



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
جامعة أمحمد بوقرة بومرداس  
Université M'Hamed Bougera de Boumerdès  
كلية المحروقات والكيمياء  
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



## **Département Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques**

### **Mémoire de fin d'études en vue d'obtention du diplôme de Master**

*Spécialité : Génie des Procédés*

*Option : Hygiène Sécurité et Environnement*

### *Thème*

**Estimation et récupération des quantités du CO<sub>2</sub> rejeté  
vers atmosphère au niveau du complexe GNL3/Z**

*Présenté par :*

**MAD Wissem et REBIDJ Laid**

*Encadré par :*

**Dr. BRIKI Meryem**

*Année universitaire : 2022/2023*

# Remerciement

Nous exprimons tout d'abord notre gratitude envers le bon Dieu pour nous avoir accordé la santé, l'énergie et la volonté nécessaires pour mener à bien ce travail dans des conditions optimales. Nous sommes profondément reconnaissants envers nos chers parents, que nous aimons plus que tout au monde, et qui ont consenti tant de sacrifices pour nous faciliter le chemin vers le succès.

Nous souhaitons adresser notre respectueuse gratitude à notre promotrice, Mme M. BRIKI. Nous tenons à exprimer toute notre reconnaissance pour son aide, sa disponibilité et ses précieux conseils. Sa contribution a été d'une valeur inestimable dans la réalisation de ce projet.

Nos sincères remerciements vont également à Mr. H. MESSABIH, notre co-encadreur et chef du service prévention HSE, ainsi qu'à Mr. O. MOUNANI, ingénieur HSE au sein du GNL3Z, pour leurs orientations, encouragements et leur précieuse assistance tout au long de notre stage. Leur expertise et leur soutien nous ont permis d'effectuer notre stage dans les meilleures conditions possibles. Nous souhaitons également exprimer notre reconnaissance envers l'ensemble du personnel du Complexe GNL3Z à Arzew, Oran, pour leur aide et leur contribution qui ont grandement facilité notre expérience.

Nous exprimons notre gratitude envers tous les membres du jury qui ont accepté d'évaluer notre travail. Leur considération nous honore grandement.

Enfin, nous souhaitons remercier chaleureusement toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail. Votre soutien a été essentiel et nous en sommes profondément reconnaissants.

# Dédicace

Je consacre ce travail à tous ceux qui occupent une place spéciale dans  
mon cœur

À mes chers parents, piliers de ma vie, votre amour inconditionnel et  
votre soutien infini, ont été les fondations solides de mon parcours, je vous  
dédie ce projet, symbole de notre amour,

À mes deux frères, complices de mon existence

Et à tous ceux qui nous ont tendu la main avec bienveillance.

MAD WISSEM

Je dédie ce travail

À mes parents mes confidents et mes plus grands soutiens ,

À mes frères et mes sœurs , votre présence a illuminé mes jours et vos  
encouragements m'ont porté vers de nouveaux horizons,

À ma famille , mes proches et à ceux qui me de l'amour et de la vivacité .

REBIDJ LAID

# Table des matières

<b>Introduction générale .....</b>	<b>2</b>
------------------------------------	----------

## **chapitre 1 :**

### **Présentation de l'entreprise**

1.1	<i>Introduction .....</i>	4
1.2	<i>Historique .....</i>	4
1.3	<i>Principales caractéristiques du Complexe GL3/Z .....</i>	4
1.4	<i>Emplacement et Disposition de l'usine .....</i>	4
1.5	<i>Disposition de l'usine .....</i>	5
1.7	<i>Principes de conception et de fonctionnement .....</i>	6
1.9	<i>Vue d'Ensemble du Procédé .....</i>	7
1.10	<i>Conclusion.....</i>	11

## **chapitre 2 :**

### **Généralités sur le dioxyde de carbon**

2.1	<i>Introduction .....</i>	13
2.2	<i>Caractéristiques physico-chimiques de CO<sub>2</sub>.....</i>	13
2.3	<i>Terme relatif au CO<sub>2</sub> .....</i>	13
2.4	<i>Les différents impact des émissions de CO<sub>2</sub>.....</i>	14
2.5	<i>Les différentes sources des émissions de CO<sub>2</sub>.....</i>	16
2.6	<i>Les méthodes d'estimation des émissions de CO<sub>2</sub> .....</i>	22
2.7	<i>la technologie de capture et de stockage du carbone .....</i>	23
2.8	<i>Règlementation internationale et national régissant le CO<sub>2</sub>.....</i>	23
2.9	<i>Conclusion :.....</i>	25

## **chapitre 3 :**

### **Estimation des émissions de CO<sub>2</sub> et la proposition de la méthode de récupération**

3.1	<i>Introduction .....</i>	27
3.2	<i>Estimations des émissions de CO<sub>2</sub>.....</i>	27
3.3	<i>Bilan quantitatif.....</i>	27
3.4	<i>Bilan qualitatif .....</i>	32
3.5	<i>La méthode de récupération de CO<sub>2</sub> proposée .....</i>	33
3.6	<i>La description de l'unité et le procédé de la récupération proposés.....</i>	35
3.7	<i>Calcul de rendement du procédé de la récupération .....</i>	40
3.8	<i>Etude des coûts de la réalisation de projet.....</i>	40
3.9	<i>La valorisation du CO<sub>2</sub> récupéré .....</i>	41

<i>3.11 Conclusion</i> .....	49
<b>Conclusion Générale</b> .....	<b>50</b>
<b>Recommandations</b> .....	<b>53</b>
<b>Références bibliographiques</b> .....	<b>54</b>
<b>Les annexes</b> .....	<b>55</b>

## Liste des figures

Figure 1-1 : emplacement de l'usine GNL3/Z.....	5
Figure 1-2: Plan de zonage du complexe GL3/Z.....	5
Figure 1-3: schéma fonctionnel global .....	6
Figure 2-2: les émissions annuelle de co2 au monde .....	17
Figure 2-3: les sources d'émission de co2 au niveau de gnl3z .....	18
Figure 2-4 : Les entrées et les sorties de la colonne de l'absorption .....	20
Figure 3-1 :colonne d'absorption .....	28
Figure 3 -2 : le schéma descriptif du procédés de la régénération.....	30
Figure 3-3: Procédé de récupération proposée .....	34
Figure 3-4: section de la déshydratation.....	36
Figure 3-5: schéma de la section de la liquéfaction de CO2 .....	39
Figure 3-6: La récupération assistée du pétrole par injection de dioxyde de carbone.....	47
Figure 3-7: résultat d'application d'EOR dans un champs de production de pétrole.....	47
Figure 3-8: schéma de procédé d'injection de co2 dans l'aquifère au site de sleipner.....	48

