids. C'est pour cette raison qu'on doit éliminer ces composants. [3]

I.3.2.1.a. Décarbonatation :

La décarbonatation a pour rôle l'élimination du CO₂ contenu dans le gaz naturel avant qu'il ne pénètre dans la section de liquéfaction afin d'éviter la solidification du CO₂ dans la partie froide du procédé. [3]

On sait que le CO₂ 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 CO₂ 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 :



I.3.2.1.b. Déshydratation :

Ce dernier passe ensuite par un sécheur (R.310 ou 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 7 suspensions. 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. [3]

I.3.2.1.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]

I.3.2.2. Section de séparation et de liquéfaction :

Elle comprend deux étapes :

I.3.2.2.a. Séparation :

Le rôle et le but de cette section est de :

Récupérer les différents composants du GNT d'alimentation, lesquels seront utile 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.

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.

I.3.2.2.b. Liquéfaction :**Tableau I.2:** Composition du produit GNL. [1]

Composants		% Molaire
N ₂	Azote	0,60
CH ₄	Méthane	84,0
C ₂ H ₆	Ethane	6,00
C ₃ H ₈	Propane	2,20
iC ₄ H ₁₀	Isobutane	0,30
nC ₄ H ₁₀	n-Butane	0,30
C ₅ H ₁₂ (+)	Pentane (+)	0,00

L'élément principal de cette section est l'échangeur E520 de type bobine à serpentins enroulés. Il est conçu de façon à optimiser la surface d'échange évaluée à 140.000 ft². L'échangeur cryogénique comprend six faisceaux de tubes qui accueillent le MCR vapeur, le MCR liquide et le GNT (deux faisceaux pour chaque fluide). La conception de E.520 permet d'optimiser la quantité de frigories cédée par les réfrigérants pour s'auto refroidir et assurer le refroidissement du GNT.

En effet l'effluent MCR liquide traverse la partie chaude du E520 pour être d'étendue à 40 bars et - 110° C à ce niveau le GNT est refroidi jusqu'à - 120° C.

Tandis que l'effluent MCR vapeur se condense dans la partie chaude, et arrive à la limite de la partie froide pour subir une détente à la sortie sa température est égale à - 158° C. [3]

I.3.2.3. 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. [3]

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 :

I.3.2.3.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. [3]

I.3.2.3.b. Section Dééthanisation :

Le débit d'hydrocarbure lourd venant de la colonne de déméthanisation est à son tour fractionné dans le déméthaniseur 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). [3]

I.3.2.3.c. Section dépropanisation :

La colonne de dépropanisation est alimentée par un courant continu d'hydrocarbure venant de la colonne de dééthanisation. La section dépropanisation a pour but de produire du propane pour les appoints PCS et un appoint pour le circuit de réfrigération de propane. [3]

I.3.2.3.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 refroidi puis envoyé vers le stockage de gazoline dans une sphère composée en essence les C_5^+ . [3]

I.3.2.4. Circuit gaz combustible :

Le gaz de détente du ballon déazoteur et celui des réservoirs de stockage du GNL sont les principales sources de gaz combustible. Ce gaz est envoyé dans un collecteur qui alimente le compresseur de gaz combustible. Les gaz d'évent provenant de l'unité de fractionnement constituent également une source de gaz combustible, mais étant sous haute pression, il est envoyé directement dans le collecteur principal de gaz combustible par l'intermédiaire du vaporisateur mélangeur de gaz combustible.

Le compresseur de gaz combustible comprime les gaz depuis une pression inférieure à la pression atmosphérique jusqu'à environ 5.5 bars. La partie principale de ce gaz est envoyée pour la réfrigération dans le système de déshydratation avant de rejoindre le reste du gaz dans le circuit de gaz combustible. [3]

I.3.3.Zone Stockage et Chargement :

I.3.3.1.Stockage :

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. [4]

I.3.3.2.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. [4]

Destination vers les méthaniers

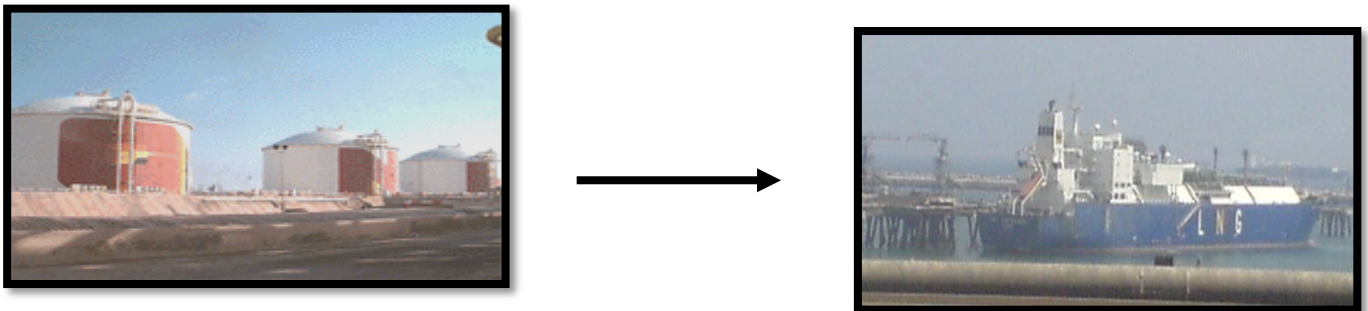


Fig I.1: Zone de stockage et chargement du GNL.

CHAPITRE II

Description et principe de fonctionnement des chaudières

II.1.Qu'est-ce-qu'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 (**chambre de combustion**). Il peut être aussi externe (gaz chauds des différents processus). Il existe deux compartiment distincte: dans le premier compartiment brule de combustion et dans le second l'eau chauffé. [5]

II.1.1.Le rôle :

Produire de la vapeur d'eau à pression et température élevée dans les meilleures conditions de rendement et de sécurité.

Cette vapeur sera utilisée dans les unités industrielles comme:

- Fluide moteur des machines tournantes dans les turbocompresseurs et les turbopompes et les turbogénérateurs.
- Fluide de procédé dans les réchauffeurs.

II.1.2.Le but :

Pour le fonctionnement de divers équipements, à savoir:

- Les turbogénérateurs: Production d'électricité.
- Les turbocompresseurs: air instrument.
- Les turbopompes: pour fonctionnement des pompes.
- Les réchauffeurs: Pour l'échange de chaleur. [5]

II.1.3.Les types des chaudières :

Les chaudières peuvent être se classer suivant les différentes critères, selon:

- La forme et la disposition des tubes.
- Nombre de réservoirs.
- Position des réservoirs.
- Méthode de circulation de l'eau et des fumées (**naturelle ou forcée**).

