



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPEREUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie



DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCEDES

N° d'ordre : M...../GC/2019

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN GENIE DES PROCEDES

Option : GENIE CHIMIQUE

Présenté par :

Melle. ABDALLAH Hadjer

Melle. BENKARTABA Leila

ESTIMATION DES EMISSIONS DU CO₂ AU NIVEAU DU COMPLEXE GL2/Z ET LES DIFFERENTS PROCEDES DE CAPTAGE

Soutenu le 12/06/2019 devant le jury composé de :

Président :	D. MEKHATRIA	MCB	Université de Mostaganem
Examinatrice :	Z. MOHAMED SEGHIR	MAA	Université de Mostaganem
Rapporteur :	M. DJENNAD	Pr	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2018/2019

REMERCIEMENTS

Nous tenons dans un premier temps à remercier notre Dieu.

Nous voudrions également exprimer nos profonds remerciements à Pr. M. DJENNAD, pour son encadrement pendant cette année, sa sympathie, sa disponibilité et ses conseils qui nous ont permis de mener à bien notre travail.

Nous voudrions également exprimer nos profonds remerciements à Dr. D. MEKHATRIA, pour son aide et sa sympathie.

Nous tenons à remercier Mme Z. MOHAMED SEGHIR membre de jury.

Nous voudrions aussi remercier l'équipe de GL2/Z qui nous a bien accueilli.

On ne saurait terminer sans remercier nos familles qui nous ont toujours soutenus, et qui nous ont encouragés pour accomplir notre travail et qui nous ont réconfortés quand il le fallait.

SOMMAIRE

Liste des figures	i-1
Liste des tableaux	i-1
Liste D'abréviations	i-2
Introduction	1
Chapitre I : Présentation du complexe GL2/Z	3
I.1. Généralité sur le complexe :.....	3
a. Objectifs du complexe :.....	3
I.2. Les Utilités	4
I.3. Procès de liquéfaction du Gaz naturel (Annexe I)	4
I.3.1. Unité de traitement et préparation de la charge du GN.....	4
I.3.2. Unité de liquéfaction.....	4
I.4. Stockage et chargement du GNL "TERMINAL"	5
A. Stockage	5
B. Chargement.....	5
Chapitre II : Le dioxyde de carbone et ces différentes sources d'émission	7
II.1. Qu'est-ce que le Dioxyde de Carbone ? (Annexe III)	7
II.2. Les différentes sources d'émissions du CO ₂ [1]	8
II.2.1. Sources des émissions d'origine humaine	8
II.2.2. Source des émissions d'origine naturelle	8
II.2.3. Source des émissions industrielles	9
II.3. les sources d'émissions du CO ₂ dans le complexe GNL2/Z.....	10
II.3.1. Le dioxyde de carbone issu de la section décarbonatation [2]	11
II.3.2. Le dioxyde de carbone contenu dans les fumés de chaudières [3]	13
II.3.3. Le dioxyde de carbone issu des torches [4]	14
Chapitre III : Estimation de la quantité de CO ₂ rejetée et les procédés de captage.	15
III.1. Quantité du CO ₂ produite pas la section décarbonatation.....	15

III.1.1. Estimation du CO ₂ au niveau de la colonne d'absorption.....	15
III.2. Quantité de CO ₂ contenue dans les fumés des chaudières	18
III.3. Estimation de la quantité de CO ₂ issu des torches	19
III.4. Captage, Transport et Stockage du gaz carbonique [5].....	22
III.4.1.1. Captage de CO ₂ en postcombustion	22
III.4.1.2. Captage de CO ₂ en oxy-combustion.....	23
III.4.1.3. Le captage de CO ₂ en Pré-combustion	23
III.4.2. Le transport	24
III.4.3. Le stockage géologique du gaz carbonique.....	24
III.5. Quelques projets réussis de captage de gaz carbonique :.....	25
A.Aux états unis	25
B.Canada	25
C.Algérie.....	26
Conclusion.....	27
Annexes.....	29
Références bibliographiques	39

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Localisation géographique du complexe.	3
Figure 2: Schéma de principe des procédés du GNL.	5
Figure 3: les sources anthropiques du CO ₂	8
Figure 4 : les sources naturelles du CO ₂	9
Figure 5 : Sources d'émissions de CO ₂ dans le complexe GL2Z.	10
Figure 6: Procédé de décarbonatation et de régénération du MEA riche dans le complexe GL2Z.	12
Figure 7: schéma d'une chaudière à vapeur à combustible.....	13
Figure 8 : Les différentes torches du complexe GL2/Z.	14
Figure 9 : Collonne d'absorption	15
Figure 10 : Les différentes sources d'émissions de CO ₂ au niveau du complexe GL2/Z	21
Figure 11 : Technique de captage par postcombustion	23
Figure 12 : Technique de captage par oxy-combustion	23
Figure 13 : Technique de captage par pré-combustion	24
Figure 14 : Différents types de réservoirs pour le stockage géologique du CO ₂	25

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Résultats d'analyses du GN à l'entrée et à la sortie de l'absorbeur.	16
Tableau 2 : les caractéristique du gaz naturel a l'entrée et la sortie de l'absorbeur.....	16
Tableau 3 : la quantité du Co ₂ absorbé de la décarbonatation.....	18
Tableau 4 : Récapitulatif de la quantité de CO ₂ émise par le complexe	20
Tableau 5 : Les causes du torcheage et le total des gaz torchés de mois de février.....	21

LISTE D'ABREVIATIONS

GN : Gaz naturel

GNL : Gaz naturel liquéfié

Ppm/v : parties par million-en volume

MEA : Monoethanolamine

MDEA : methyldiethanolamine

MCR : Multi-composants réfrigérant

CPG : chromatographie en phase gazeuse

ABB (Enterprise) : ASEA Brown Boveri

IHI (Enterprise) : Ishikawajima-Harima Heavy Industries

CO₂-EOR : (Enhanced Oil Recovery)

ECBM : (Enhanced Coal Bed Methane)

INTRODUCTION

Il est admis aujourd'hui que le dioxyde de carbone joue un rôle prépondérant dans l'effet de serre. Les émissions de CO₂ proviennent schématiquement de deux niveaux : sources de pollution diffuse (transports, chauffage domestique ...) et sources de pollution concentrée (industries). La demande en énergie va continuer de croître dans les prochaines décennies avec l'émergence des pays en voie de développement. Ce travail entre dans le cadre d'un projet fin d'étude de master génie chimique à la faculté des sciences et de la technologie de l'université Abd elHamidben badis. Il : a pour thème "Estimation des émissions de CO₂ au niveau du complexe GNL2/Z et procédés de captages".

Il a été réalisé au sein du complexe GL2/Z et s'est intéressé au dégagement du gaz carbonique par ce dernier.

Le gaz carbonique est un gaz à effet de serre et les acteurs de la transition énergétique tentent de limiter sa production et à interdire son émanation dans l'atmosphère à cause de sa forte concentration l'air. Sa présence massive est en partie responsable du réchauffement climatique. Ses sources sont nombreuses car les écosystèmes jouent chacun un rôle dans son émission.

Près de 87% de ces émissions sont attribuées à l'homme et proviennent de la combustion de combustibles fossiles.

Le taux de CO₂ dans l'atmosphère a toujours fait l'objet de variation bien avant l'apparition des humains et de la société industrielle, mais jamais à un rythme aussi rapide que celui observé au cours des dernières décennies, dont l'origine anthropique n'est plus douteuse.

Le secteur industriel est la troisième source anthropogénique majeure d'émissions de dioxyde de carbone. En 2019, ce secteur a produit 28% des émissions liées aux combustibles fossiles.

En Algérie, le Gaz Naturel (GN) provenant de Hassi R'mel doit être traité et purifié de toute substance néfaste aux installations de liquéfaction, parmi elles le dioxyde de carbone et la vapeur d'eau. Ces traitements comprennent, entre autres, la déshydratation et la décarbonatation pour protéger les équipements de la ligne cryogénique contre tout givrage, bouchage et du phénomène de la corrosion.

Le complexe GL2/Z de SONATRACH utilise dans la décarbonatation le mono-éthanolamine (MEA) comme agent absorbant pour éliminer le dioxyde de carbone présente dans le gaz

naturel. En sortant de la section de décarbonatation, le MEA utilisé est saturé en gaz carbonique (CO_2). La MEA doit être régénérée et le CO_2 sera désorbé et rejeté en continu vers l'atmosphère. En plus de la décarbonatation il y a aussi les gaz de fumées des chaudières qui contiennent, des quantités non négligeables, et celles des torches.

Ces émanations de gaz carbonique nous ont imposées quelques questions :

1. Quelle est la quantité de CO_2 que dégage à elle seul l'étape de décarbonatation.
2. Quelle est la quantité de CO_2 que dégagent les chaudières.
3. Quelle est la quantité de CO_2 que dégagent les torches.
4. Quelle est la quantité de CO_2 que dégage le complexe GL2/Z.
5. Y a-t-il moyen de ne pas mettre ce CO_2 à l'atmosphère ?

Pour répondre à ces questions, nous avons entrepris ce travail qui est divisé en 3 chapitres. Dans le premier chapitre : la présentation du complexe GL2/Z, le deuxième chapitre : Le dioxyde de carbone et ces différentes sources d'émission. Et le troisième l'estimation de la quantité de CO_2 rejetée et les procédés de captage.

Chapitre I : Présentation du complexe GL2/Z

I.1. Généralité sur le complexe :

Le complexe GL2/Z est situé à Béthioua et son emplacement au bord de la mer lui permet d'utiliser son eau comme source d'alimentation pour le refroidissement, la production d'eau distillée, la lutte anti-incendie et en plus comme moyen de transport et d'expédition.



Figure 1 : Localisation géographique du complexe.

Le contrat de la réalisation a été signé avec la société d'engineering PULLIMAN KELLOG chargée des études, de la construction et du démarrage des installations du complexe, c'est ainsi que :

- ✓ Les travaux résultant du projet ont été entrepris en 1977.
- ✓ Les essais et les démarrages ont été entrepris en 1980.
- ✓ La production et la mise en vente du GNL on début en 1981.

a. Objectifs du complexe :

Le complexe a pour but la liquéfaction du gaz naturel par refroidissement à -162°C , ce qui permet une réduction de volume de 600 fois grâce à cette réduction, le transfert par méthanier vers l'international.

Chaque train de liquéfaction comprend les unités d'exploitation suivantes :

- ✓ Unité de traitement du Gaz naturel.
- ✓ Unité de liquéfaction.
- ✓ Unité de fractionnement.

- ✓ Unité de compression.