## Liste des tableaux

Tableau 1-1: les principales caractéristiques du complexe GL3/Z.....	4
Tableau 2-1 : Emissions du gaz carbonique ( CO <sub>2</sub> )- en millions de tonnes.....	17
Tableau 3-1: resultats d'analyse du gn a l'entree et a la sortie de l'absorbeur. ....	29
Tableau 3-2 : Composition de GN avant et après le procédés de la décarbonatation (unité 12).....	32
Tableau 3-3 : composition des rejets du gaz carbonique vers l'atmosphere .....	33
Tableau 3-4: Les types de glycol.....	37
Tableau 3-5: Résultat de simulation avec logiciel aspen hysys (1) .....	37
tableau 3-6:resultat de simulation avec logiciel aspen hysys (2).....	40
Tableau 3-7: les estimations financières pour la réalisation du projet .....	41
Tableau 3-8: tableau récapitulatif des résultats des calculs de la rentabilité .....	43

## Liste des abréviations

**CO<sub>2</sub>** : dioxyde de carbone

**aMDEA** : mono-éthanolamine

**GES** : gaz à effet de serre

**GN** : gaz naturel

**GNL** : gaz naturel liquéfié

# **Introduction générale**

Dans nos jours, le dioxyde de carbone joue un rôle majeur dans l'effet de serre et le changement climatique. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont un phénomène naturel et sont équilibrées naturellement grâce à des processus tels que la photosynthèse des plantes et les océans qui absorbent une partie du CO<sub>2</sub>. Cependant, avec l'essor des activités industrielles, les niveaux de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère ont considérablement augmenté, perturbant cet équilibre délicat.

La demande d'énergie continuera de croître dans les décennies à venir avec l'émergence des pays en développement. L'Agence internationale de l'énergie estime que la consommation de l'approvisionnement énergétique mondial devrait augmenter de 70 % entre 2000 et 2030. En l'absence et au ralentissement de mesures visant à limiter les émissions de CO<sub>2</sub>, la concentration de ce gaz dans l'atmosphère pourrait doubler d'ici à 2100.[1]

Les énergies renouvelables, à elles seules, ne pourront pas répondre aux besoins énergétiques indispensables au monde. Les combustibles fossiles devraient répondre à 90 % de ces besoins en 2030. Les émissions de CO<sub>2</sub> anthropogéniques devraient passer de 23 milliards de tonnes en 2000 à 38 milliards de tonnes en 2030. De plus, en raison de la reprise et de la forte demande sur le marché pétrolier, la consommation d'énergie fossile de l'industrie pétrolière a augmenté. [1]

L'Algérie fait partie des pays concernés par l'augmentation de la production d'énergie, en raison des situations instables de la politique mondiale. Par conséquent, l'Algérie s'est classée pour l'année 2021 au 75<sup>ème</sup> sur un total des 76 pays les moins soucieux des changements climatiques de la planète et la 56<sup>ème</sup> pour les émissions de CO<sub>2</sub>. [2]

Selon le décret exécutif n° 21-320 du 5 Moharram 1443 correspondant au 14 aout 2021 fixant les règles et les conditions d'exercice des activités de raffinage et de transformation des hydrocarbures, le pétrole et la Gaz Naturel (GN) provenant des champs pétroliers doivent être traité et purifié de toute substance néfaste pour les installations de liquéfaction à savoir le dioxyde du carbone et la vapeur d'eau. Parmi ces traitements on distingue la déshydratation et la décarbonatation, qui protège les équipements de la ligne cryogénique contre tout givrage, bouchage et du phénomène de la corrosion. [3]

Afin de répondre à la demande du marché, l'Algérie possède plusieurs complexes de traitement et de production de gaz et de pétrole. Dans cette étude, nous avons choisi de travailler dans le complexe GL3/Z de SONATRACH, qui utilise la décarbonatation à l'aide de la mono-éthanolamine (aMDEA) comme agent absorbant pour éliminer le dioxyde de carbone présent dans le gaz naturel. Cependant, après avoir traversé la section de décarbonatation, l'aMDEA utilisée devient saturée en gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) et devient moins efficace. Sur le plan économique, il est nécessaire de procéder à une étape de régénération pour pouvoir la réutiliser. La régénération de cette solution d'aMDEA consiste à éliminer le CO<sub>2</sub> dans une colonne de désorption, ce qui entraîne le rejet continu de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Ce processus de rejet contribue à la pollution atmosphérique et entraîne une augmentation supplémentaire des niveaux de CO<sub>2</sub> dans l'environnement.

Notre objectif dans ce travail est de rechercher, d'estimer la quantité de émissions de Co2 et de proposer une nouvelle unité de traitement et de stockage pour capturer et vendre

le CO<sub>2</sub>, plutôt que de devoir payer des taxes environnementales, tout en augmentant les gains financiers.

Pour répondre à notre objectif nous avons organisé notre travail comme suit :

Chapitre 1 : décrit l'entreprise ou nous avons effectué notre étude ;

Chapitre 2 : aborde les caractéristiques du CO<sub>2</sub>, les sources d'émissions, les impacts, la réglementation (national et international) , le captage et les méthodes utilisées pour l'estimation du CO<sub>2</sub>.

Chapitre 3 : présente la méthodologie de travail dont nous avons :

- Quantifier avec un bilan matière les émissions de dioxydes de carbone au niveau de l'unité 12,
- Proposition du : procédé de récupération et l'utilisation de CO<sub>2</sub> après le traitement,
- Estimation de la rentabilité de la réalisation de l'unité et le calcul de rendement de la récupération
- La commercialisation et la valorisation de CO<sub>2</sub>.

**chapitre 1 :**  
**Présentation de l'entreprise**

## 1.1 Introduction

Le complexe GL3/Z est une usine entièrement nouvelle qui se compose d'un train de GNL. Des dispositions ont également été prévues pour l'installation d'un second train ainsi que toutes les infrastructures nécessaires, telles que les utilités, le stockage et le chargement sur les cargos. La capacité productive annuelle du train de GNL est de 4,7 millions de tonnes (nettes dans les cargos de GNL), et cette capacité sera également celle du futur deuxième train de GNL. En plus de produire du GNL, l'usine GL3/Z génère de l'éthane, du propane, du butane, de la gazoline et un courant d'hélium brut. Le gaz naturel liquéfié produit dans l'usine de GNL est exporté vers les marchés internationaux, tandis que les composants plus lourds, tels que le GPL et la gazoline, qui ont une valeur ajoutée plus élevée, sont extraits et exportés séparément.