Service (**marin ou Stationnaire**), capacité (**charge**) et les conditions thermiques. Généralement, les chaudières à vapeur industrielles sont de deux catégories:

II.1.3.1. Chaudières à tubes de fumée :

Dans ce type de chaudière, les fumées issues de la combustion circulent à l'intérieur des tubes droits disposés dans une calandre d'eau formant le réservoir d'eau. Les tubes sont disposés de telle façon que l'échange de chaleur entre les fumées et l'eau liquide soit réalisée en plusieurs passes. Les générateurs servent à produire de la vapeur saturante à une pression ne dépassant pas généralement les **30 bars**. [6]

II.1.3.1.a. Les avantages :

Les chaudières à tubes de fumées sont choisies pour les raisons suivantes:

- Perte minimum par rayonnement.
- N'exige aucune maçonnerie ou arrangement réfractaire.
- La conception empêche les fuites d'air frais, de combustibles.
- Grande capacité de production de vapeur pour un volume fini.
- N'exige pas de grandes espaces pour son installation. Robustesse et stabilité.
- Facilité d'exploitation.
- La teneur en eau est excellente pour des applications de chauffage.
- N'exige pas un établissement spécial. [6]

II.1.3.2. Chaudières à tubes d'eau :

Dans ce type de chaudière l'eau circule à l'intérieur des tubes chauffés à l'extérieur par les fumées résultant de la combustion. La vapeur générée est collectée dans un réservoir. La disposition des tubes et des réservoirs est variable et dépend de la capacité du générateur et du combustible utilisée. Le réservoir supérieur collecte la vapeur saturante. Le réservoir inférieur distribue l'eau d'alimentation dans les tubes. [6]

II.1.4. Constitution de la chaudière :

II.1.4.1. Economiseur :

Est un échangeur de chaleur à tubes à ailettes en spirale, il est placé dans l'échappement des gaz entre la sortie de chaudière et l'entrée de cheminée. Il est situé dans le parcours des gaz

après action de ceux-ci sur les éléments évaporateur et surchauffeurs. Il est chargé d'utiliser les fumées de la chaudière pour réchauffer l'eau d'alimentation de **109°C** à **170°C** avant son entrée dans le ballon supérieure de la chaudière. Il est en général constitué de faisceaux de tubes horizontaux raccordés l'un à l'autre à chaque extrémité par des coudes. Le parcours de l'eau en général est inverse au parcours des gaz. A la sortie de l'économiseur, il arrive que la température de l'eau soit très proche de la température de vaporisation, surtout dans le cas de grosses unités. Les pompes alimentaires assurent la circulation au travers l'économiseur jusqu'au ballon. [4]

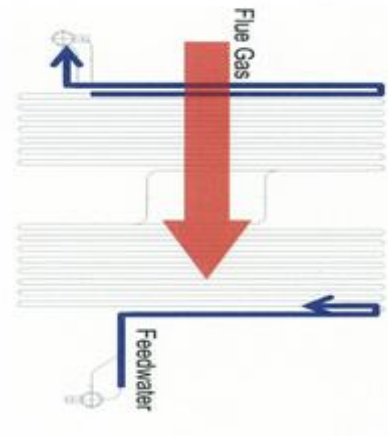


Fig II.1: Economiseur.

II.1.4.2. Ballon de vapeur :

Le ballon de vapeur est constitué de tôles laminées d'acier soudées par fusion, 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.

II.1.4.3.Évaporateurs :

Pour les chaudières à tube, les chambres de combustion sont constituées de murs. Ces murs comportent, en allant de l'intérieur vers l'extérieur une épaisseur de briques réfractaires, une couche de matières isolantes, une épaisseur de briques ordinaires ou un « casing » en tôle destiné à assurer l'étanchéité.

Pour un bon perfectionnement ces murs sont protégés par des écrans d'eau (nappes de tubes jouant le rôle de tubes évaporateurs. Ces écrans sont alimentés par des collecteurs reliés aux réservoirs des chaudières à circulation naturelle par

des tubes d'alimentation et de dégagement.

La réalisation de chambres de combustion sous pression assure l'étanchéité est à l'avantage d'éliminer les briques réfractaires, il suffit de recouvrir le mur ainsi constitué par une couche d'isolant pour éviter les pertes de chaleur. [4]

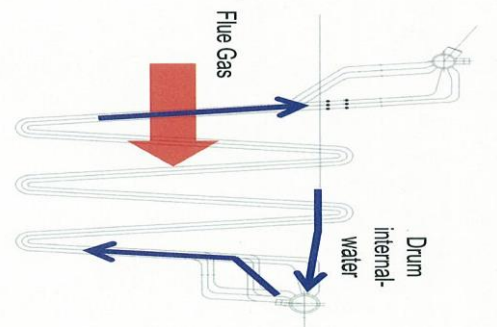


Fig II.2: Evaporateur.

II.1.4.4.Surchauffeur :

Les surchauffeurs sont constitués par des nappes des tubes parallèles montés entre deux collecteurs situés en dehors du circuit gaz.

Les températures de surchauffe maximales adoptées sont fonction de la température nécessaire pour les utilisations industrielles. Pour ce qui est de la production d'énergie, on a intérêt d'obtenir des températures les plus élevées que possible de l'ordre de **540°C**. Des unités à surchauffe ou resurchauffe jusqu'à **600°C** existent, mais le gain obtenu sur le rendement est compensé par le coût d'achat et la mise en œuvre de matériaux très élaborés non seulement en chaudière mais pour les tuyauteries et turbines. La température de la vapeur surchauffée varie en fonction de la charge. La surchauffe par rayonnement diminue avec l'augmentation de la charge alors que c'est l'inverse pour une transmission par convection. [4]

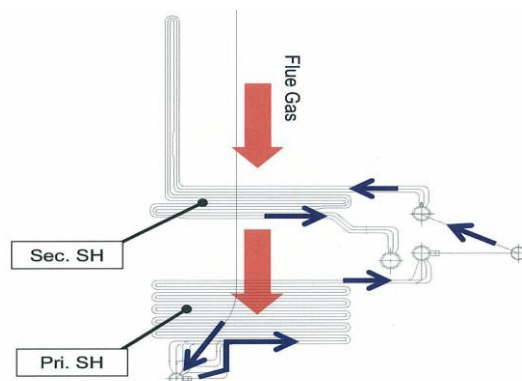


Fig II.3: surchauffeur (primaire et secondaire).

II.1.4.5.Foyer (chambre de combustion) :

Est une enveloppe soudée à l'épreuve de pression constituants de panneaux tubulaire à ailettes soudées qui se déroule la combustion et que l'on brûle le mélange (gaz + air + étincelle) qui libère une grande énergie thermique dans la chaudière pour une raison de produire la vapeur. Les murs latéraux et le plafond de cette chambre sont tapissés l'échange thermique se fait par rayonnement. Dans les tubes en acier appelés (tubes écrans). [4]

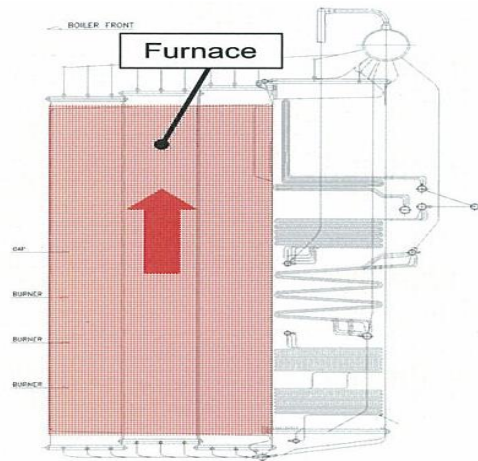


Fig II.4: Foyer (chambre de combustion).