I.2. Les Utilités

Un certain nombre de fluide tels que la vapeur, l'eau de refroidissement, l'air comprimé,...etc. sont nécessaire pour assurer le fonctionnement des trains de liquéfaction.

I.3. Procès de liquéfaction du Gaz naturel (Annexe I)

I.3.1. Unité de traitement et préparation de la charge du GN

Le traitement du gaz naturel provenant de Hassi R'mel consiste à éliminer certains constituants, avant d'être liquéfié et envoyé vers les bacs de stockage, les étapes du traitement du gaz naturel sont

- A. Prétraitement
- B. Démercurisation
- C. Section de décarbonatation (Annexe II)
- D. Section de déshydrations

I.3.2. Unité de liquéfaction

Après avoir éliminé le dioxyde de carbone, le mercure et l'eau, le gaz naturel devient traité (GNT)

Le GNT passe par d'autres séries d'opérations qui sont la séparation des hydrocarbures lourds et la liquéfaction du méthane

- A. Section de séparation
- B. Section de liquéfaction

Le GNL est alors pompé et stocké dans des bacs, a une pression voisine de la pression atmosphérique, et une température de -162 °C

- C. Unité de fractionnement des hydrocarbures lourds
- D. Unité de compression.

I.4. Stockage et chargement du GNL "TERMINAL"

A. Stockage

Le GNL produit par les trains de liquéfaction est dirigé vers les trois bacs de stockage par les pompes de chaque train.

B. Chargement

Les installations de chargement permettent le transfert du GNL contenu dans les bacs vers les cuves des méthaniers.

Le processus de liquéfaction du gaz naturel à GL2/Z est porté dans le diagramme suivant :

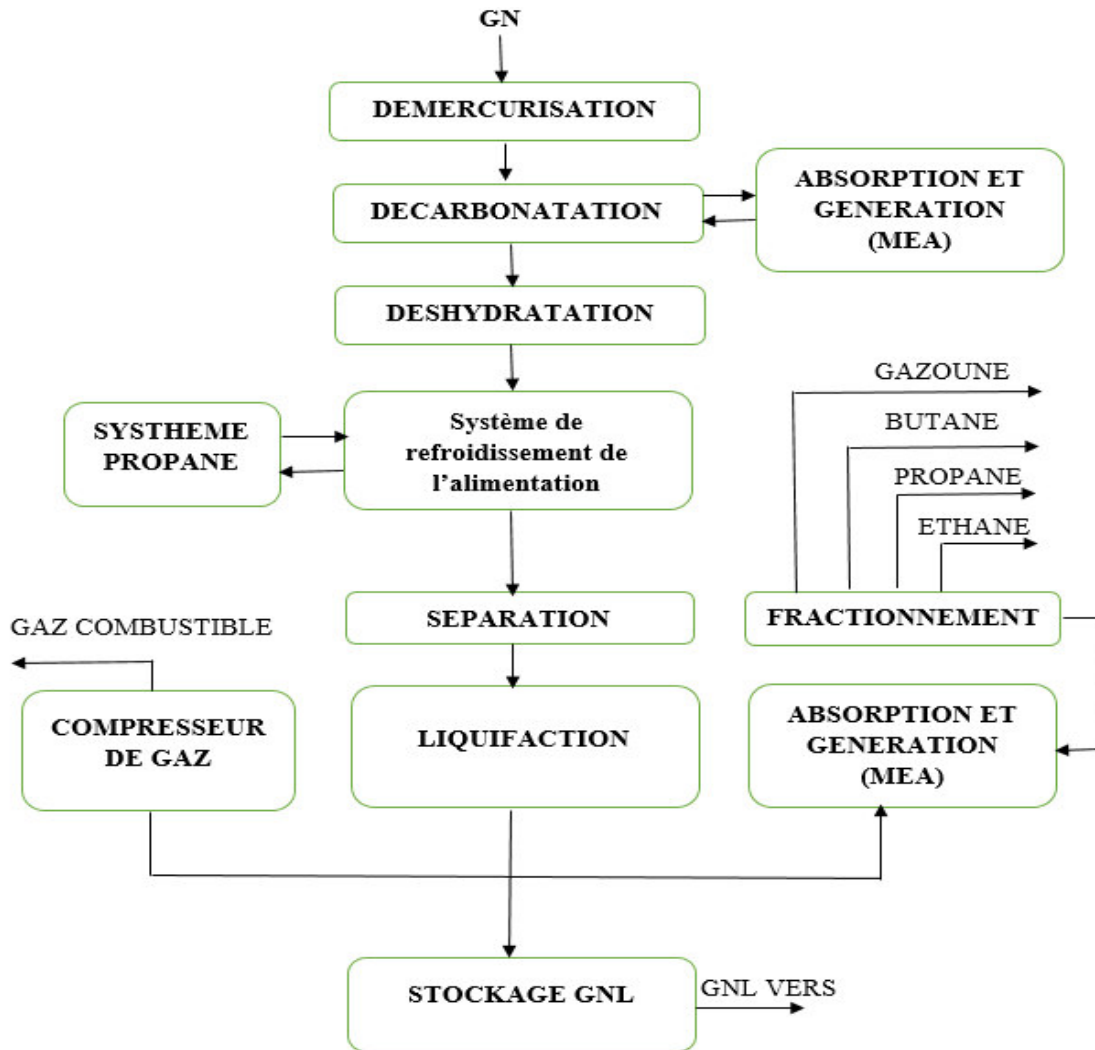


Figure 2: Schéma de principe des procédés du GNL.

Plusieurs rejets liquides et gazeux sont issus du procédé de liquéfaction du gaz naturel notamment le dioxyde de carbone.

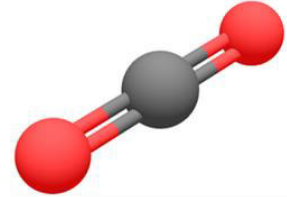
Chapitre II : Le dioxyde de carbone et ces différentes sources d'émission

II.1. Qu'est-ce que le Dioxyde de Carbone ? (Annexe III)

Le dioxyde de carbone (ou gaz carbonique) est un composé chimique constitué d'un atome de carbone et de deux atomes d'oxygène. Sa formule brute est : CO_2 .

C'est une molécule linéaire dont la formule développée selon Lewis est : $\text{O}=\text{C}=\text{O}$.

Dans les conditions normales de température et de pression le dioxyde de carbone est un gaz incolore, inodore et à la saveur piquante communément appelée gaz carbonique ou encore anhydride carbonique.



Il est présent dans l'atmosphère dans une proportion approximativement égale à 0,0375 % en volume, dans cette décennie (années 2000), soit 375 ppmv (parties par million en volume). Cette proportion augmente rapidement (environ 2 ppmv/an) à cause des activités humaines en consommation de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz etc).

Le dioxyde de carbone est un matériau industriel polyvalent utilisé :

- Comme gaz inerte dans les soudures et les extincteurs.
- Comme pressuriseur de gaz dans les armes à air comprimé et récupération d'huile.
- Comme matière première chimique et sous forme liquide comme solvant dans la décaféinassions et le séchage supercritique.
- Adjuvant aux boissons et boissons gazeuses.

Sa forme solide est connue sous le nom de "glace sèche" et est utilisée comme agent de refroidissement et abrasif dans les rafales sous pression.

Le dioxyde de carbone est un gaz à effet de serre important. La combustion de combustibles carbonés, depuis la révolution industrielle, a rapidement augmenté sa concentration dans l'atmosphère, ce qui a conduit au réchauffement climatique. C'est aussi la principale cause de l'acidification des océans, car il se dissout dans l'eau d'une solubilité ($1,45 \text{ kg.m}^{-3}$) pour former de l'acide carbonique. Ainsi, l'augmentation de la teneur atmosphérique en CO_2 depuis 150 ans, principalement en raison de l'usage de combustibles fossiles, est considérée comme étant l'une des responsables de l'effet de serre avec un rôle majeur dans les gaz à effet de serre.

II.2. Les différentes sources d'émissions du CO₂ [1]

Une émission de dioxyde de carbone est un rejet dans l'atmosphère, quelle qu'en soit la source. Ces émissions sont d'origines naturelle et anthropique (c'est-à-dire issues d'activités humaines). Cette seconde source est en forte croissance depuis quelques décennies. Le taux moyen de CO₂ dans l'air a atteint 393 ppm en 2012 et 400 ppm en avril 2014 dans tout l'hémisphère nord.

II.2.1. Sources des émissions d'origine humaine

Depuis la révolution industrielle, les sources humaines d'émissions de dioxyde de carbone se sont multipliées. Près de 87% des émissions de dioxyde de carbone sont attribuables à l'homme et proviennent de la combustion de combustibles fossiles, tels que le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Le reste provient du défrichage des forêts et autres changements dans l'utilisation des sols (9%), ainsi que de certains procédés industriels, comme la fabrication de ciment (4%).

Le charbon est responsable de 43% des émissions de dioxyde de carbone provenant de la sa combustion comme combustibles, 36% sont produites par le pétrole et 20% proviennent du gaz naturel.

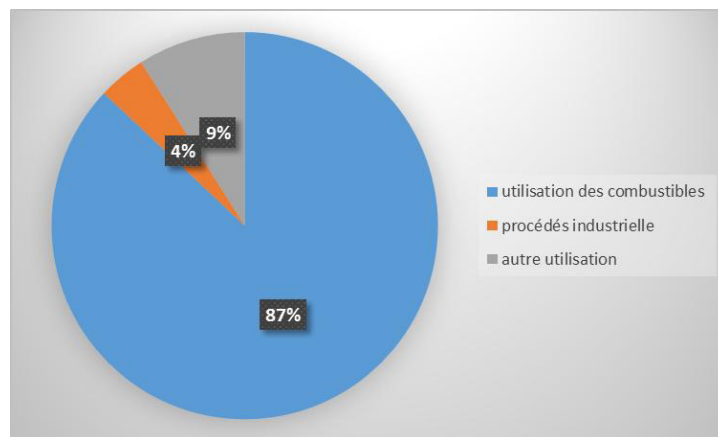


Figure 3 : les sources anthropiques du CO₂

II.2.2. Source des émissions d'origine naturelle

La quantité de dioxyde de carbone produite par les sources naturelles existe depuis des milliers d'années. Avant l'influence de l'homme, le taux de dioxyde de carbone était équilibré en raison de l'équilibre calco-carbonique d'une part et de l'autoépuration de l'environnement.

En plus d'être produit par les activités humaines, le dioxyde de carbone est également libéré dans l'atmosphère par des processus naturels. Les océans, les sols, les plantes, les animaux et les volcans sont toutes des sources naturelles d'émissions de dioxyde de carbone.