## 1.2 Historique <sup>[4]</sup>

Le complexe GL3/Z est le plus récent complexe de liquéfaction de gaz naturel, l'engineering a été assuré par la société italo-japonaise d'engineering « joint, SAIPEM-CHIYODA » qui a été chargé des études de la construction et du démarrage des différentes installations. Le projet GL3/Z fait partie d'une série de projets de gaz intégrés de plus grande envergure, créés par SONATRACH en Algérie, impliquant le développement des réserves de champs de gaz dans le Bassin de Berkine (Algérie centre-orientale), la construction d'un système de gazoduc et d'une nouvelle unité d'usine GPL dans la zone industrielle portuaire El-Djedid à Arzew.

## 1.3 Principales caractéristiques du Complexe GL3/Z <sup>[4]</sup>

**TABLEAU 1-1: LES PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DU COMPLEXE GL3/Z**

<b>Société de construction</b>	Joint – venture , SAIPEM-CHIYODA
<b>Date de construction</b>	Octobre 2009
<b>Début de production de GNL</b>	En démarrage (2014)
<b>Provenance du GN</b>	Plusieurs puits du sud-centre et sud-est
<b>Nombre de train</b>	01 méga-train
<b>Capacité de production</b>	4.7 millions de tonnes/an
<b>Capacité de stockage</b>	GNL ( 2*160.000 m <sup>3</sup> ) Propane ( 56.000 m <sup>3</sup> ) Butane ( 12.000 m <sup>3</sup> ) Gazoline ( 1800 m <sup>3</sup> ) Propane réfrigérant (3000 m <sup>3</sup> ) Ethane réfrigérant ( 600 m <sup>3</sup> )
<b>Fonctionnement de l'usine</b>	330 j/an (90.4%)
<b>Autonomie des utilités</b>	Puissance électrique générée (4 GTG 33.9 MW chacune )
<b>Technologie de liquéfaction</b>	APCI
<b>Système de refroidissement</b>	Réfrigérant à air

## 1.4 Emplacement et Disposition de l'usine <sup>[4]</sup>

Le site se situe le long de la côte Méditerranéenne à Bethioua, à l'est d'Arzew, dans la zone du port Industriel de Arzew (El Djedid) et s'étend sur une superficie de 54,6 ha. L'usine de GPL (GP1Z) se trouve à la limite est du site, tandis que l'usine de désalinisation (KHARAMA) et l'usine GL/2Z existante se trouvent à la limite ouest. La mer méditerranée et la route du port

se trouvent au nord du site, alors que la route principale de la zone industrielle se trouve au sud. Le site est accessible par une route de terre existante ; des installations marines existantes sont disponibles pour l'usine GL3/Z. (voir figure 1-1)

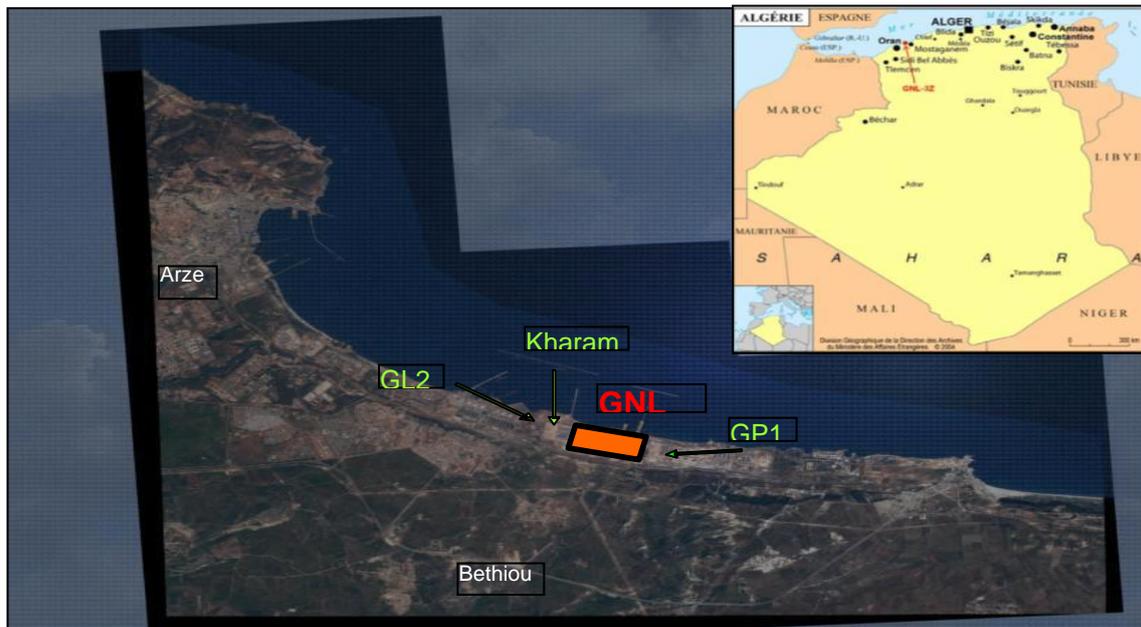


FIGURE 1-1 : EMBLEMMENT DE L'USINE GNL3/Z

### 1.5 Disposition de l'usine [4]

Les installations de l'usine GL3/Z comprennent le train de procédé, toutes les utilités, le stockage des produits finis, les installations off-site liées, une jetée de GNL avec une plateforme de chargement de GNL extensible, un brise-lame, la protection du bord de mer existant, tous les bâtiments et les infrastructures nécessaires. Les installations d'entrée de l'usine se trouvent dans le côté sud-ouest de la zone d'implantation. C'est là que le gaz d'alimentation entre dans l'usine GL3/Z, le côté ouest comprend la zone de génération d'énergie et les turbines à gaz la partie sud longe la mer et contient les installations pour le stockage des produits et des réfrigérants, la zone de la torche et la jetée, le train de procédé est situé au milieu de la zone d'implantation. Il est subdivisé en deux parties : la partie est comprend les unités de prétraitement et de liquéfaction, alors que la partie ouest comprend les équipements de fractionnement et de récupération du GNL. ( Figure 1-2)