II.1.4.6.Allumeur :

C'est un outils (étincelle) pour s'enflamer le brûleur tant que le brûleur allume, l'allumeur va éteindre et pour enflamer ce Allumeur il doit être un combustible (gaz), comburant (air) et étincelle. [4]

II.1.4.7.Brûleur :

Sont des mécanismes, dans lequel l'énergie chimiquement liée dans les carburants est libéré lorsqu'on le brûle. Ils sont intégrés essentiellement dans des chaudières pour le chauffage de l'eau et la generation de vapeur. [4]

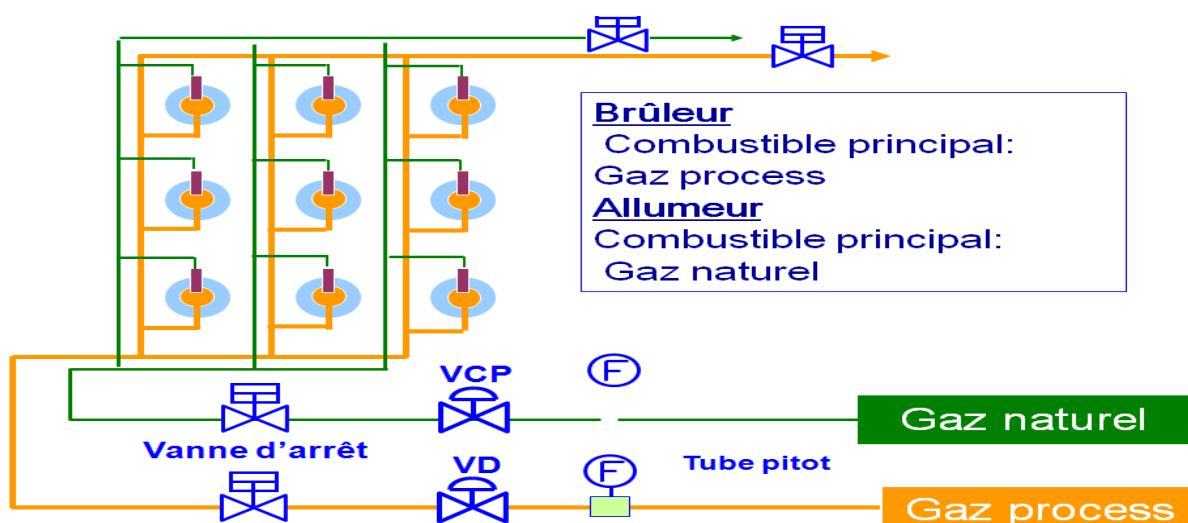
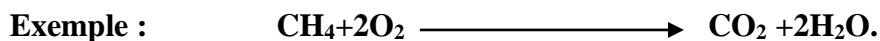


Fig II.5: Circuit de gaz fumées.

II.1.5.Processus de combustion :

II.1.5.1.La combustion :

La combustion peut se définir comme la combinaison chimique rapide de l'oxygène avec les éléments inflammables d'un combustible amenant un dégagement d'énergie thermique et de lumière. [7] Normalement le processus de combustion s'amorce quand la chaleur (**énergie d'ignition**) est fournie au combustible en présence d'oxygène dans ce processus, les composés et les éléments brûlent et deviennent du dioxyde de carbone et de la vapeur d'eau.



L'inflammabilité d'un combustible dépend de la facilité avec laquelle il peut devenir un gaz (à moins que le combustible ne soit déjà un gaz), rien ne brûle sans devenir un gaz. [7]

II.1.5.2.Les combustibles :

Le combustible est une substance qui se compose de **H, C, N** ou la combinaison de ces derniers avec le comburant (**l'air**) donne du **CO₂** et **H₂O** ainsi qu'à d'autre gaz nocifs exemple **NO_x** et **CO**, leur utilisation est généralement dans les chaudières et les fours. [7]

II.1.5.3.Comburant :

Le corps comburant étant l'air atmosphérique, et l'élément comburant contenu dans ce corps est l'oxygène, ce dernier est le seul élément actif de l'air nécessaire à la combustion. Le fort pourcentage d'azote dans l'air, ne peut servir presque a rien dans le processus de combustion. [7]

II.1.5.4.La composition de l'air :

Azote	en masse 75,5 %	en volume 78,03%
Oxygène	en masse 23,2 %	en volume 20,99%
Argon et divers	en masse 1,3 %	en volume 0,98%

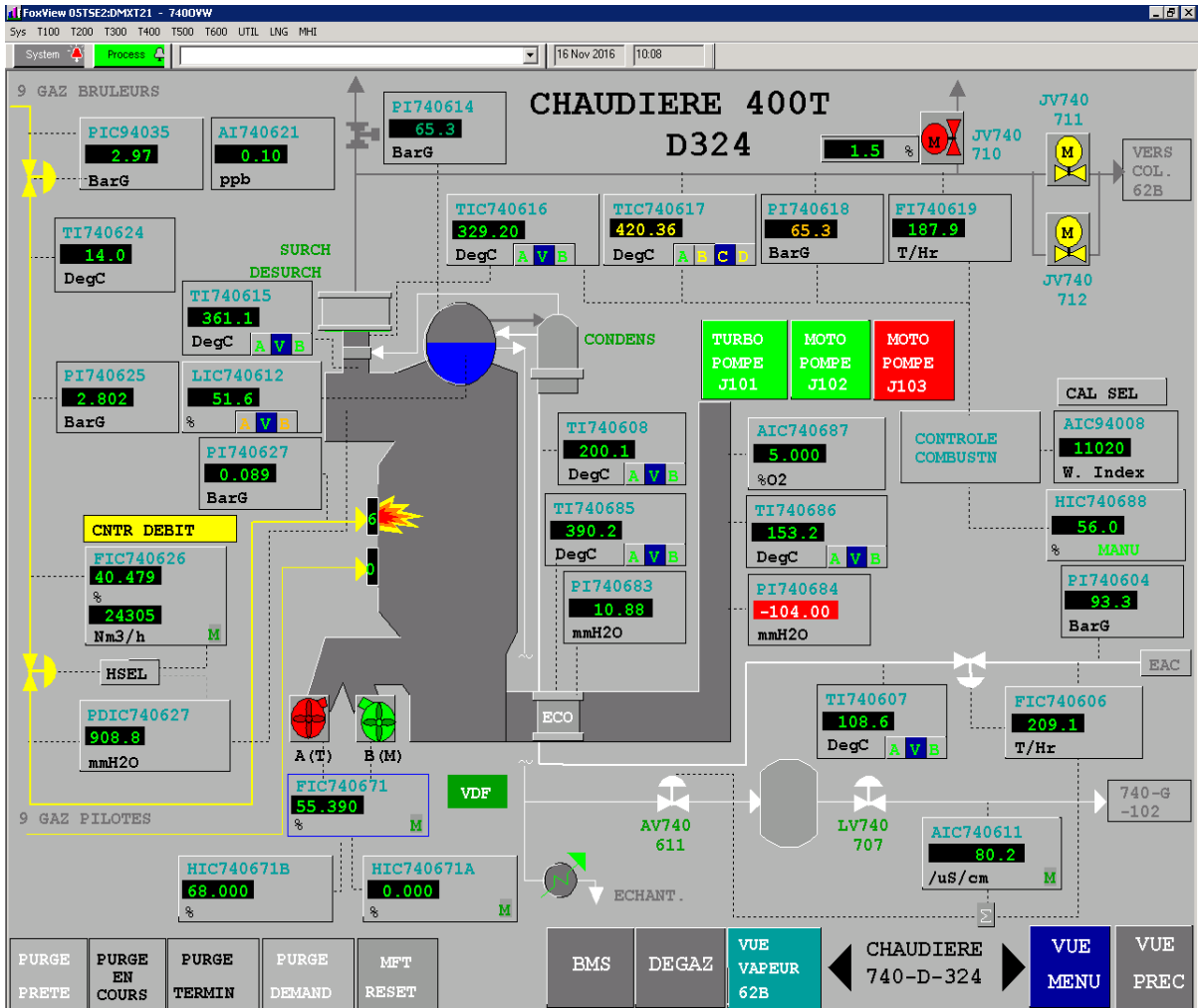


Fig II.6: Schéma descriptif de la Chaudière 400 t/h.