De toutes les émissions de dioxyde de carbone produites naturellement, 42,84% proviennent de l'échange entre l'océan et l'atmosphère. D'autres sources naturelles d'origine végétales et animales importantes, incluent la respiration (28,56%), ainsi que la respiration du sol et la décomposition (28,56%). Une faible part est également issue des éruptions volcaniques (0,03%).

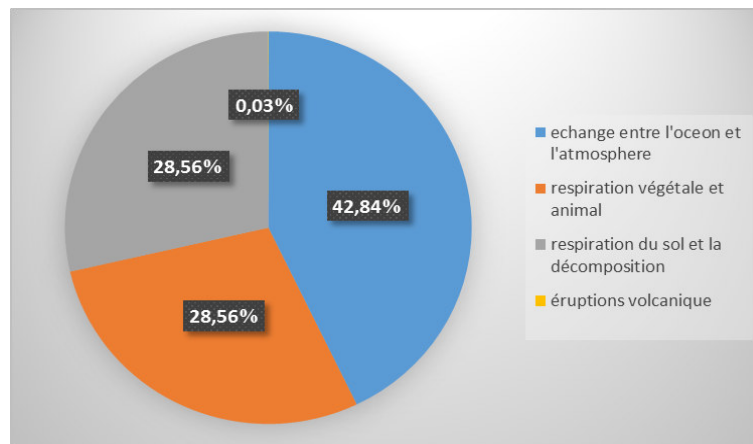


Figure 4 : les sources naturelles du CO₂

II.2.3. Source des émissions industrielles

Le secteur industriel est la troisième source anthropogénique majeure d'émissions de dioxyde de carbone. En 2010, ce secteur a produit 20% des émissions de dioxyde de carbone liées aux combustibles fossiles. Le secteur industriel comprend 5 domaines :

- La fabrication,
- La construction,
- L'exploitation minière
- L'agriculture.
- Le transport toute catégorie confondue

La fabrication est le domaine le plus important du secteur industriel. Elle se divise en 5 catégories principales : le papier, les aliments, les produits du pétrole, les produits chimiques, ainsi que les produits métalliques et minéraux. Ces catégories représentent la grande majorité de l'utilisation de combustibles fossiles et des émissions de CO₂ du secteur industriel.

La fabrication et autres procédés industriels s'ajoutent pour produire de grandes quantités de différents gaz à effet de serre et plus particulièrement de grandes quantités de CO₂. Ceci est dû au fait que de nombreuses installations de fabrications utilisent les carburants fossiles de façon directe, pour créer la chaleur et la vapeur nécessaire aux divers stades de production.

II.3. les sources d'émissions du CO₂ dans le complexe GNL2/Z

Le GNL est un gaz naturel de qualité commerciale condensé à l'état liquide. Il se compose essentiellement de méthane mais comprend aussi jusqu'à 10 % d'éthane et de petites quantités d'autres composés. Le méthane devient liquide à une température de -161 °C à la pression atmosphérique.

Le GNL est presque du méthane pur, les autres composants sont séparé lors de l'opération de fractionnement.

Le dioxyde de carbone est présent dans le gaz naturel. Il doit être extrait au préalable, car il endommagerait les équipements de liquéfaction en s'y solidifiant. Le CO₂ extrait est rejeté vers l'atmosphérique.

Durant notre présence sur les lieux du stage au niveau du complexe GL2Z, on a constaté que le gaz carbonique est, essentiellement, émis de (Figure 5) :

- La section décarbonatation ;
- Les chaudières,
- Les torches.

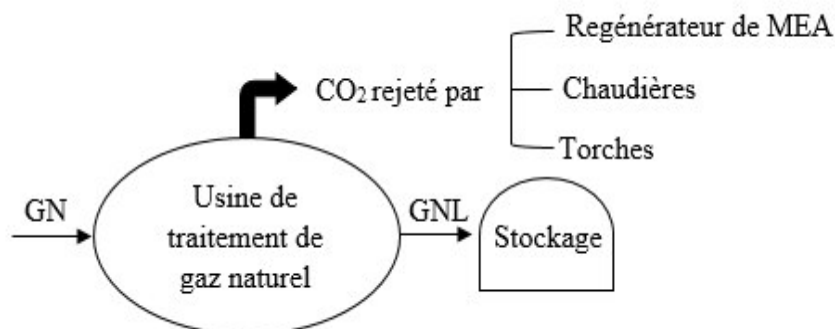
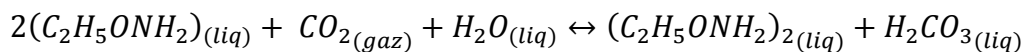


Figure 5 : Sources d'émissions de CO₂ dans le complexe GL2Z.

II.3.1. Le dioxyde de carbone issu de la section décarbonatation [2]

La section décarbonatation sert à extraire la plus grande partie du gaz carbonique contenue dans le gaz naturel, La concentration du gaz carbonique CO₂ doit être réduite à 70 ppm (en volume).

Le gaz s'élevant dans l'absorbeur (pression 41 bar) est mis en contact à contre-courant avec une solution de MEA (Annexe IV) pauvre ou régénéré à 38°C pénétrant dans l'absorbeur. Le gaz carbonique est absorbé par la solution pauvre de MEA. L'élimination de CO₂ s'effectue selon la réaction chimique réversible suivante :



Le gaz naturel, dont la teneur en gaz carbonique a été réduite à 70 ppm, sort par le sommet de l'absorbeur et dirigé vers le séchage.

La MEA enrichie de CO₂ (MEA + CO₂ dissout) provenant de l'absorbeur est chauffée dans les échangeurs avec la solution chaude de MEA pauvre qui provient du fond du régénérateur. La MEA riche est chauffée à 102°C et introduite en tête de la tour de régénération.

Le régénérateur fonctionne à 110 °C et 1,0 bar en fond de colonne. Dans la tour de régénération, la solution riche en CO₂ est vaporisée dans le bouilleur. Les vapeurs d'eau, de MEA et le CO₂ s'élèvent au-dessus de la zone de vaporisation, et arrivent au niveau de la zone de condensation où l'eau et le MEA se condensent, tandis que le CO₂ reste à l'état gazeux, dissocié du MEA. La solution liquide débarrassée du CO₂ (dans un flash) redescend le long de la tour de régénération pour repartir vers l'échangeur croisé pour être refroidie avant son entrée dans la tour d'absorption. Le CO₂ gazeux est rejeté vers l'atmosphère

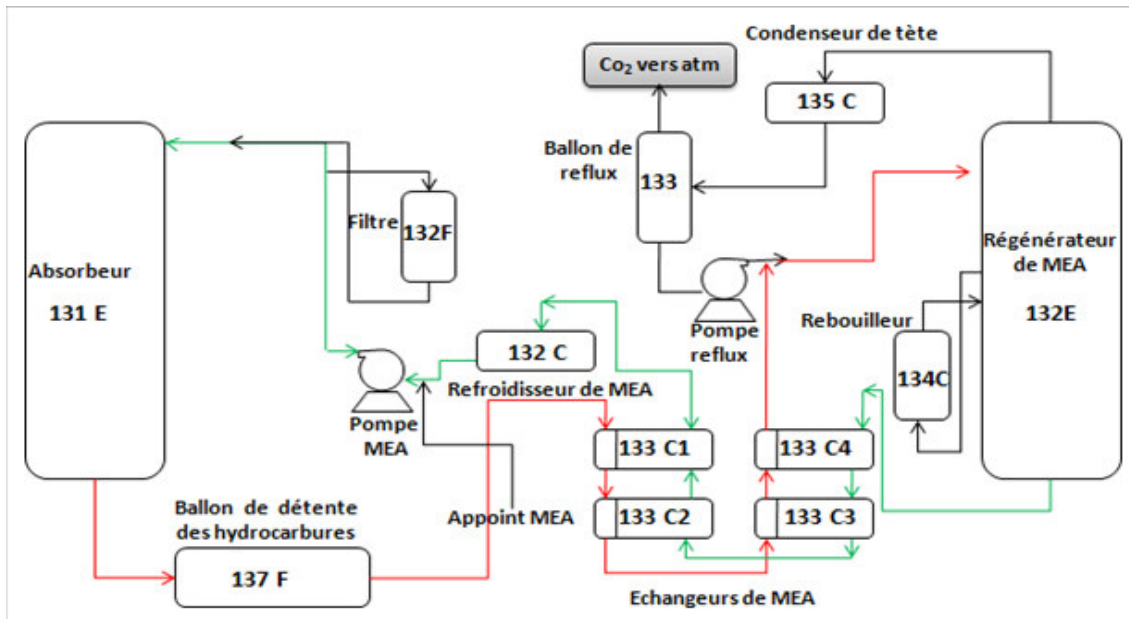


Figure 6 : Procédé de décarbonatation et de régénération du MEA riche dans le complexe GL2Z.

II.3.2. Le dioxyde de carbone contenu dans les fumés de chaudières [3]

La chaudière est un dispositif de production de la vapeur. En Industrie la vapeur sert au fonctionnement d'équipement.

Elles sont chauffées à l'énergie fossile par la combustion de gaz, fioul ou charbon.