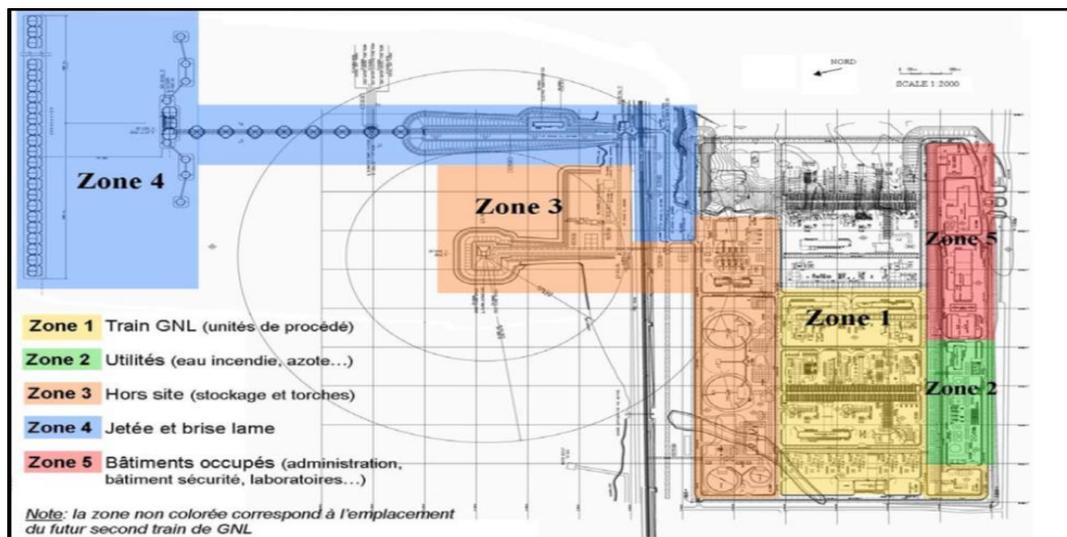


FIGURE 1-2: PLAN DE ZONAGE DU COMPLEXE GL3/Z

1.6

### 1.7 Principes de conception et de fonctionnement [4]

Les unités de procédé principal de l'usine GL3/Z sont représentées dans le schéma fonctionnel global. L'usine comprend un train de procédé, les utilités associées et les installations off-site. Le train de procédé comprend un compresseur de gaz d'alimentation, une section d'élimination du mercure, une unité d'élimination du CO<sub>2</sub> un système de déshydratation, une unité de récupération et de fractionnement des GNL et un cycle de réfrigération au propane dédié, une section de liquéfaction et de réfrigération. Les utilités et les installations off-sites comprennent le système de génération d'énergie, le stockage et le chargement sur les cargos du GNL et du GPL, l'huile chaude, l'eau de refroidissement, l'air service/instrument, l'azote, le gaz combustible, les torches, le traitement des eaux usées, l'eau de service/potable, le diesel, le stockage du réfrigérant et de la gazoline. [4] (voir Figure 1-4)

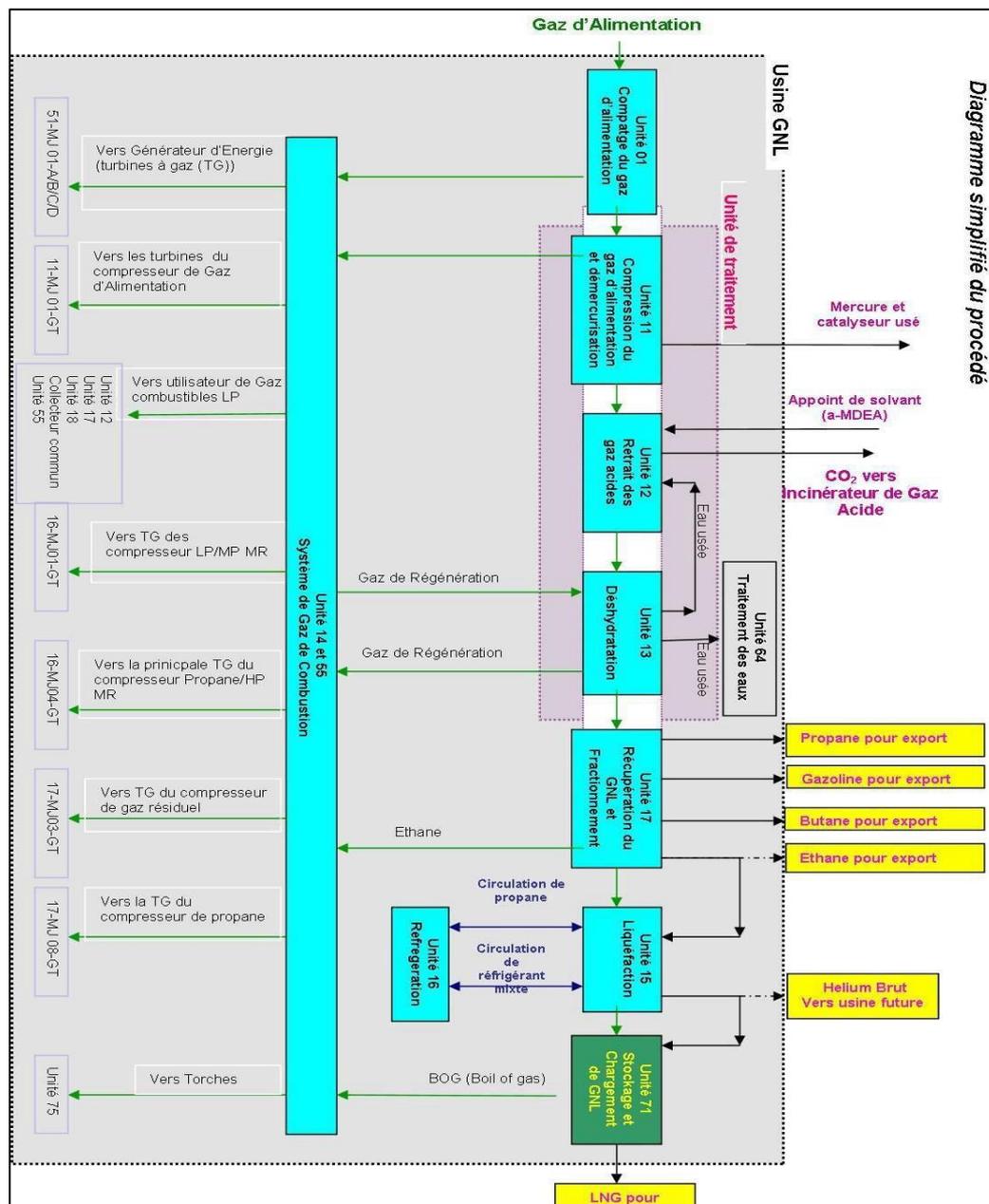


FIGURE 1-3: SCHEMA FONCTIONNEL GLOBAL

**1.8****1.9 Vue d'Ensemble du Procédé <sup>[4]</sup>****1.1.1 Les unités du complexe :**

Le Train de Procédé 1 comprend les unités suivantes :