II.2.1. Spécifications techniques de la chaudière IHI :

La construction de la chaudière **IHI** a été réalisée par la société japonaise **IHI** (Ishikawajima-Harima Heavy Industries), elle est du type « **circulation naturelle** »:

Tableau II.1: Fiche technique chaudière **IHI 400t/hr.**

Combustible	Gaz procédés et gaz naturel.
Système de tirage	Tirage forcé.
Rendement de la chaudière à MCR (CMC)	84 % minimum.
Capacité	400 tonnes/hr.
Pression de la vapeur (SHS O/L):	65 bars.
Température de la vapeur (SHS O/L)	441 °C.
Variation de la charge maximum	25%MCR par minute.
Pureté de la vapeur (à la sortie du ballon)	Sèche à 99.975% .
Teneur en sodium (à la sortie du ballon)	0.02 ppm maximum.
Teneur en silice (à la sortie du ballon)	0.02 ppm maximum.
TDS (à la sortie du ballon)	0.05 ppm maximum.
en oxygène (à la sortie du dégazeur)	0.005 ppm maximum.
Température de calcul de fonctionnement	38°C.
Humidité relative	76 %.
Pression barométrique	758 mmHg.
Emission des gaz de fumés	NOx: 300 µg/kcal. CO: 50 ppm.
HHV (PCS) du gaz combustible	7724 kcal/Nm³.

II.2.2.Equipements auxiliaires :

Tableau II.2: Caractéristiques du marche du dégazeur **IHI**.

Dégazeur.	01 seul dégazeur.
FDF: Type centrifuge (Un seul ventilateur 75% du régime du régime de la chaudière).	02 FDF d'un seul ventilateur 75% du régime du régime de la chaudière).
Pompe d'alimentation BFP (type centrifuge)	03 pompes d'alimentations.
Pompe de retour condensât (CRP): Type centrifuge	01 CRP d'une seule pompe 100% du régime pour deux chaudières.
FDCF: Type centrifuge (Un seul ventilateur 100% du régime).	02 FDCF Un seul ventilateur 100% du régime.
Postes de détente 40 bars.	02 Postes de détente.
Poste de détente 3.45bars.	01 Poste de détente.

II.2.3.Constitution de la chaudière **IHI** :

La chaudière étudiée se compose des constituants suivants :

- Ballon.
- Chambre de combustion.
- 09 Allumeur: Allumage à étincelle à haute énergie.
- 09 Brûleurs: Type Multi-injecteur (**multi-spud**).
- Surchauffeur primaire.
- Surchauffeur secondaire.
- Economiseur (**ECO**).
- Port d'air supérieur (**OAP**). [5]

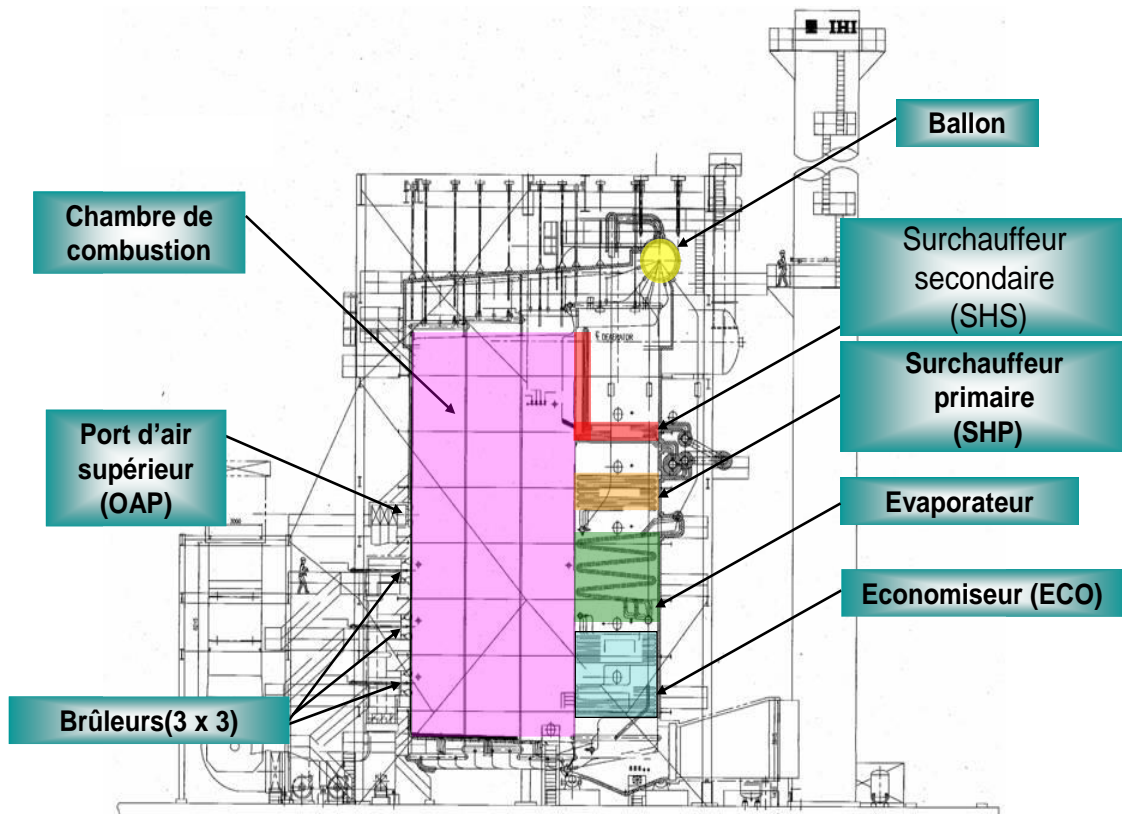


Figure II.7: Schéma descriptif des composants de la chaudière IHI. [3]

La partie la plus large représente le foyer. Le ballon est monté au dessus de la chaudière. Les autres parties sous pression sont l'économiseur, l'évaporateur, le surchauffeur primaire et le surchauffeur secondaire qui se trouvent à droite de la zone des parois de récupération de la chaleur ainsi que la tuyauterie.

II.2.4. Description du fonctionnement :