Les principaux équipements d'une es chaudière sont :

- La pompe d'alimentation
- Un ventilateur à tirage forcé
- Le foyer
- Deux brûleurs
- Un économiseur
- Deux ballons
- Un surchauffeur
- Un désurchauffeur

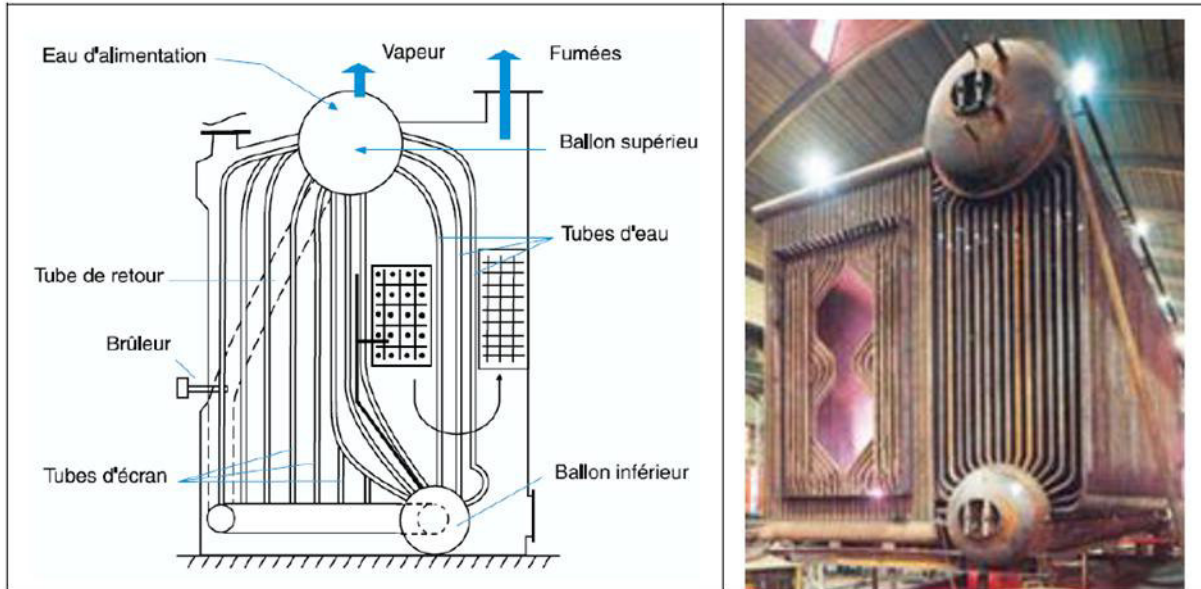


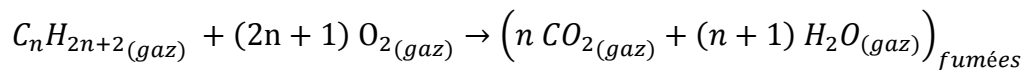
Figure 7 : schéma d'une chaudière à vapeur à combustible

II.3.2.1. Technologie et fonctionnement des circuits eau-vapeur :

Après avoir traversé le dégazeur et l'échangeur de chaleur (économiseur) pour que sa température soit de 109°C, l'eau alimente la chaudière ou elle circule par gravité ensuite pénètre dans le ballon supérieur en descendant vers le ballon inférieur qui sont liés par des tubes écrans où l'eau se vaporise partiellement. Le mélange s'achemine au sommet du ballon supérieur où la vapeur sèche pour, ensuite, se surchauffe et se refroidit par désurchauffeur. A la sortie, la vapeur est à la température de 440°C et une pression de 62 bars. Elle est prête pour l'entraînement des turbines

II.3.2.2. Circuit des fumés

La combustion est présentée dans la réaction suivante :



Les gaz des fumés, dont la température est de 1240°C, à la sortie de la chambre de combustion, passent à travers des faisceaux de surchauffeur. À la sortie de surchauffeur, la température des fumées est de 750°C, elles traversent l'économiseur de haut en bas, ensuite elles sont dirigées vers la cheminée à une température de 170°C environ.

II.3.3. Le dioxyde de carbone issu des torches [4]

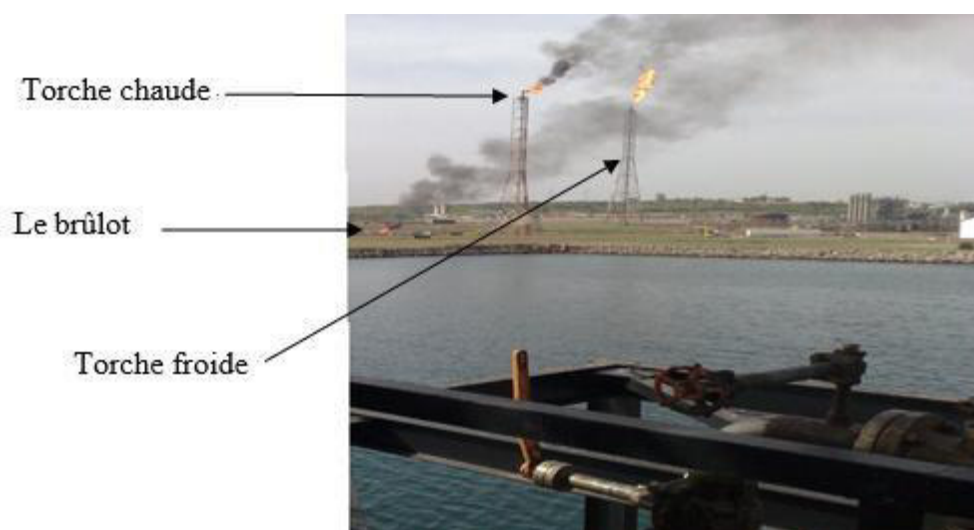


Figure 8 : Les différentes torches du complexe GL2/Z.

Les systèmes de torches sont prévus pour l'évacuation sans danger, des vapeurs et des liquides dégagés au démarrage, en régime perturbé et en fonctionnement normale à l'aide de divers événements et purges.

Le système des torches est constitué d'un brûlot, une torche froide, une torche chaude, une torche de refroidissement, et une torche basse pression.

Chapitre III : Estimation de la quantité de CO₂ rejetée et les procédés de captage.

Les principales sources de production de CO₂ dans le complexe sont situées au niveau de la section de décarbonatation, les fumées des chaudières et les torches.

III.1. Quantité du CO₂ produite pas la section décarbonatation

La quantité de CO₂ émise par cette section est estimée par deux méthodes :

1. Bilan massique au niveau du régénérateur de la solution de MEA.
2. Bilan massique au niveau de la colonne d'absorption.

Une estimation rigoureuse impose le calcul par les deux méthodes. Par manque de données au niveau du régénérateur, la méthode 2 a été adoptée.

III.1.1. Estimation du CO₂ au niveau de la colonne d'absorption.

La quantité du CO₂ rejetée vers l'atmosphère est celle absorbée par la solution de MEA. Son estimation impose d'établir un bilan de matière au niveau de l'absorbeur (Figure 9)

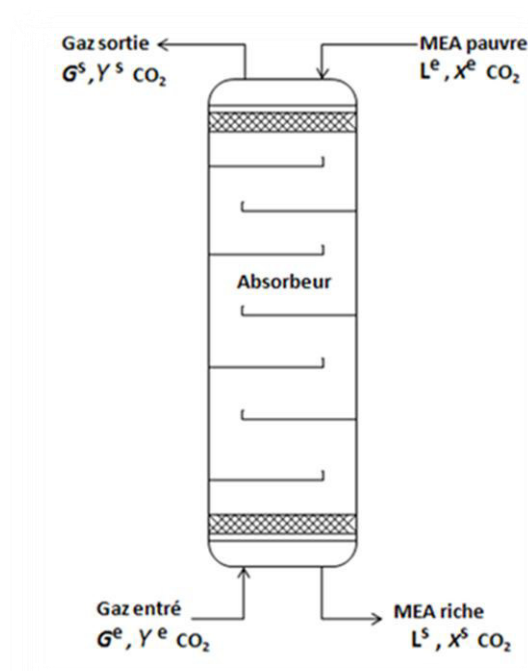


Figure 9 : Colonne d'absorption

Les résultats des analyses du GN par CPG (Annexe V) sont présentés dans le tableau suivant avec la moyenne du débit à l'entrée et la sortie de l'absorbeur (Annexe VI) pour une estimation précise

Tableau 1 : Résultats d'analyses du GN à l'entrée et à la sortie de l'absorbeur.

<i>Les trains</i>	<i>Débit de GN à l'entrée (NM³/h)</i>	<i>Ye CO₂ (%)</i>	<i>Ys CO₂ (ppm)</i>
100	252910,5177	0,247	3,766
200	258585,8161	0,247	3,766
400	260708,4922	0,247	3,766

Bilan de matière de l'absorbeur :

C'est l'application du principe de conservation de la masse lors de l'analyse d'un système pour ce qui est des flux de matière entrant et sortant.

Remarque : le bilan, étant complexe, est appliqué uniquement sur le train 100. La même méthode est appliquée aux deux autres trains

Les données sont présentées sur le Tableau 2 :

Tableau 2 : les caractéristique du gaz naturel a l'entrée et la sortie de l'absorbeur

<i>Détermination</i>	<i>Valeurs</i>
Débit volumique du GN à l'entrée	252910.5177 Nm ³ /h
Débit volumique du GN à l'entrée	11290.648 Kmol/h
Volume molaire du mélange	22.4 Nm ³ /kmol
Teneur en CO ₂ à l'entrée de l'absorbeur	0,247 %
Teneur en CO ₂ à la sortie de l'absorbeur	3.766 ppm

Le débit du CO₂ absorbé par le MEA est calculé d'après le bilan global suivant :

$$G^e + L^e = G^s + L^s \dots (1)$$

Le bilan partiel sur le CO₂ est donné par la relation :

$$(G^e * y_{CO_2}^e) + (L^e * x_{CO_2}^e) = (G^s * y_{CO_2}^s) + (L^s * x_{CO_2}^s) \dots (2)$$

La solution MEA à l'entrée de l'absorbeur est considérée comme pure. La fraction molaire de CO₂ sera nulle ($x_{CO_2}^s = 0$), donc le débit molaire du CO₂ absorbé sera :

$$G_{CO_2}^{Absorbé} = (L^s * x_{CO_2}^s) = (G^e * y_{CO_2}^e) - (G^s * y_{CO_2}^s) \dots (3)$$

Avec :

L^e : Débit molaire du MEA à la sortie de l'absorbeur ;

G^e : Débit molaire du GN à l'entrée de l'absorbeur ;

$y_{CO_2}^e$: Fraction molaire de CO₂ à l'entrée de l'absorbeur ;

$G_{CO_2}^{Absorbé}$: Débit molaire du CO₂ absorbé ;

G^s : Débit molaire du GN à la sortie de l'absorbeur ;

$y_{CO_2}^s$: Fraction molaire de CO₂ à la sortie de l'absorbeur.

Le GN à la sortie, (Tableau 2), contient des traces de CO₂. La différence entre les quantités à l'entrée et celles de la sortie représente la quantité de CO₂ absorbé par la solution de MEA c'est-à-dire, celle rejetée vers l'atmosphère. Cette quantité représente le rejet de CO₂ au niveau de la section de la décarbonatation.