- UNITE 11 Traitement du Gaz d'Alimentation
- UNITE 12 Elimination des Gaz Acides
- UNIT 13 Déshydratation
- UNITE 14 Système de Gaz Combustible du Train 1
- UNIT 15 Liquéfaction
- UNITE 16 Réfrigération
- UNITE 17 Récupération et Fractionnement des
- UNITE 18 Système d'Huile Chaude
- UNITE 19 Système d'Eau de Refroidissement

La Zone des Utilités comprend les unités suivantes :

- UNITE 01 Installations d'Entrée
- UNITE 02 Stockage de l'Amine
- UNITE 08 Stockage d'Huile Chaude
- UNITE 51 Génération d'Energie
- UNITE 53 Diesel de Secours
- UNITE 55 Système de Gaz Combustible Commun
- UNITE 56 Système d'Air de Service et d'Air Instrument
- UNITE 57 Système d'Azote
- UNITE 58 Circuit d'Eau Potable
- UNITE 59 Système d'Eau de Service et d'Eau Déminéralisée
- UNITE 64 Système des Eaux Usées

Les Off-site, la Torche et la Zone de la Jetée comprennent les unités suivantes :

- UNITE 71 Stockage et de Chargement de GNL
- UNITE 72 Stockage et Chargement du GPL
- UNITE 73 Stockage du Réfrigérant
- UNITE 75 Système de la Torche
- UNITE 76 Système de Stockage de la Gazoline

La Zone Anti-incendie comprend les unités suivantes :

- UNITE 63 Système d'Eau Anti-incendie
- UNITE 77 Lutte Anti-incendie

### 1.1.2 Les sections du procédé <sup>[1]</sup>

- **Section de pressurisation du gaz naturel d'alimentation :**

C'est la section d'alimentation de l'usine. Elle est constituée de deux sections : La station de comptage à ultrasons du gaz naturel d'alimentation qui est (unité 01) constituée de 2 lignes. Un espace suffisant a été prévu pour une troisième ligne en prévision du futur second train de GNL. Un filtre intégral type « T » de 50 microns faisant partie du système de comptage protège celui-ci des contaminants entraînés dans le pipeline. La section de compression du gaz de charge (unité 11), où la pression du gaz est portée à 69 bars (a) au moyen d'un compresseur alimenté par une turbine à gaz. Cette pressurisation permet d'une part de réduire le dimensionnement des unités avales et d'autre part de fournir des frigories au gaz lorsqu'il est détendu dans l'unité de récupération de GNL. Un analyseur d'éthane, placé en aval du système de comptage, permet de détecter les variations de concentration d'éthane lorsque le gaz d'alimentation change de composition. Après comptage le gaz est envoyé vers l'unité de prétraitement du gaz d'alimentation (unité 11). Une ligne de raccordement vers le système commun de gaz combustible (unité 55) permet d'utiliser le gaz d'alimentation comme gaz combustible lors du démarrage de l'installation. Un second raccordement vers les unités de stockage du GNL et du GPL (système 71 et 72 respectivement) est installé en cas de baisse importante de la pression dans ces bacs.

- **La section de compression :**

Le gaz d'alimentation issu de la station de comptage entre dans le ballon de garde du compresseur afin d'en extraire les liquides entraînés ou condensés. Bien qu'aucun liquide ne soit attendu, le liquide qui pourrait être récupéré est envoyé manuellement au système de torche. Le gaz est envoyé vers le compresseur centrifuge. Ce dernier est à vitesse variable. En fonctionnement la pression de refoulement est de 69 bars. Le compresseur est entraîné par une turbine à gaz Frame 5. Le gaz combustible de la turbine est fourni par le système de gaz combustible HP de l'unité 14. Le gaz comprimé est ensuite réfrigéré par un aéroréfrigérant à air ambiant, il est alors envoyé dans un second ballon de garde où tous les liquides sont éliminés du gaz. Un anti-surge est fourni en aval de l'aéroréfrigérant pour assurer le fonctionnement stable du compresseur. De la même manière que pour le premier ballon les liquides récupérés sont drainés manuellement et envoyés au système de torche. Le gaz est envoyé vers l'unité de démercurisation. (Unité 11). En cas de problème au niveau du compresseur du gaz d'alimentation, le gaz by-pass le compresseur en passant par un préchauffeur avant d'être envoyé dans le second ballon de garde puis vers l'adsorbant de mercure. Un raccordement de l'alimentation du premier ballon de garde à l'unité de gaz combustible HP permet de compléter les demandes en gaz combustible HP dans le train pendant la phase de démarrage, d'arrêt et la marche normale.

- **Section de démercurisation du gaz naturel d'alimentation :**

Le système d'élimination de mercure permet de réduire la concentration de cet élément dans le gaz d'alimentation jusqu'à atteindre le niveau exigé : moins de 5 mg/Nm<sup>3</sup>. Cette diminution est nécessaire afin d'éviter l'endommagement par corrosion des équipements cryogéniques en aluminium situés en aval de l'usine. Le système est composé d'un adsorbant de mercure et d'un filtre de gaz traité. Le gaz d'alimentation passe à travers le lit fixe de l'adsorbant qui contient du charbon actif imprégné avec du soufre, il est non régénérable. La durée de vie du catalyseur est de 6 ans. Une couche de supports chimiques en matériaux inertes est mise en place afin d'assurer un écoulement homogène du gaz dans le lit d'adsorption. Le gaz passe ensuite dans le filtre de gaz traité pour enlever les particules du lit de charbon actif qui ont pu être entraînées par le flux gazeux. Le changement des éléments filtrants est une

opération considérée comme peu fréquente. Le gaz « dé-mercurisé » est alors envoyé vers l'unité de décarbonatation (unité 12) pour la suite du -traitement.