Lorsque l'eau d'alimentation passe du dégazage physico-chimique pour les gaz dissous comme l'oxygène à une **Pression** et **Température**. L'eau d'alimentation pompée par les pompes alimentaires de chaudière passe par les vannes de contrôle d'eau alimentaire (**VD**), l'économiseur (**ECO**) et le condenseur par injection 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**) 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 et surchauffée par le surchauffeur. Dans le ballon, l'eau d'alimentation est mélangée à l'eau circulant de la paroi du foyer, du **HRA** 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 et surchauffée par le surchauffeur. Le surchauffeur est constitué du surchauffeur primaire (**SHP**) et du surchauffeur secondaire (**SHS**). La température de la vapeur est régulée par un désurchauffeur par injection qui est installé entre le **SHP** et le **SHS**. La vapeur sortant du collecteur de sortie du **SHS** passe dans le collecteur de vapeur **HP** par la tuyauterie de vapeur principale. Le gaz combustible est fourni par le collecteur de gaz combustible. Celui-ci passe dans la vanne de contrôle de débit et la vanne de sectionnement. Le débit de gaz est régulé selon la charge de la chaudière par la vanne de sectionnement peut couper l'alimentation de combustible en cas de déclenchement de la chaudière. Pendant le démarrage, un contrôle de fuite de la conduite de gaz combustible est effectué par le clapet anti-retour de fuite et dans ce cas, la vanne de sectionnement est fermée. Le gaz combustible pour l'allumeur passe dans les vannes de contrôle de pression automatique et la vanne de sectionnement. Pendant le démarrage un contrôle de fuite de la conduite gaz d'allumage est effectué dans la vanne de sectionnement. La conduite d'azote est prévue pour la purge d'azote de chaque conduite de gaz. 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 niveau de **NO_x**. L'air de la boîte à vent séparée non seulement tourne mais aussi il est régulé par des régulateurs d'air et le mélange avec le gaz combustible, avant de pénétrer dans la chambre de combustion. Le gaz passe par l'écran à l'arrière du foyer, et entre dans la zone de récupération de chaleur (**HRA**). Dans la zone **HRA**, le gaz chauffe la section de chauffage de contact du surchauffeur, de l'évaporateur et de l'économiseur. Au fond de la section **HRA**, le gaz sort de la chaudière et est rejeté à l'air libre par la cheminée. Les ailettes d'entrée des **FDF** sont contrôlées par la concentration de **O₂** à la sortie de l'économiseur pendant le service normal. Pendant le démarrage, le débit d'air de combustion est contrôlé par les ailettes d'entrées des **FDF**.

II.2.5.Principaux risques liés au traitement de l'eau d'alimentation des chaudières:

L'eau est traitée pour prévenir ou réduire :

- L'entartrage des surfaces de transfert de chaleur par les sels d'ions durs, la silice, et les oxydes métallique.
- La corrosion des chaudières par l'oxygène dissous de l'eau ou les acides et celle des systèmes de (**vapeur / condensât**) par oxygène dissous ou le gaz carbonique libre.
- Le primage l'entraînement des gouttelettes hors des chaudières à cause du moussage.

Chapitre II: Description et Principe de fonctionnement des chaudières.

Il y a trois types d'impuretés dont il faut se soucier dans l'eau utilisée pour produire de la vapeur :

- Les solides entartrant qui sont habituellement des sels de calcium ou de magnésium de même que les produits de corrosion des chaudières. La silice, le magnésium et le fer peuvent aussi produire du tartre.
- Les gaz dissous, comme oxygène et le gaz carbonique, qui peuvent produire la corrosion.
- La silice qui peut se volatiliser avec la vapeur en quantité suffisante pour se déposer sur les Corps, et ailettes des turbines.

II.3.Dégazeur:

C'est un modèle à pulvérisation par plateau dont la capacité de stockage est de **31000 litres**. Le dégazeur est destiné à enlever les gaz dissous dans l'eau tel que (O_2, CO_2) et à réchauffer l'eau d'alimentation. Les gaz sont évacués vers l'atmosphère vers évent. La vapeur et l'eau se mélangent au fond du réchauffeur ils en résultent une légère surchauffe qui provoque une violente ébullition qui garantit un très bon dégazage mécanique. [6]

II.3.1.Le rôle du dégazeur :

Le dégazeur est le gardien d'une installation d'une chaudière. 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 injectée. [6]

Tableau II.3 : Condition de marche du dégazeur.

Condition de marche			
Entrée dégazeur			
Débit d'eau	t/h	120	
Température d'eau	°C	50	
Oxygène dissous	PPB	4000	0.05
Vapeur de chauffe			
Débit de vapeur	t/h	13,5	
Pression vapeur	bars	1.72	
Pression de service	Bars	0.45	
Sortie dégazeur			
Debit d'eau	t/h	136	
Température d'eau	°C	109	
Oxygène dissous	PPB	7	

II.3.2.Principe de dégazage :

La présence de 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 **3.45bars** à pour But de compléter le dégazage mécanique. La concentration de l' O_2 sortie dégazeur doit être $< 7ppb$. **LV041A (retours condensats 62bars) LV041B (eau d'appoint)** assurent le contrôle du niveau du dégazeur, un apport supplémentaire est assuré par les retours condensats **3.45bars** et **10.3bars** 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.

II.3.3.Dégazage physique :

L'eau est chauffée à une température légèrement inférieure à la température de saturation de la vapeur (109°C), dans la section à plateaux, l'eau tombe de plateau en plateau forment de fines gouttelettes en contacte intime avec la vapeur d'eau, éliminant ainsi le CO₂ et l'O₂. En quittant la section à plateaux la vapeur s'écoule entre la calandre et les parois, une portion de la vapeur de saturation et les gaz libérés sont relâchés vers l'atmosphère (99%). [6]

II.3.4.Dégazage chimique :

Pour éliminer les dernières traces d'oxygène dissous, il faut ajouter des réducteurs chimiques. se 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 le carbohydrazide.....etc.

L'un des substituts à l'hydrazine qui est un produit dangereux est le carbohydrazide.

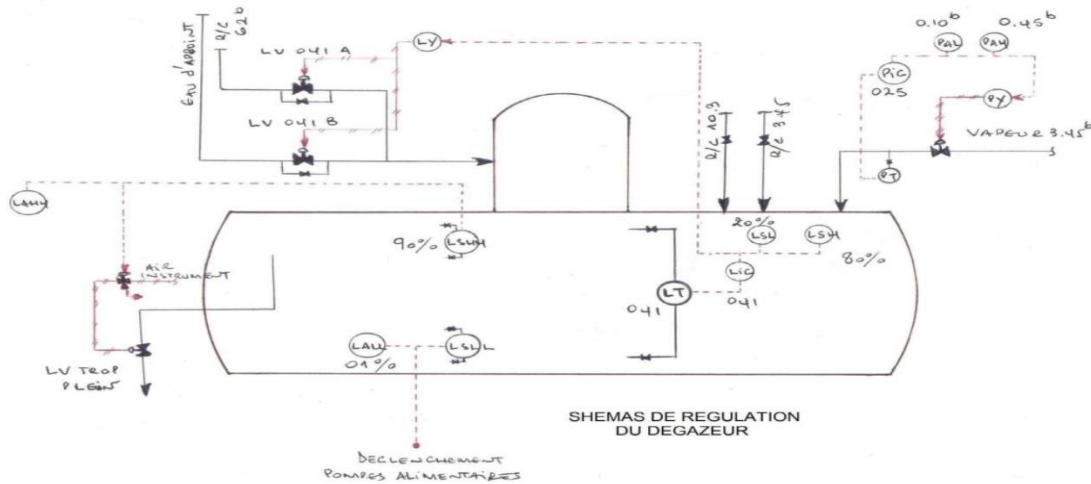


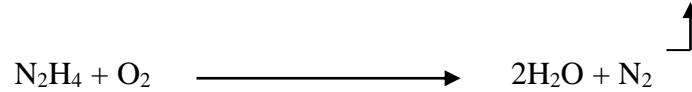
Fig II.8: Schéma de régulation du dégazeur.

II.3.5.Dégazage et injection du carbohydrazide (Eliminox) :

C'est un produit chimique injecté au niveau du dégazage dont le rôle est de réduire la teneur restante d'oxygène dissout dans l'eau de chaudière.