Le débit du GN à la sortie de l'absorbeur varie en fonction de la quantité de CO₂ absorbée. Pour connaître sa valeur on doit établir un bilan sur les inertes, dont le débit reste constant au cours de l'opération de l'absorption ; les inertes représentent les constituants du GN qui ne réagissent pas avec la solution de MEA.

$$y_{N_2} + y_{CO_2} + y_{C_1} + y_{C_2} + y_{C_3} + y_{IC_4} + y_{NC_4} + y_{IC_5} + y_{NC_5} + y_{C_6^+} + y_{He} = 1$$

$$y_{CO_2} + y_{inerte} = 1$$

$$y_{inerte} = 1 - y_{CO_2}$$

$$G_{inerte} = G^e * y_{inerte}^e = G^s * y_{inerte}^s$$

$$G_{inerte} = G^e * (1 - y_{CO_2}^e) = G^s * (1 - y_{CO_2}^s) \dots (4)$$

D'après l'équation (4) on déduit :

$$G^e = \frac{G_{inerte}^e}{(1 - y_{CO_2}^e)} \dots (5)$$

$$G^s = \frac{G_{inerte}^e}{(1 - y_{CO_2}^s)} \dots (6)$$

Le remplacement des équations (5) et (6) dans l'équation (3) donne :

$$G_{CO_2}^{Absorbé} = \left(\frac{G_{inerte}^e}{(1 - y_{CO_2}^e)} * y_{CO_2}^e \right) - \left(\frac{G_{inerte}^e}{(1 - y_{CO_2}^s)} * y_{CO_2}^s \right) \dots (7)$$

Où :

A= quantité de CO₂ contenue dans le GN à l'entrée de l'absorbeur

B= quantité résiduelle de CO₂ dans le GN à la sortie de l'absorbeur

Le débit de CO₂ absorbé ($G_{CO_2}^{Absorbé}$) devient la différence entre la quantité en A et celle en B (équation 8)

$$G_{CO_2}^{Absorbé} = 27.845 \text{ Kmol/h}$$

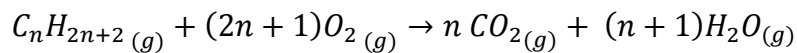
Les mêmes calculs sont réalisés pour les trains 200 et 400 dont les résultats, avec ceux du train 100, sont présentés au Tableau 3

Tableau 3 : la quantité du CO₂ absorbé de la décarbonatation

<i>les trains</i>	<i>Débit de Co₂ absorbé (%)</i>
Train 100	33,02
Train 200	33,73
Train 400	33,25
Total	100%

III.2. Quantité de CO₂ contenue dans les fumés des chaudières

La quantité de dioxyde de carbone émise par les chaudières en service dans le complexe GL2/Z est estimée à partir de la réaction de combustion complète représentée ci-après.



D'où:

$$1 \text{ mole de } C_n H_{2n+2} (g) = n \text{ mole de } CO_2 (g)$$

- Calcul de la quantité de gaz carbonique.

L'équivalence massique, gaz carbonique fioul, appliquée ci-après reste valable pour toutes les chaudières.

$$Q_{CO_2}^{produite} (C_nH_{2n+2}) = n_C \times Q_{C_nH_{2n+2}}^{entrée}$$

Avec :

$$Q_{C_nH_{2n+2}}^{entrée} = Q_{fioul} \times y_{C_nH_{2n+2}}$$

Exemple de calcul :

- Quantité de CO₂ produite par le méthane CH₄ dans les chaudières ABB ;

$$Q_{CH_4}^{entrée} = \frac{1144,75 \times 10^3}{22,4} \times \frac{69,18}{100} = 35354,68 \text{ kmol/h}$$

$$Q_{CO_2}^{produite} (CH_4) = 1 \times 35354,68 = 35354,68 \text{ kmol/h}$$

$$Q_{CO_2}^{produite} (total) = \sum Q_{CO_2}^{produite} (C_nH_{2n+2})$$

$Q_{CO_2}^{produite} (C_nH_{2n+2})$: Quantité de CO₂ produite par chaque composé

Q_{fioul} : Débit molaire du fioul gaz (total)

$Q_{C_nH_{2n+2}}^{entrée}$: Quantité entrante pour chaque composant

$y_{C_nH_{2n+2}}$: Fraction molaire de chaque constituant présent dans le fioul gaz

n_C : Nombre de carbone présent dans chaque composant.

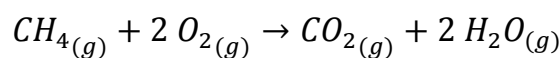
$Q_{CO_2}^{produite} (total)$: Quantité totale de CO₂ rejeté par les chaudières ABB

Les mêmes calculs sont réalisés pour les chaudières restantes.

III.3. Estimation de la quantité de CO₂ issu des torches

Les différentes causes du torcheage et le total des gaz torchés extraits des documents du complexe pour le mois de février sont présentés dans le tableau (Tableau 5).

En absence de données qualitatives, et ne connaissant que le débit du gaz torchés, nous supposons que les gaz torchés sont composés uniquement du méthane C1 et que la combustion est complète ou sa réaction sera comme suit :



Donc :

$$1 \text{ mole de } CH_{4(g)} = 1 \text{ mole de } CO_{2(g)}$$

$$1 \text{ kmol} \rightarrow 22,4 \text{ Nm}^3$$

$$x \leftarrow 5279,6 \text{ Nm}^3$$

$$x = \frac{5279,6}{22,4}$$

$$x = Q_{CH_4} = 235,7 \text{ kmol /h}$$

$$Q_{CO_2}^{Torché} (CH_4) = 1 \times 235,7 = 235,7 \text{ kmol/h}$$

Avec :

$$Q_{CO_2}^{Torché} (CH_4) = \text{La quantité du CO}_2 \text{ torché, produite de la combustion totale du CH}_4$$

Pour permettre une comparaison entre les trois sources d'émission de gaz carbonique au niveau du complexe GL2/Z, les résultats des trois sections sont représentés au **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**4 et à la Figure 10.

Tableau 4 : Récapitulatif de la quantité de CO₂ émise par le complexe

Sources	la quantité de CO ₂ émise par le complexe %
Chaudières	99,54
Décarbonatation	0,12
Torches	0,34
Total	100,00

Tableau 5 : Les causes du torcheage et le total des gaz torchés de mois de février

<i>Train N°</i>	<i>Les causes de torcheage</i>	<i>Les gaz torchés</i>
100	Torcheage dû à l'arrêt du train suite à un manque de charge du GN	20,71%
200	Torcheage dû aux redémarrages du train suite à un manque du GN	22,7%
400	Torcheage dû aux arrêts et redémarrages du train suite à un manque de charge du GN	47,11
Causes diverses :	A. Instabilité de la section fractionnement du train lors de son redémarrage B. Fuites dues à l'inétanchéité des vannes	9,48%
	Total gaz torchés	100%

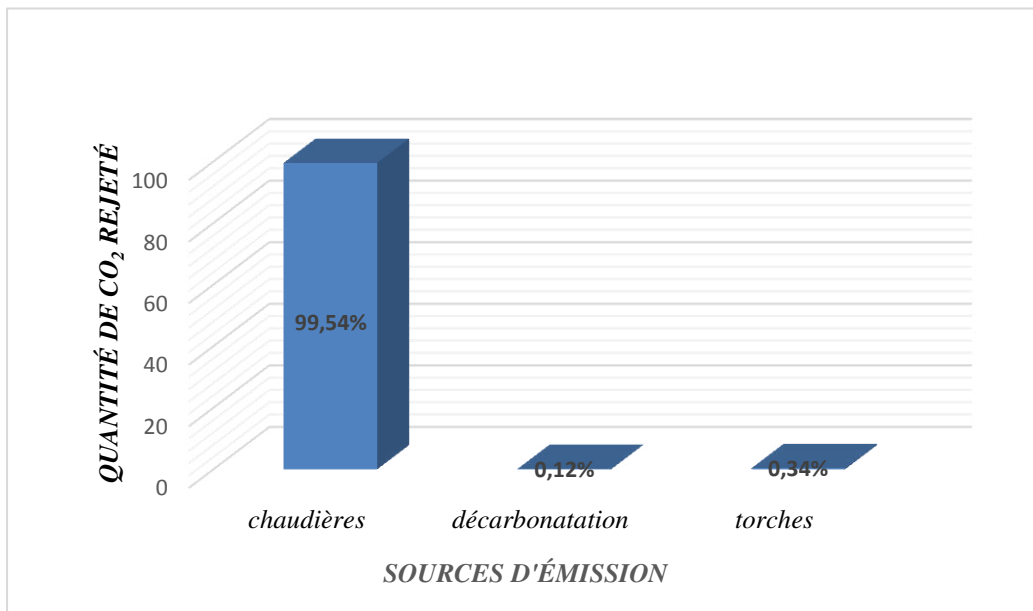


Figure 10 : les différentes sources d'émissions de CO₂ au niveau du complexe GL2/Z

Cette figure montre que les chaudières émettent la plus grande quantité de gaz carbonique, quantité qui représente 99,54% de l'ensemble du complexe. La part qui revient aux torches est de 0,34% tandis que celle de la section de décarbonatation est de 0,12%.

Il apparait que les chaudières soient l'équipement le plus polluant.

Le complexe GL2/Z produit une grande quantité de gaz carbonique (69110,53 *Kmol/h*) qu'il rejette à l'atmosphère,

Il existe un certain nombre de solution pour lutter contre le gaz carbonique qui consistent :

1. Diminuer la production de gaz carbonique en diminuant le temps de fonctionnement des équipements.
2. Changement des équipements en remplaçant ceux à fioul par ceux électrique.
3. Captage du gaz carbonique et son stockage géologique.

La solution adoptée dans le cadre de ce travail est celle du captage.

III.4. Captage, Transport et Stockage du gaz carbonique [5]

Le captage du CO₂ et son stockage géologique consiste à capter le CO₂ produit par les installations industrielles avant son rejet à l'atmosphère et à le réinjecter dans les structures géologiques adéquates pour l'y stocker sur des périodes de temps longues.

Il existe trois catégories de captage :

III.4.1.1. Captage de CO₂ en postcombustion

Il s'agit d'un lavage des fumées par absorption chimique, réalisé par un agent chimique liquide type amine, telle MEA et ou MDEA.

L'objectif du captage du CO₂ en post-combustion est de récupérer le CO₂ présent dans les fumées en sortie de chaudière.

le principe repose sur l'utilisation de deux colonnes ; une colonne d'absorption permettant de séparer le CO₂ des autres constituants gazeux à l'aide d'un solvant et une colonne de régénération permettant de récupérer le CO₂ sous forme gazeuse et de régénérer le solvant.