- **Section de décarbonatation du gaz naturel d'alimentation :**

La section de décarbonatation du gaz naturel d'alimentation consiste à réduire le CO<sub>2</sub> contenu dans le gaz à une concentration inférieure à 50 ppm, elle est également appelée unité de traitement de gaz acide. Il n'est pas prévu que le gaz d'entrée contienne des composés soufrés. Cette opération permet de respecter les spécifications de vente du GNL et empêche l'endommagement des équipements situés en aval de l'usine. Le CO<sub>2</sub> peut se congeler à basse température et créer des blocages, notamment au moment du passage du gaz dans les unités cryogéniques. L'unité peut être considérée en deux parties. Une colonne d'absorption dans laquelle le gaz acide est adouci par un flux à contre-courant d'une solution d'amine : l'a-MDEA pauvre. (Haute pression, basse température). L'a-MDEA (Méthyl diéthanolamine activée) est une amine tertiaire fournie par BASF. Une colonne de régénération dans laquelle la solution d'a-MDEA riche issue de la colonne d'absorption est régénérée par un courant de vapeur chaude (stripping) (basse pression, haute température). La solution d'a-MDEA riche (qui a adsorbé le dioxyde de carbone) qui sort de la colonne d'absorption (haute pression, basse température) est flashée dans un ballon spécifique dans lequel la plupart des hydrocarbures et une première partie de la quantité totale de CO<sub>2</sub> présent dans l'amine riche sont relâchés sous forme gazeuse. Les gaz sont envoyés à l'incinérateur de gaz acide. Avant son entrée dans la colonne de régénération, la solution d'a-MDEA riche est chauffée dans un échangeur par la solution chaude d'amine pauvre sortant de la colonne de régénération. Le régénérateur d'amine est une colonne à reflux total équipée d'un rebouilleur à huile chaude. La régénération se fait à basse pression et haute température. La solution chaude a-MDEA régénérée sortant en bas de colonne est refroidie dans l'échangeur riche/pauvre précédemment cité puis dans un aéroréfrigérant, elle est alors pompée vers la colonne d'absorption. Afin d'éviter le moussage dans l'absorbeur et dans le régénérateur, un système d'injection d'antimousse est prévu dans l'amine de circulation.

- **Section de déshydratation du gaz naturel d'alimentation :**

Le gaz adouci issu de l'unité de décarbonatation, saturé en eau, est envoyé à l'unité de déshydratation. Le but de cette section est de retirer l'eau du gaz de charge afin d'éviter la formation de glace, notamment lors du passage du gaz dans les unités cryogéniques. L'unité de déshydratation comprend une section de refroidissement comprenant un aéroréfrigérant, un refroidisseur à propane et un ballon de séparation permettant d'éliminer l'eau libre et d'éviter la saturation prématurée des tamis moléculaires. une section à 3 tamis moléculaires à travers lesquelles le gaz adouci est séché jusqu'à atteindre une teneur maximale en eau de 0.5 ppmv. Les trois tamis moléculaires opèrent selon un cycle de 24 heures incluant une phase d'adsorption (16h), une phase de régénération et une phase de stand-by.

- **La section de refroidissement :**

La charge de gaz adouci envoyée au tamis moléculaires est réduite par refroidissements successifs (aéroréfrigérant et réfrigérant à propane qui permettent un refroidissement à 21°C) en évacuant une partie de l'eau par condensation. L'eau condensée et l'amine qui a pu être entraînée par le flux gazeux, sont isolées par le passage dans un séparateur. Le réfrigérant à propane permet le refroidissement du gaz par du propane liquide HHP. La pression des gaz de propane en sortie d'échangeur est maintenue et contrôlée afin de prévenir un sur-refroidissement qui conduirait à la formation d'hydrates. En refroidissant à 21°C, on conserve une marge de sécurité de 5°C par rapport au seuil de formation des hydrates. L'eau récupérée

dans le séparateur est envoyée à l'unité de décarbonatation après contrôle de niveau. La vapeur issue du séparateur est envoyée vers les tamis moléculaires.

- **Les tamis moléculaires :**

Les trois tamis ne fonctionnent pas en même temps, deux sont en mode adsorption pendant que le troisième est en régénération ou en stand-by. Ils sont composés de matériaux solides et poreux jouant le rôle de tamis moléculaires dont la partie d'eau peut être retirée par chauffage. Quand le gaz traverse le tamis moléculaire, les molécules d'eau sont retenues à l'intérieur des pores du tamis. Le gaz est séparé également entre les deux tamis en mode adsorption. Les tamis sont dimensionnés de manière à ce que la limite d'eau contenue dans le gaz « séché » soit inférieure à 0.5 ppm (vol). Le gaz sort par le bas des unités et passe à travers un filtre qui retient toutes les particules du lit qui auraient pu être entraînées par le gaz. Il est ensuite envoyé vers l'unité de fractionnement (unité 17). Une mesure en continue de la teneur en eau du gaz est effectuée en sortie de chacun des tamis afin de suivre leurs performances.

- **La section de régénération :**

Les tamis moléculaires sont régénérés à l'aide d'un flux inverse (de bas en haut) sec et chaud de gaz combustible HP chauffé au moyen d'un échangeur à huile chaude. Le gaz de régénération résulte d'un mélange de gaz d'évaporation du stockage de GNL ('Boil-Off Gas' : BOG), de gaz de flash et de gaz de sortie du dé-éthaniseur, un appoint par du gaz d'alimentation sec peut-être fait. Lorsque la régénération à chaud est terminée, le circuit d'huile chaude est coupé et le lit est refroidit en by-passant le gaz de régénération. Les gaz issus de la régénération passent à travers un aéroréfrigérant qui abaisse leur température et condense l'eau contenue dans le gaz. L'eau récupérée est envoyée à l'unité de traitement (unité 64). Le flux sortant de gaz est renvoyé au système de gaz combustible. Un contrôle de la pression est mis en place sur cette ligne pour s'assurer que la régénération est maintenue sous pression ; en cas de surpression, le gaz en excès est envoyé au système de torches. Lors du démarrage, ou quand la demande en gaz combustible est réduite, les gaz de régénération peuvent être déroutés vers le système de torches.