II.3.5.1. Hydrazine :

L'hydrazine est une diamine de formule chimique N_2H_4 . Elle est commercialisée sous le nom d'hydrate hydrazine. Sa réaction avec l'oxygène est comme suit:



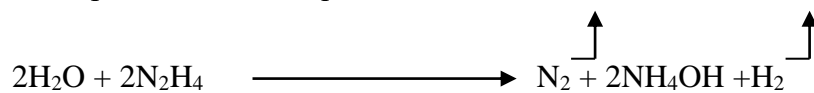
La réaction est toute fois fonction du temps, de la température et de la concentration. Elle est lente ou pratiquement nulle à basse température. Sa vitesse devient notable à partir de $80^\circ C$. Une augmentation de température augmente la vitesse de réaction. Théoriquement il faut une mole d'hydrazine pour réduire une mole d'oxygène. [4]

II.3.5.2. Décomposition de l'hydrazine :

Il est indispensable lorsque la durée de réaction est faible d'augmentation la dose d'hydrazine par rapport à la dose théorique.

Donc un excès de d'hydrazine est nécessaire pour augmenter la vitesse de réaction. Cet excès ne doit cependant pas être trop important, car l'hydrazine se décompose à la température élevée qui règne dans la chaudière et la surchauffeur à partir d'environ $200^\circ C$.

L'hydrazine se décompose en ammoniacque selon:

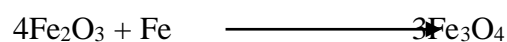


Le taux de décomposition augmente avec la température.

Cette ammoniacque doit être en quantité limitée pour participer au maintien du PH entre **9.7** et **10.2** (au de la teneur de **0.4 ppm** l'ammoniacque est très nuisible à l'alliage cuivreux).

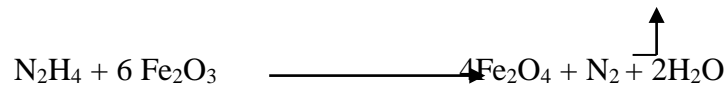
II.3.5.3. Passivation d'hydrazine :

L'oxygène en plus d'être dissous dans l'eau d'alimentation, peut entraîner la chaudière en même temps des produits de corrosion comme l'oxyde ferrique (Fe_2O_3), l'oxyde de cuivre (CuO).... Etc. Le fer oxydé peut produire de la corrosion dans les endroits du générateur ou règne de hautes températures. La réaction peut s'écrire comme suit:



Chapitre II: Description et Principe de fonctionnement des chaudières.

L'hydrazine peut minimiser se genre d'attaque en réagissant avec ces produits de corrosion et en les réduisant :



Comme le montre la réaction, l'hydrazine réagit préférentiellement avec les produits de corrosion plutôt que directement avec l'oxygène.

L'oxygène est ensuite éliminé indirectement par l'oxyde de fer magnétique formé :



II.3.5.4.Utilisation d'hydrazine :

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.

II.3.5.5.Injection de phosphate trisodique :

Il réagit aussi avec les sels de magnésium et de calcium pour donner des composés insolubles peu ou pas entartrant et des sels de sodium neutres et solubles, ainsi que sa réaction avec la silice pour donner des silicates plus solubles et moins entartrant. [8]

II.4.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. 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. [7]

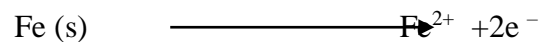
II.4.1.L'oxygène dissous :

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

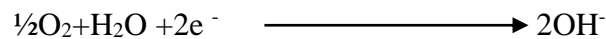
Un mauvais contrôle de l'oxygène engendrera une corrosion par piqûres qui peuvent rapidement « creuser » les surfaces métalliques. Ces sites affaiblis peuvent créer des éclatements dans les réchauffeurs et les économiseurs.

L'oxygène dissous, d'une manière générale, exerce une action très néfaste lors de la corrosion du fer par l'eau. 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. Elle résulte de l'établissement de courants locaux dus à l'existence de pile locale, La réduction cathodique et l'oxydation anodique étant localisées en deux zones distinctes.

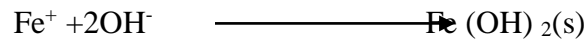
Oxydation du fer (**zone moins aérée**):



Réduction d'oxygène (**zone plus aérée**):



Formation de la rouille:



PROBLEMATIQUE :

Il a été remarqué en suivant l'évolution de la teneur en oxygène dissous dans l'eau d'alimentation des nouvelles chaudières IHI et précisément la chaudière D327, des dépassements par rapport à la limite maximale admise, ce qui pourrait engendrer une défaillance de ces chaudières par corrosion.

Suite à cela cette étude a été mise en œuvre pour déceler les différentes causes que peuvent engendrer ce problème, et dans ce contexte des calculs sur le dégazeur ont été entrepris afin d'en déduire son rendement en se basant sur les paramètres de marches.

CHAPITRE III

Partie calculs

III.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 d'un mois sont réunis dans les tableaux ci-dessous.

Tableau III.1 : Relevé du têt d'oxygène dissout du mois Mai :

Mai 2022	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation	23/05/2022	24/05/2022	30/05/2022	31/05/2022
des chaudières	83.8	335	132.1	53.4

Tableau III.2 : Relevé du têt d'oxygène dissout du mois Juin :

Juin 2022	Oxygène dissout (max 10 ppb)			
Eau d'alimentation	07/06/2022	08/06/2022	14/06/2022	15/06/2022
des chaudières	13.25	6.3	7.4	9.9