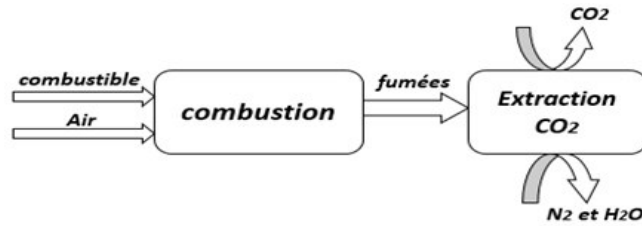


Figure 11 : Technique de captage par postcombustion

III.4.1.2. Captage de CO₂ en oxy-combustion

L'oxy-combustion consiste à brûler le combustible avec de l'oxygène séparé préalablement de l'azote de l'air. Cela permet d'augmenter la concentration du CO₂ dans les fumées d'une chaudière de 90% à 95%, ce qui augmente l'efficacité du captage. L'inconvénient est que la séparation de l'oxygène de l'azote, obtenue principalement par voie cryogénique, est coûteuse et consommatrice d'énergie.

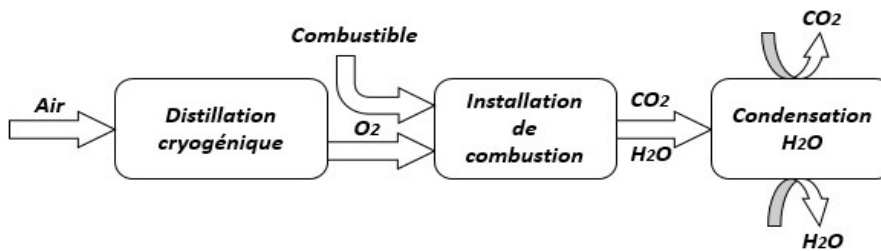


Figure 12 : Technique de captage par oxy-combustion

III.4.1.3. Le captage de CO₂ en Pré-combustion

La pré-combustion consiste à convertir le combustible à l'entrée de l'installation en Gaz de synthèse, un mélange de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂). Le CO présent dans le mélange réagit avec l'eau au cours de l'étape de conversion pour former du CO₂ et de l'hydrogène. Le CO₂ est séparé de l'hydrogène par absorption avec un solvant chimique selon le même procédé utilisé pour le captage postcombustion, l'hydrogène peut être utilisé pour produire de l'énergie (électricité et/ou chaleur) sans émission supplémentaire de CO₂. [6]

Cette technologie étant actuellement au stade de la recherche, elle sera utilisée uniquement sur de nouvelles installations.

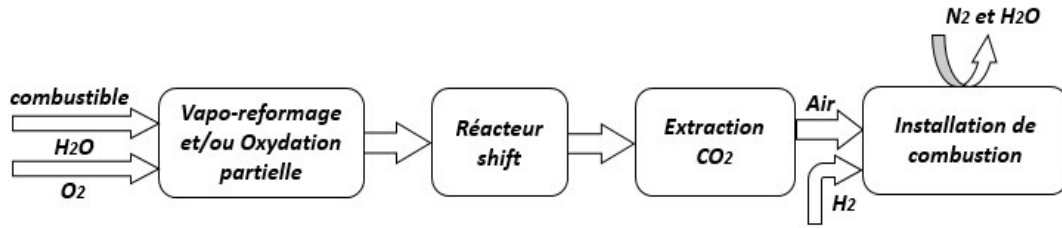


Figure 13 : Technique de captage par pré-combustion

III.5.2. Le transport

Le transport du CO₂ n'est pas une étape techniquement compliquée puisque les méthodes de transport des gaz naturels en général sont maîtrisées. Pour le cas du CO₂, deux solutions sont envisageables :

III.4.2.1. Le transport par canalisation :

Le CO₂ doit être comprimé au point d'atteindre un état quasi liquide.

III.4.2.2. Le transport par camions ou navires :

Le CO₂ est transporté sous forme liquide, à une pression de 15 bars et à une température de -30 °C.

III.4.3. Le stockage géologique du gaz carbonique

Il existe trois possibilités de stockage géologique :

III.4.3.1. Les aquifères salins profonds

Les aquifères se trouvent dans les bassins sédimentaires un peu partout sur la planète, ils offrent les capacités de stockage les plus importantes (capacité estimée par le GIEC à 10 000 milliards de tonnes de CO₂).

III.4.3.2. Les gisements de pétrole et de gaz naturels épuisés

Il est possible d'injecter du CO₂ dans les gisements d'hydrocarbure épuisés qui présentent un potentiel de stockage moindre que celui des aquifères salins, mais reste non négligeable.

Une autre possibilité se présente dans les gisements qui sont en fin d'exploitation: le CO₂ sert ici à récupérer les Hydrocarbures et il s'agit, à ce niveau, de l'adaptation d'un procédé déjà largement expérimenté dans l'industrie pétrolière, appelé CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery) destiné à améliorer la productivité des champs de pétrole.

III.4.3.3. Les veines de charbon profondes inexploitées

Cette technique de stockage est viable grâce à l'affinité du charbon pour le CO₂, elle est basée sur la méthode dite de récupération ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) pour exploiter le gaz naturel qui peut être piégé dans ces structures le cas échéant

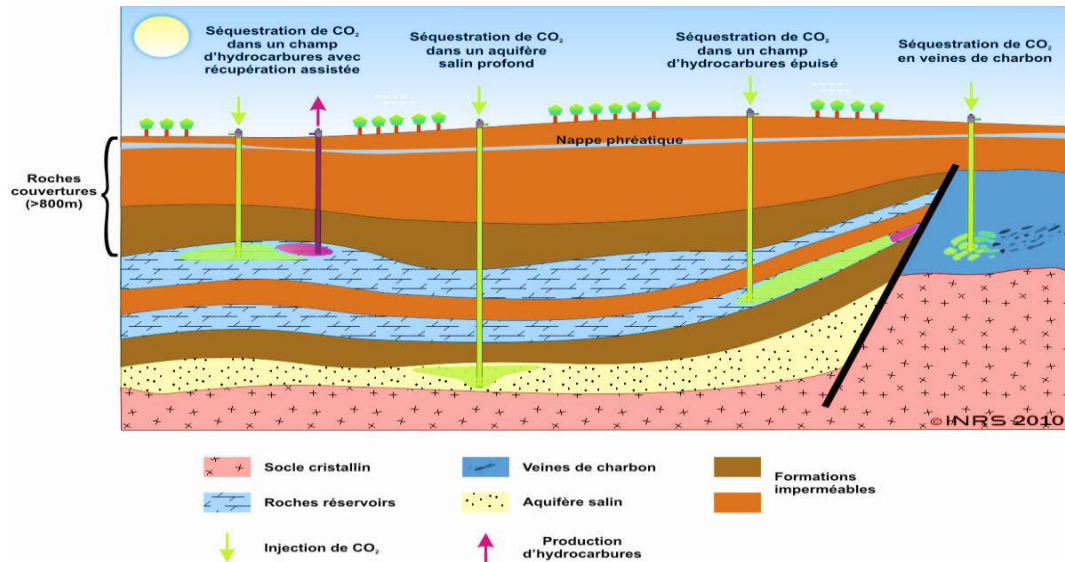


Figure14 : Différents types de réservoirs pour le stockage géologique du CO₂

III.5. Quelques projets réussis de captage de gaz carbonique :

A. Aux Etats Unis

Le premier a été inauguré en 1972 dans l'État du Texas : «Val Verde Natural Gas Plant ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par plusieurs usines de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est ensuite transporté par pipeline sur 132 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injecte 1,3 millions de tonnes de CO₂ par an.

Le dernier a été lancé en 2010 dans l'État du Texas : «Century Plant ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 256 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injecte actuellement cinq millions de tonnes de CO₂ par an. À partir de la fin de l'année 2012, 8,5 millions de tonnes de CO₂ devaient être injectées annuellement.

B. Canada

Canada n'a qu'un seul projet industriel en fonction. Il a commencé en 2000 dans la province de Saskatchewan : «Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale Project». Ce

projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de gazéification de charbon située dans l'État du Dakota du Nord aux É-U. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 315 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole au Canada. Le projet injecte trois millions de tonnes de CO₂ par an.

C. Algérie

L'Algérie n'a qu'un seul projet industriel en fonction. Il a été lancé en 2004 : «In Salah CO₂ Storage ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 14 kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Le projet injecte un million de tonnes de CO₂ par an. Le projet, mené par BP, Statoil Hydro et Sonatrach, cherche, entre autres, à démontrer que la séquestration géologique du CO₂ est sûre ainsi qu'économiquement et environnementalement viable.

Conclusion

Le travail réalisé au complexe GL2/Z a consisté à quantifier les rejets du dioxyde de carbone issus de différentes installations qui sont :

- les chaudières.
- la colonne d'absorption pour la décarbonatation à la MEA.
- les torches.

Au niveau de chaque installation, un calcul a permis de connaître la quantité exacte de gaz produit et émis. C'est ainsi que :

- les chaudières produisent
- la colonne d'absorption produit
- les torches produisent

Ces quantités sont trop importantes pour être rejetées à l'atmosphère ; c'est pourquoi il est impératif de trouver des solutions à ces émissions qui sont un danger pour la santé et la stabilité du climat.

Pour parer à ce problème, la solution proposée consiste à capter et à stocker géologiquement de CO₂. Pour ce faire, quelques procédés sont indiqués parmi eux :

- Captage du CO₂ en postcombustion en utilisant des solvants à base d'amines (La solution de MEA) ;
- Captage du CO₂ en précombustion avec décarbonisation du combustible grâce au développement du reformage du gaz naturel.
- Captage du CO₂ en oxycombustion afin de faciliter la séparation du CO₂ des autres constituants gazeux.

En Algérie, seulement un procédé de captage de CO₂ à été réalisé à In Salah. Ce projet capte le CO₂ émis d'une usine de traitement de gaz naturel par précombustion, et l'injecte dans un aquifère salin profond.