- **Section GNL :**

L'objectif de cette section est de séparer les hydrocarbures les plus lourds (C2 et plus) du gaz résiduel (principalement du méthane) pour éviter la congélation de ceux-ci lors du passage du gaz dans les unités cryogéniques et atteindre le pouvoir calorifique supérieur en accord avec la spécification du GNL.

Cette séparation se fait dans un dé-méthaniseur. La seconde étape étant de liquéfier le gaz de charge issu du dé-méthaniseur pour permettre son stockage à une pression proche de la pression atmosphérique. Le gaz dé-mercurisé, décarbonaté et séché est refroidi par deux refroidisseurs à propane liquide MP et LP puis les deux phases générées sont séparées dans un ballon de détente. Une partie du gaz sortant (environ 75%) est détendue dans le turbo-expandeur et envoyée à mi-hauteur du dé-méthaniseur. L'autre partie (25%) est envoyée à la cold box pour être condensée et envoyée en reflux au dé-méthaniseur. Le liquide éventuel est envoyé dans la partie basse du dé-méthaniseur. Une partie de l'éthane issu du dé-éthaniseur est refroidit dans la cold box et renvoyé au dé-méthaniseur comme reflux. Le gaz résiduel (principalement du méthane) sortant en tête de colonne est envoyé à l'unité de liquéfaction. Le liquide en bas de dé-méthaniseur est envoyé au dé-éthaniseur (unité 17 : unité de fractionnement). L'unité de liquéfaction est composée de : la section de réfrigération du gaz résiduel: par propane liquide jusque -34°C, échangeur MCHE (Main cryogenic heat exchanger), échangeur de type bobine qui permet un refroidissement important et une liquéfaction du gaz naturel ,un expandeur liquide, qui permet la détente du gaz liquéfié et qui

est couplé à un générateur pour la récupération de l'énergie. Le gaz résiduel sortant de la tête de la colonne est comprimé puis refroidi à  $-34^{\circ}\text{C}$  par un réfrigérant à propane avant de passer dans l'unité de liquéfaction (MCHE) et devenir du gaz naturel liquéfié. Le réfrigérant utilisé dans le MCHE est un réfrigérant mixte (Mixed refrigerant MR). Ce réfrigérant est refroidit dans une boucle composée de réfrigérants à propane avant d'entrer dans le MCHE pour apporter la réfrigération finale nécessaire à l'étape de liquéfaction. Le MCHE consiste en un cylindre vertical composé de deux faisceaux échangeurs de chaleur : un faisceau froid et un faisceau chaud. Le gaz d'alimentation entre dans le faisceau chaud en haut du MCHE où il est refroidi par un réfrigérant mixte. Le gaz d'alimentation quitte le faisceau chaud et entre dans le faisceau froid où il est encore refroidi par un réfrigérant mixte, et sort au sommet du MCHE en un liquide sous-refroidi : le GNL. Le gaz naturel liquéfié passe alors à travers l'expandeur GNL - ou vanne JT puis il est envoyé au ballon flash de la colonne ; le liquide est envoyé au stockage intermédiaire et pompé vers l'unité de stockage, alors que la vapeur issue du flash est comprimée et envoyée à l'unité de gaz combustible .

- **Section de fractionnement :**

L'unité de fractionnement des liquides de gaz naturel (GNL) est composée de :

- D'un dé-éthaniseur, permettant la récupération de l'éthane ;
- D'un dé-propaniseur, permettant la récupération du propane ;
- D'un dé-butaniseur, permettant la récupération du butane, du pentane et de la gasoline.

Chacune des colonnes est reliée au système d'huile chaude pour l'alimentation des rebouilleurs.

- **Système de stockage et d'expédition de GNL :**

Le système est dimensionné pour permettre une production continue des deux trains de GNL (l'une constituant le projet actuel et l'autre étant prévu dans le futur) avec un chargement intermittent des navires. Deux bacs de stockage de type « full contaminant » sont prévus. Le GNL venant du collecteur est légèrement flashé au-dessus de la pression atmosphérique dans le bac de stockage de GNL durant les opérations de stockage et de chargement. Un analyseur est installé sur la ligne du collecteur pour s'assurer de la qualité du GNL. En raison des pertes thermiques dans la cuve et les pipelines associés, de la vapeur de GNL se développe en continu à l'interface liquide et est envoyée vers la section de compression des gaz d'évaporation (BOG) pour être utilisée en gaz combustible HP. En mode de chargement : le GNL est expédié vers les navires grâce à des pompes immergées situées dans le bac de stockage. Un système de mesure comptabilise les quantités chargées. La jetée est équipée de deux bras de chargement de GNL, un pour le retour des gaz d'évaporation et un bras « hybride » qui peut assurer les fonctions de bras de chargement liquide et de retour de gaz. En mode « holding », une partie du flux du collecteur est envoyée dans le « loading header » pour maintenir la température cryogénique et prévenir les phénomènes d'expansion/compression. Une des lignes de chargement est utilisée pour renvoyer le fluide dans l'unité de stockage.

## 1.10 Conclusion

L'usine GL3/Z joue un rôle essentiel dans l'industrie du gaz naturel liquéfié, offrant une capacité de production significative et une diversification des produits dérivés. Son développement futur avec l'ajout d'un deuxième train témoigne de son importance stratégique pour répondre à la demande croissante sur les marchés internationaux.

**chapitre 2 :**  
**Généralités sur le dioxyde de  
carbone**

## 2.1 Introduction

Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) est un gaz à effet de serre majeur qui a des impacts significatifs sur le climat et l'environnement. Ce chapitre fournit une vue d'ensemble des généralités sur le CO<sub>2</sub>, de ses sources d'émission, des réglementations nationales et internationales et des méthodes d'estimation des émissions. Nous explorons les caractéristiques du CO<sub>2</sub>, ses effets sur le réchauffement climatique et les conséquences environnementales qui en découlent.

## 2.2 Caractéristiques physico-chimiques de CO<sub>2</sub>

Le dioxyde de carbone est un gaz incolore et inodore. Il est chimiquement stable, ininflammable et plus lourd que l'air (densité = 1,5). Sous une pression de 58 bars, il peut être stocké sous forme liquéfiée. Lorsque le liquide se détend, il se forme de la neige carbonique (un phénomène très endothermique). La carboglace est obtenue en comprimant la neige carbonique. Elle se sublime directement à l'état gazeux à partir de -78,5 °C.