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

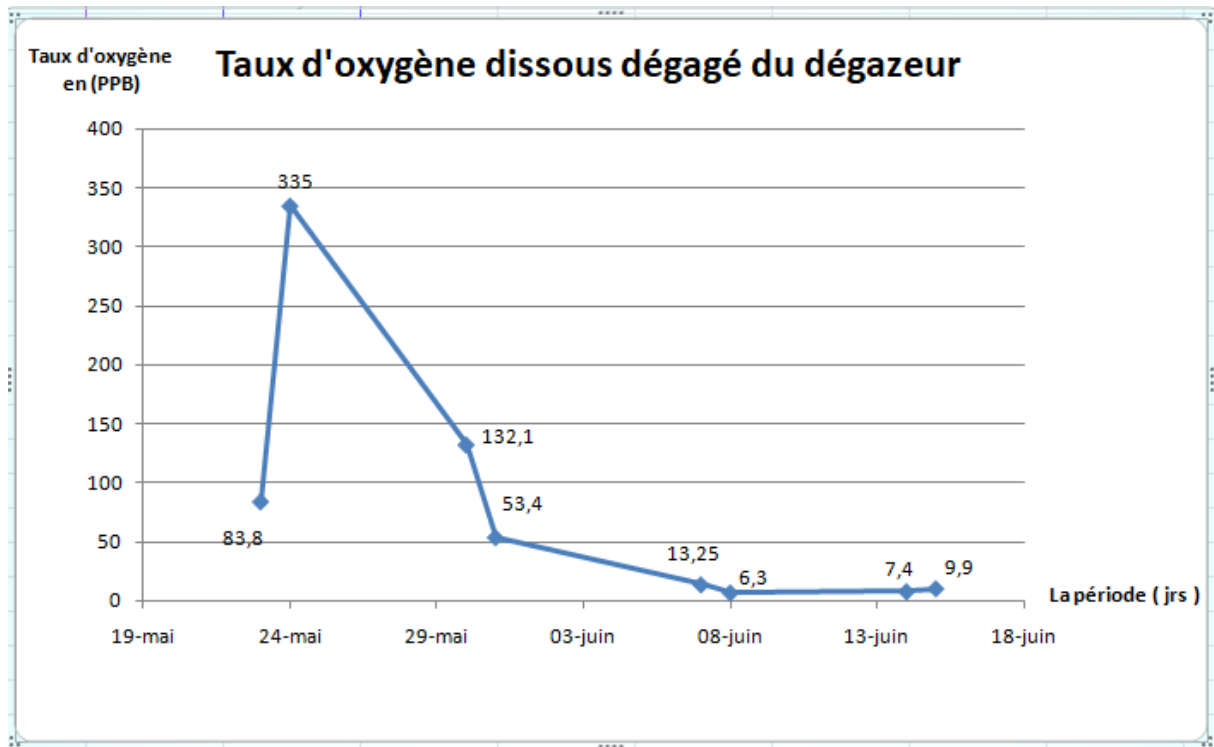
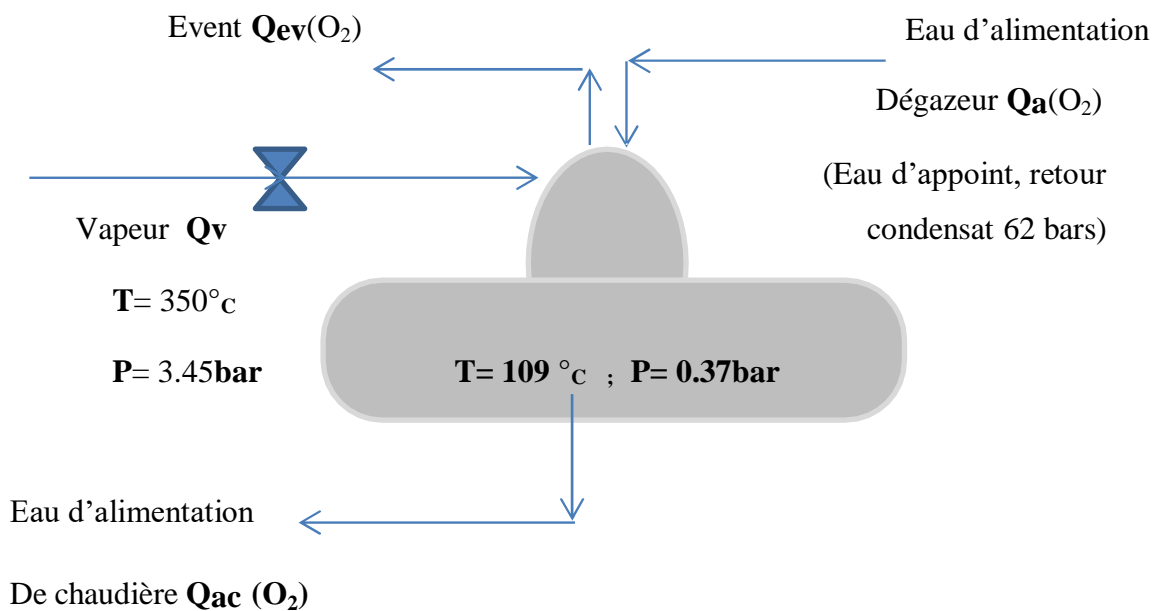


Fig III.1 : la teneur en oxygène dissout a la sortie du dégazeur en fonction du temps.

III.2. Calcul du dégazeur :

Bilan massique du dégazeur :



III.2.1. Calcul de débit de vapeur :

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}) perdu par l'événement 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 événement.

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

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

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

$Q_v = 13306.81 \text{ Kg/h}$

$$Q_a = 122\,000 \text{ Kg/h.}$$

III.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 :

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

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=	456.36	KJ/Kg à 0,37 bars
hL =	208,6	KJ/Kg à 50 °c
H _v =	2734,395	KJ/Kg à 141 °c

$$\%(Q_v)_c = 9.81 \%$$

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

$$(Q_v)_c = 11968.2 \text{ Kg/h}$$

III.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:

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

Avec **(Q_{ev})** : les pertes de vapeur vers event.

$$(Q_v)_{ev} = 1338.61 \text{ Kg/h}$$

III.2.4. Calcul du débit d'alimentation de chaudière Q_{ac} :

le débit d'eau d'alimentation de chaudière.

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

$$Q_{ac} = 133968.2 \text{ Kg/h}$$

III.2.5. 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 bache 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 = $1000 \text{ Kg/m}^3 = 1 \text{ Kg/l}$.

III.2.5.1. Calcul la quantité de l'oxygène à l'entrée de dégazeur $Q_a(O_2)$:

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

$Q_{a1} = 25100 \text{ Kg/hr}$. 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.

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

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

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

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

III.2.5.2. 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 (08/06/2022).

$$[O_2]^b = 0,0063 \text{ ppm.}$$

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

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

$$Q_{ac}(O_2) = 0.66 \text{ g/h}$$

2^{ème} cas : La concentration en oxygène la plus élevée par échantillonnage optimum (24/05/2022).

$$Q_{ac}(O_2) = 35.24 \text{ g/h}$$

$$[O_2]^b = 0,335 \text{ ppm.}$$

III.2.6. Calcul du rendement du dégazeur thermique :

Le rendement de dégazeur est calculé de la manière suivante :

$$\Pi = [(Q_a(O_2) - Q_{ac}(O_2)) / Q_a(O_2)] * 100$$

➤ Rendement du **1^{er} cas**:

$$\Pi_1 = 99.37 \%$$

➤ Rendement en **2^{ème} cas**:

$$\Pi_2 = 66.5 \%$$

III.2.7. Calcul de la quantité du réducteur d'oxygène :**III.2.7.1. Calcul de la quantité de carbohydrazide d'oxygène qu'il faut injecter :****III.2.7.1.a. Produit commercialisé**

Le carbohydrazide est commercialisé sous le nom d'**Eliminox** ou **Accepta 2065**.

III.2.7.1.b. Réaction avec l'oxygène

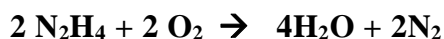
Réaction directe



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



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



Dans les deux cas, la réaction (**directe ou indirecte**) demande à la stœchiométrie

$90/64 = 1,41$ mg de carbohydrazide pour **1 mg d'O₂**.

Exprimée en **Eliminox (ou réducteur équivalent à base de carbohydrazide)** la réaction demande **23,4 mg** d'Eliminox pour **1 mg** d'O₂.

Eliminox = 6% carbohydrazide + 94% additif.

Donc : **100%** d'Eliminox \longrightarrow **X mg**

6% carbohydrazide \longrightarrow **1.41 mg**

La réaction demande **23,4 mg d'Eliminox** pour **1 mg d'O₂**.

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.

	TYPE DE REDUCTEUR D'OXYGENE		
	HYDRAZINE	ELIMINOX (réducteur à base de Carbohydrazide)	KEMAZUR
Dosage du réducteur en ppb	[O ₂]+ 20 EN N ₂ H ₄	(23,8 x O ₂) + 0.6 EN ELIMINOX	(2,8 x O ₂) + 0.055 EN DEHA
Excès de réducteur en ppb	0.040 EN N ₂ H ₄	0.600 EN ELIMINOX	0.055 EN DEHA
Débit de la pompe en L/h	D= A*0.06	D= A*0.06	D= A*0.06
Course de la pompe en %	$\frac{C \times Q_{ac}}{C' \times 0.06}$	$\frac{C \times Q_{ac}}{C' \times 0.06}$	$\frac{C \times Q_{ac}}{C' \times 0.06}$

1^{er} cas:

Pour calculer la quantité de carbohydrazide qu'il faut injecté on a pris la concentration de la journée du **08/06/2022 (0,0063 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.

$$C = ([O_2] \times 23,4) + 0,6$$

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

$$C = 0,75 \text{ ppm}$$

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

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**.