Au niveau du complexe GL2/Z, puisque l'absorption chimique par la solution de MEA est déjà utilisée, on propose d'utiliser le captage en postcombustion du CO₂ émis par les chaudières, de la section de décarbonatation et les torches

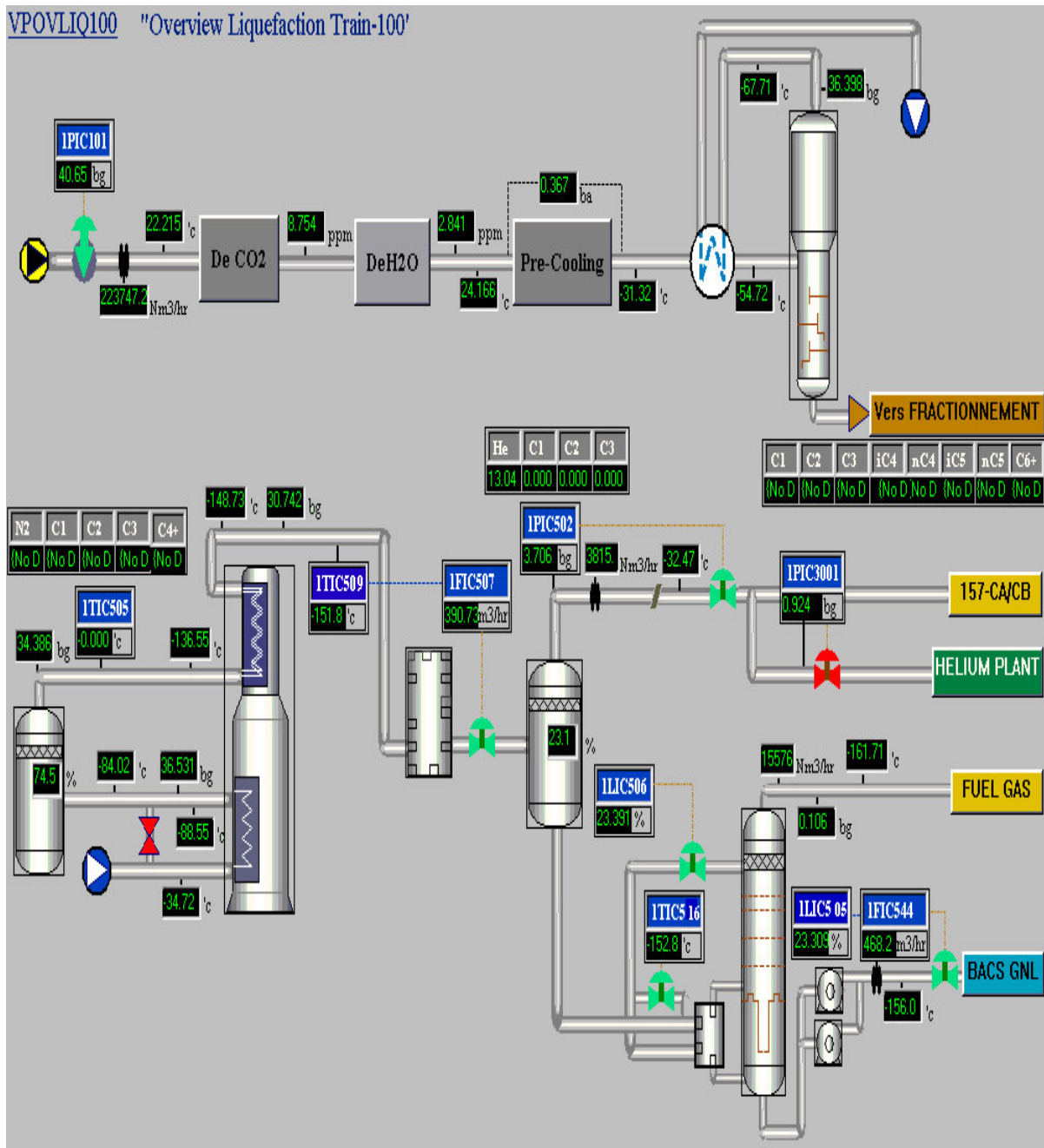
Cela nécessite d'installer une unité de récupération et de valorisation de gaz carbonique, cette solution consomme plus d'énergie et d'argent (dépenses financières).

Ce travail dégage un certain nombre de perspectives dont :

1. Un absorbeur (l'absorption du CO_2 par la solution MEA).
2. Un régénérateur (régénération de la solution MEA).
3. Un échangeur.

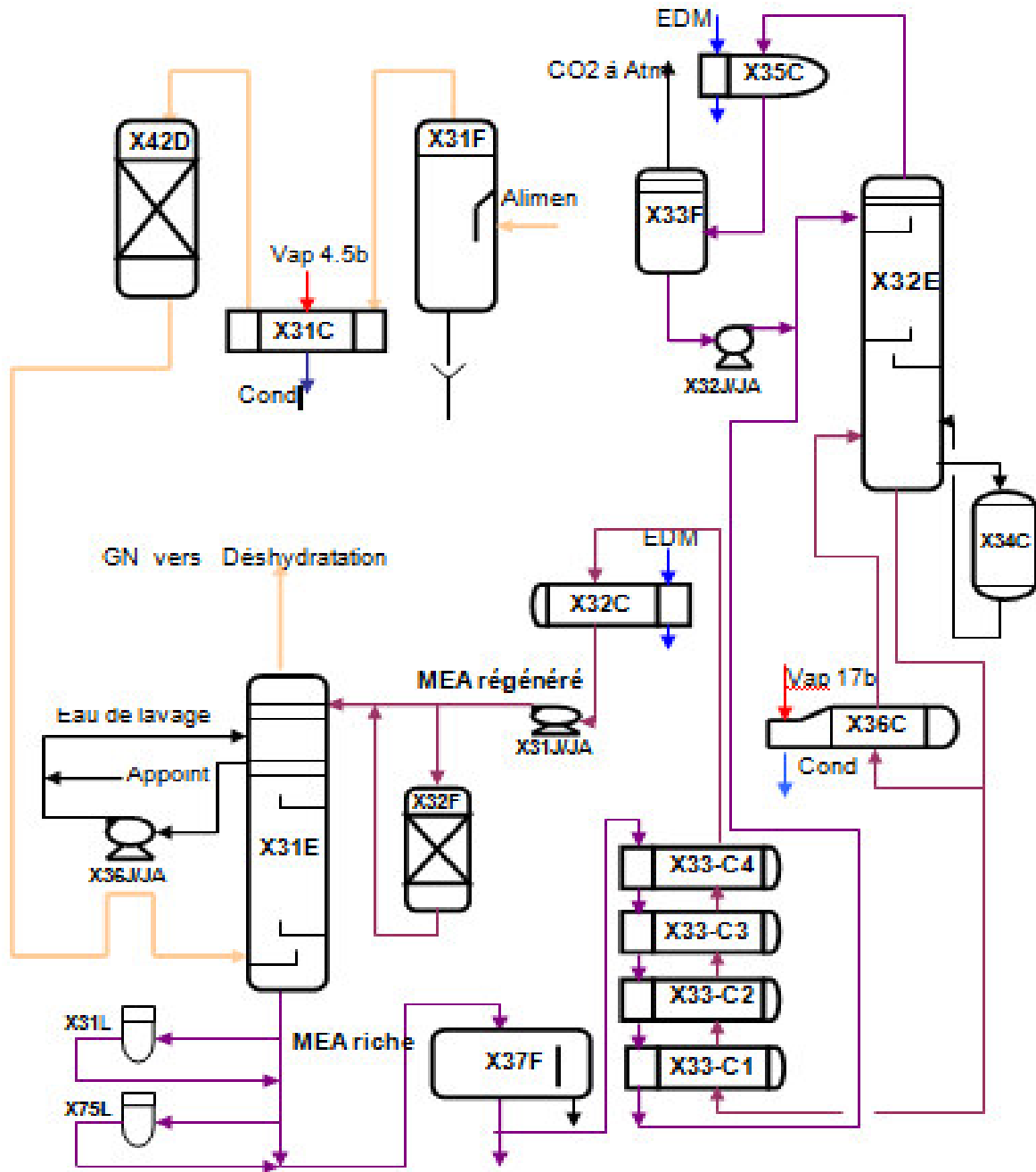
Annexe I

Schéma de procédé de liquéfaction du gaz naturel.



Annexe II

Section décarbonatation (absorption du CO₂ et régénération de la solution de MEA)



Annexe III

Propriétés et caractéristiques physiques du gaz carbonique

<u>Général</u>	
Apparence	Gaz incolore
<u>Propriétés physiques</u>	
Masse moléculaire	44,01 g.mol ⁻¹
Température de fusion	-78,5 °C (195 k)
Température de vaporisation	-57 °C (216 k) ; pressurisé
Solubilité	1,45 kg.m ⁻³
Densité	1,87 kg.m ⁻³ (gaz à 298 k et 1,013 bar) plus dense que l'air
Viscosité	0.07 Cp à -78 °C
<u>Caractéristique physique</u>	
Formule chimique	CO ₂
Masse moléculaire	44.01 g.mol ⁻¹
Température critique	Température critique 31,1°C
Pression critique	Pression critique 7,4 MPa
Point triple	Point triple -56,6°C à 416 kPa
Chaleur latente de vaporisation (0°C)	234,5 kJ.kg ⁻¹
Chaleur latente de vaporisation (-16.7°C)	276,8 kJ.kg ⁻¹
Chaleur latente de vaporisation (-28.9°C)	301.7 kJ.kg ⁻¹
Chaleur latente de fusion (à -56,6°C)	199 kJ.kg ⁻¹

Annexe IV

Fiche des données pour la sécurité de la MEA

Ethanol amine, également appelé 2-aminoéthanol ou de mono-éthanol-amine (souvent abrégé en ETA ou MEA) , est un composé chimique organique qui est à la fois une amine primaire (due à un groupe amine dans sa molécule) et d'alcool (à cause d'un groupe hydroxyle), Comme les autres amine, mono-éthanol-amine agit comme une base faible.

Sa formule chimique est : $\text{H}_2\text{N}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH}$.

Les propriétés physiques et chimiques de la MEA

Masse moléculaire	61,1 g/mol
Concentration massique	15%
Etat physique	liquide clair
Point de fusion	10-11°C
Point d'ébullition	170-171°C
Densité	1,015-1 ,020
Solubilité dans l'eau	Miscible
PH	12,0
Densité de vapeur	2,1
Indice de réfraction	1 ,4539
Flash point	93°C
Stabilité	stable dans des conditions normales
Pression de vapeur	0,7 mm Hg à 20°C
Point d'éclair	72°C

La stabilité de la MEA

Stable, Combustible, incompatible avec des agents oxydants.

La toxicologie

La MEA est toxique, inflammable, corrosif, incolore, visqueux liquide avec une odeur semblable à celle de l'ammoniac.

Annexe V

Résultats d'analyses du GN à l'entrée

<i>date</i>	<i>N2</i>	<i>C1</i>	<i>C2</i>	<i>C3</i>	<i>IC4</i>	<i>nC4</i>	<i>iC5</i>	<i>nC5</i>	<i>C6</i>	<i>CO2</i>	<i>He</i>	<i>totale</i>
17/02/2019	5,554	84,06	7,029	1,818	0,28	0,462	0,108	0,138	0,091	0,28	0,18	100
18/02/2019	5,516	84,194	7,139	1,815	0,25	0,378	0,077	0,091	0,108	0,252	0,18	100
19/02/2019	5,491	83,934	7,249	1,897	0,273	0,424	0,09	0,11	0,102	0,25	0,18	100
20/02/2019	5,464	83,902	7,398	1,845	0,266	0,406	0,086	0,098	0,11	0,245	0,18	100
21/02/2019	5,439	83,971	7,277	1,875	0,264	0,402	0,085	0,103	0,153	0,248	0,183	100
22/02/2019	5,478	83,57	7,536	1,893	0,302	0,473	0,088	0,105	0,099	0,25	0,206	100
23/02/2019	5,419	83,823	7,32	1,936	0,283	0,441	0,1	0,128	0,116	0,254	0,18	100
24/02/2019	5,67	83,817	7,114	1,82	0,94	0,467	0,107	0,16	0,126	0,245	0,18	100
25/02/2019	5,462	83,857	7,358	1,885	0,271	0,415	0,092	0,112	0,129	0,239	0,18	100
26/02/2019	5,58	83,881	7,316	1,857	0,262	0,4	0,085	0,101	0,099	0,239	0,18	100
27/02/2019	5,598	83,908	7,228	1,87	0,266	0,404	0,087	0,107	0,11	0,239	0,183	100
28/02/2019	5,626	83,546	7,245	1,889	0,324	0,527	0,097	0,12	0,202	0,239	0,185	100
01/03/2019	5,7	83,761	7,243	1,871	0,267	0,411	0,09	0,109	0,123	0,245	0,18	100
02/03/2019	5,437	84,013	7,29	1,881	0,268	0,407	0,086	0,105	0,096	0,237	0,18	100
03/03/2019	5,419	83,87	7,258	1,917	0,281	0,443	0,103	0,129	0,153	0,247	0,18	100

04/03/2019	5,498	83,793	7,407	1,877	0,271	0,415	0,088	0,109	0,118	0,244	0,18	100
05/03/2019	5,427	83,715	7,354	1,984	0,286	0,454	0,104	0,128	0,137	0,231	0,18	100
06/03/2019	5,474	84,276	7,152	1,79	0,242	0,362	0,072	0,084	0,1	0,251	0,197	100
07/03/2019	5,716	84,061	7,225	1,846	0,257	0,42	0,075	0,091	0,129	0,18	0	100
08/03/2019	5,708	83,946	7,196	1,821	0,253	0,38	0,076	0,089	0,111	0,24	0,18	100
09/03/2019	5,462	84,21	7,193	1,831	0,253	0,382	0,078	0,092	0,076	0,243	0,18	100
10/03/2019	5,118	84,591	7,14	1,803	0,263	0,392	0,084	0,101	0,083	0,245	0,18	100
11/03/2019	5,474	84	7,267	1,827	0,252	0,382	0,078	0,095	0,112	0,24	0,18	100
12/03/2019	5,462	84	7,193	1,825	0,253	0,381	0,075	0,091	0,104	0,241	0,18	100
13/03/2019	5,462	84,2	7,19	1,831	0,253	0,382	0,078	0,092	0,076	0,243	0,18	100
14/03/2019	5,548	84,086	7,173	1,812	0,251	0,378	0,08	0,094	0,11	0,288	0,18	100
15/03/2019	5,626	83,85	7,237	1,852	0,257	0,387	0,081	0,096	0,109	0,26	0,205	100
16/03/2019	5,445	83,986	7,268	1,834	0,265	0,397	0,082	0,099	0,105	0,252	0,217	100
17/03/2019	5,548	84,087	7,173	1,812	0,251	0,378	0,08	0,094	0,109	0,288	0,18	100
18/03/2019	5,551	84,136	7,153	1,795	0,249	0,377	0,09	0,098	0,097	0,256	0,18	100
<i>Moyenne</i>	5,5124	83,96813	7,244033	1,853633	0,288433	0,4109	0,086733	0,105633	0,1131	0,247033	0,177867	100

Annexe VI

Les débits du gaz à l'entrée de l'absorbeur et l'analyse du CO₂ à sa sortie

<i>Date</i>	<i>Heure</i>	<i>Y_s Co₂ (ppm)</i>	<i>T100 (NM³/h)</i>	<i>T200 (NM³/h)</i>	<i>T400 (NM³/h)</i>
<i>17/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>2.000</i>	<i>251400,5</i>	<i>258726,3</i>	<i>259569,5</i>
<i>18/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>3.500</i>	<i>255720,0</i>	<i>257483,8</i>	<i>260284,0</i>
<i>19/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>9.000</i>	<i>254805,6</i>	<i>254990,7</i>	<i>258467,6</i>
<i>20/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>5.000</i>	<i>254611,9</i>	<i>255805,5</i>	<i>259297,6</i>
<i>21/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>0,500</i>	<i>254181,6</i>	<i>260701,8</i>	<i>259954,9</i>
<i>22/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>4.000</i>	<i>250459,7</i>	<i>262137,9</i>	<i>260722,0</i>
<i>23/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>248999,6</i>	<i>261922,9</i>	<i>259930,4</i>
<i>24/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>7.000</i>	<i>249179,6</i>	<i>259477,2</i>	<i>262329,5</i>
<i>25/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>0.500</i>	<i>247716,1</i>	<i>259240,7</i>	<i>263012,7</i>
<i>26/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>249991,9</i>	<i>256188,7</i>	<i>263091,6</i>
<i>27/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>10.00</i>	<i>248682,3</i>	<i>254182,8</i>	<i>262366,7</i>
<i>28/02/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>0.500</i>	<i>250771,5</i>	<i>255027,2</i>	<i>259633,4</i>
<i>01/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>250868,8</i>	<i>256136,8</i>	<i>259570,2</i>
<i>02/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>3.000</i>	<i>250545,3</i>	<i>257453,6</i>	<i>260989,2</i>
<i>03/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>251206,9</i>	<i>260690,3</i>	<i>263354,9</i>
<i>04/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>250776,8</i>	<i>259333,0</i>	<i>262326,6</i>
<i>05/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>6.000</i>	<i>248456,8</i>	<i>256995,6</i>	<i>260284,8</i>
<i>06/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>4.000</i>	<i>250713,0</i>	<i>258447,3</i>	<i>263204,0</i>
<i>07/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>2.000</i>	<i>254893,7</i>	<i>259195,4</i>	<i>263427,1</i>
<i>08/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>10.00</i>	<i>255836,7</i>	<i>260347,2</i>	<i>261614,3</i>
<i>09/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>3.000</i>	<i>256075,4</i>	<i>260179,8</i>	<i>259928,4</i>

<i>10/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>255307,8</i>	<i>259870,9</i>	<i>256914,8</i>
<i>11/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>7.000</i>	<i>255647,1</i>	<i>259905,8</i>	<i>257211,4</i>
<i>12/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>4.500</i>	<i>255269,0</i>	<i>260923,1</i>	<i>258861,0</i>
<i>13/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>253422,1</i>	<i>260967,5</i>	<i>261453,8</i>
<i>14/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>255352,7</i>	<i>253634,0</i>	<i>262892,5</i>
<i>15/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>5.000</i>	<i>256228,5</i>	<i>254304,9</i>	<i>262177,0</i>
<i>16/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>1.000</i>	<i>256855,2</i>	<i>258728,5</i>	<i>259733,4</i>
<i>17/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>8.500</i>	<i>256368,4</i>	<i>262357,9</i>	<i>259851,4</i>
<i>18/03/2019</i>	<i>9:00 h</i>	<i>9.000</i>	<i>256970,4</i>	<i>262216,1</i>	<i>258798,6</i>
<i>Moyenne</i>		<i>3,766</i>	<i>252910,5</i>	<i>258585,8</i>	<i>260708,4</i>

Annexe VII

Débit de fioul gaz à l'entrée de la chaudière et sa composition

<i>Equipements</i>	<i>Date</i>	<i>N₂</i>	<i>C1</i>	<i>C2</i>	<i>C3</i>	<i>IC4</i>	<i>nC4</i>	<i>iC5</i>	<i>nC5</i>	<i>C6⁺</i>	<i>CO₂</i>	<i>He</i>
<i>ABB</i>	20/02/2019	26,164	69,352	2,555	1,123	0,107	0,168	0,030	0,032	0,012	0,046	0,411
	26/02/2019	31,776	58,423	9,009	0,336	0,086	0,109	0,002	0,003	0,000	0,029	0,029
	06/03/2019	30,295	61,928	7,262	0,384	0,025	0,043	0,005	0,008	0,000	0,037	0,013
	13/03/2019	9,7550	87,041	1,512	1,510	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,18
<i>Moyenne</i>		24,498	69,18	5,085	0,8382	0,055	0,08	0,0093	0,0107	0,0030	0,028	0,158

<i>IHI E</i>	20/02/2019	17,650	74,355	5,521	1,535	0,182	0,266	0,052	0,050	0,001	0,169	0,219
	26/02/2019	12,898	76,690	7,917	0,145	0,212	0,306	0,052	0,065	0,029	0,179	0,189
	06/03/2019	20,785	67,477	9,354	1,620	0,230	0,138	0,183	0,102	0,000	0,097	0,014
	13/03/2019	30,515	57,577	6,181	5,319	0,044	0,063	0,014	0,017	0,027	0,063	0,18
<i>Moyenne</i>		20,462	69,02	7,243	2,1547	0,167	0,193	0,0752	0,0585	0,0142	0,127	0,150

<i>IHI F</i>	20/02/2019	38,498	55,426	4,463	1,151	0,032	0,052	0,010	0,018	0,002	0,035	0,313
	26/02/2019	33,596	60,516	4,611	0,904	0,113	0,143	0,000	0,000	0,001	0,000	0,116
	06/03/2019	32,741	61,035	4,700	1,456	0,023	0,032	0,000	0,000	0,000	0,000	0,013
	13/03/2019	31,648	60,329	2,398	5,398	0,006	0,006	0,002	0,000	0,000	0,000	0,18
<i>Moyenne</i>		34,120	59,32	4,043	2,2272	0,043	0,058	0,0030	0,0045	0,0007	0,008	0,155

Références bibliographiques

Documentations GL2/Z

- [2] : Manuel opératoire de procédé -Section décarbonatation /N° 3.2 /p 3-10.
- [3] : Manuel opératoire de procédé-Torches et brûlot -Volume 5 Section 7 /N°7/ p 3-4.
- [4] : Manuel opératoire des utilités -Section Production de vapeur /N° 2 .2/ p 1-13.

Thèse

- [5] Jean-Marc Amann. Etude de procédés de captage du CO₂ dans les centrales thermiques. Chimie. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2007,190.

Site web

- [6] <http://www.captage-stockage-valorisation-co2.fr/comment-capter>
- [1] <https://votreimpact.org/gaz-a-effet-de-serre/sources-de-co2>