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

Donc : $D = A * 0,06$

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

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

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**.

$$C' = 55000 \text{ ppm}$$

On en conclut que :

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

Donc :

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

$$A = 30.45 \%$$

Et

$$D = 1.827 \text{ l/h}$$

Alors le débit de carbohydrazide qu'il faut injecter pour éliminer la quantité d'oxygène résiduelle est de **1.827 l/h**.

2ème cas:

Pour calculer la quantité de carbohydrazide qu'il faut injecté on a pris la concentration de la journée du 24/05/2022 (**0, 335 ppm**) (concentration en oxygène la plus importante).

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

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

$$C = 8,44\text{ppm}$$

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

$$A=342.63\%$$

$$D = A * 0,06$$

$$D = 20.56 \text{ l/hr}$$

Le débit de carbohydrazide qu'il faut injecter pour éliminer la quantité d'oxygène résiduelle dans ce cas est de **20.56 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 l/hr** et A= **100%** (la course et débit en maximum)

Donc :

$$C=2.5 \text{ ppm}$$

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

$$[O_2]^b = 81.2 \text{ ppb}$$

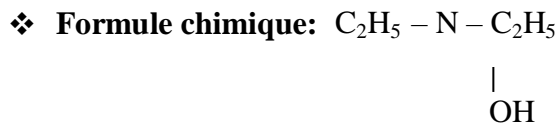
On remarque que la quantité de carbohydrazide réellement injectée est supérieure a celle qui requise quand la teneur en oxygène dissout est proche du design (c'est à dire **1^{er} cas**) ($[O_2]^b = 0.006\text{ppm}$).

Par contre dans le cas où la teneur en oxygène est très élevé (**2^{ème}**) ($[O_2]^b=335\text{ppm}$), 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 supérieur 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**.

III.2.8. DEHA – Diethylhydroxylamine :



❖ **Produit commercialisé :** SOLERPON RHV

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'O₂**. 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 ammoniac.

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 24/05/2022 (**0,335ppm**) (concentration en oxygène la plus importante).

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

$$C = ([\text{O}_2]^b * 2.8) + 0,055$$

$$C = 0.99 \text{ ppm}$$

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

Donc :

$$A = 40.19\%$$

$$D = A * 0,06$$

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

III.2.9. 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 (**66.5%**) 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 **78 ppb**, 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 du 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

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 de stage, 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 :

- Changer le réducteur oxygène.
- Un traitement assez poussé d'eau est très conseillé en amont en évitant toute contamination possible au niveau des échangeurs qui pourra se produire suite à des perforations.
- La nécessite d'un redimensionnement de dégazeur.
- Suivre et respecté la courbe de démarrage de graduant de température de chaudière pour éviter la surchauffe des tubes.

Bibliographique

- [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] MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY "Manuel opératoire" Volume 1 (utilities), USA 1994.
- [5] Etude d'une chaudière industrielle à haute pression et du circuit de vapeur d'eau. Haoui youcef PFE (Ingéniorat) chimie industrielle Université USTO 1992.
- [6] Etude d'une chaudière industrielle à haute pression et du circuit de vapeur d'eau. Houai Yousef PFE (Ingéniorat) chimie industrielle Université USTO 1992.
- [7] Raffinage et génie chimique (tome II).Edition n°2 1972 par **Witter**.
- [8] Manuel opératoire formation ingénieurs (**chaudière**).

Bibliographie

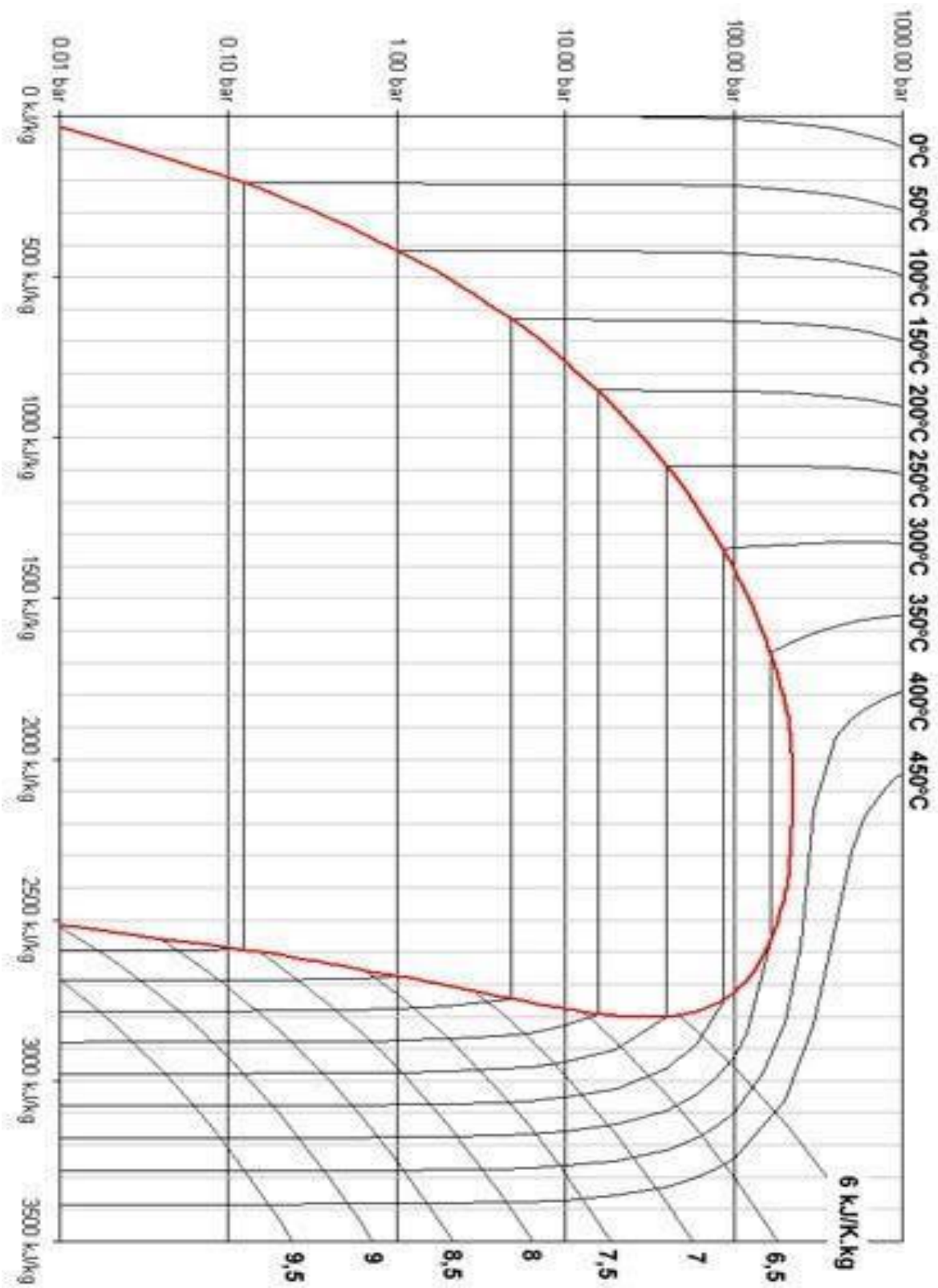


Diagramme de mollier pour l'eau.