Au-dessus de 111 °C et 73 bars, le CO<sub>2</sub> devient un fluide supercritique capable de dissoudre de nombreuses molécules organiques. À des températures supérieures à 900 °C, il se décompose en produisant du monoxyde de carbone (CO). Le CO<sub>2</sub> est soluble dans l'eau et réagit pour former de l'acide carbonique, un acide faible qui se dissocie partiellement en protons et ions bicarbonates.

## 2.3 Terme relatif au CO<sub>2</sub>

- **Gaz à effet de serre (GES) [6] :**

Les gaz à effet de serre désignent les gaz atmosphériques qui influencent le bilan énergétique de la Terre. Ils sont ainsi à l'origine de l'effet de serre. Les principaux gaz à effet de serre, le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde nitreux se trouvent naturellement dans l'atmosphère en faible concentration. En raison de différentes sources produites par l'activité humaine, leur quantité a toutefois considérablement augmenté depuis le début du siècle dernier. Outre ces traces de gaz en très faibles concentrations dans l'atmosphère, la vapeur d'eau constitue le principal gaz à effet de serre. Son rôle est toutefois déterminant uniquement pour l'effet de serre naturel, car la capacité d'absorption de la vapeur d'eau dans l'air est directement liée à la température. La vapeur d'eau n'a donc pas beaucoup d'influence sur le changement climatique provoqué par l'activité humaine.

- **Séquestration du carbone [7] :**

c'est le processus de capture et de stockage du dioxyde de carbone atmosphérique. C'est une méthode de réduction de la quantité de dioxyde de carbone dans l'atmosphère dans le but de réduire le changement climatique mondial.

- **Empreinte carbone** <sup>[8]</sup> :

C'est un indicateur qui vise à mesurer l'impact d'une activité sur l'environnement, et plus particulièrement les émissions de gaz à effet de serre liées à cette activité. Elle peut s'appliquer à un individu (selon son mode de vie), à une entreprise (selon ses activités) ou un territoire. Cet impact est généralement exprimé en dioxyde de carbone équivalent ou CO<sub>2</sub>e. on utilise pour tous les gaz à effet de serre une seule norme rapportée au CO<sub>2</sub>. Cela revient ainsi à déterminer combien de CO<sub>2</sub> retiendrait la même quantité de rayonnement solaire et donc contribuerait au réchauffement climatique.

- **Neutralité carbone** <sup>[9]</sup>:

C'est le fait de trouver un équilibre entre les quantités de CO<sub>2</sub> émises et celles séquestrées (par des réservoirs ou puits à carbone). Tendre vers cet équilibre a pour but de stabiliser le niveau de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, et in fine de limiter le réchauffement climatique.

- **cycle carbone** <sup>[10]</sup>

Le cycle du carbone est un cycle biogéochimique qui correspond à l'ensemble des échanges de carbone sur la planète. Il est divisé en plusieurs parties qui sont :

- la production : la biosphère exhale du CO<sub>2</sub> lors de la respiration et dans les processus de décomposition et de fermentation, elle expulse du CO<sub>2</sub> et du CH<sub>4</sub>, l'hydrosphère émet le CO<sub>2</sub> qu'elle a dissous lorsque la température augmente, la lithosphère libère du CO<sub>2</sub> lors des éruptions volcaniques
- synthèse : réalisée par les organismes photosynthétiques (plantes, algues et certaines bactéries)
- fixation : Il s'agit de réservoirs naturels ou artificiels qui capturent et stockent le carbone de l'atmosphère. Les puits naturels comprennent les océans, la biomasse végétale et animale, le pergélisol, les roches sédimentaires calcaires (cycles géologiques du carbone) et les gisements de ressources fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel et hydrates de méthane). La destruction de ces dépôts augmente la concentration de carbone dans l'atmosphère.

## 2.4 Les différents impact des émissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> ont un impact nocif sur l'environnement, contribuant au réchauffement climatique et à la dégradation des écosystèmes. De plus, elles affectent directement la santé humaine en causant des problèmes respiratoires et cardiovasculaires.

### 2.4.1 Sur l'environnement <sup>[11]</sup>

Etant donné que le CO<sub>2</sub> est naturellement présent dans l'air, il n'est pas nocif pour les organismes vivants. Mais ce CO<sub>2</sub> est aussi accompagné d'émissions de suies, de métaux lourds, de différents polluants qui provoquent des effets néfastes sur les organismes vivants. Ces derniers sont donc sensibles aux variations de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Ainsi, différentes conséquences peuvent avoir lieu sur la faune et la flore.

**Chez les oiseaux et mammifères :** le CO<sub>2</sub> peut tuer par asphyxie à partir d'un certain seuil et d'une durée d'exposition. Ses propriétés chimiques, supérieures à celle de l'oxygène, le rendent capable de rapidement traverser de nombreux types de membranes biologiques (dont le système nerveux central).

**Dans les océans :** la circulation des océans est aussi affectée par les émissions de CO<sub>2</sub>, tout comme la migration de nombreuses espèces de poisson. La température de l'eau augmente avec le réchauffement climatique (car les océans absorbent un tiers des émissions humaines de CO<sub>2</sub>, ce qui les rends aussi les océans plus acide), ainsi de nombreux poissons remontent vers les pôles ou la température de l'eau change moins rapidement. Quant aux courants marins, ils pourraient ralentir voir s'arrêter. Le CO<sub>2</sub> absorbé pourrait être relâché et aggraver le changement climatique.

**Sur la flore :** à faible dose le CO<sub>2</sub> permet la croissance de nombreuses espèces végétales. Après des expériences, ce fait s'avère vrai jusqu'à un certain seuil, au-delà duquel, la croissance des végétaux se stabilise voir diminue. Il est pour le moment difficile de savoir le niveau de ce seuil car il varie en fonction des espèces. On parle alors d'acidification environnementale.

#### 2.4.2 Sur l'être humain <sup>[12]</sup>

Les émissions de CO<sub>2</sub> s'accompagnent généralement d'émissions de suies de fumées, de métaux lourds et d'autres polluants ayant des effets sur la plupart des organismes vivants. Contrairement au monoxyde de carbone, le CO<sub>2</sub> n'est pas un toxique à faible dose, mais il tue par asphyxie à partir d'un certain seuil et d'une certaine durée d'exposition, ses propriétés chimiques le rendent capable de rapidement traverser de nombreux types de membranes biologiques (il est environ 20 fois plus soluble dans les liquides biologiques de l'organisme humain que l'oxygène), c'est pourquoi il produit de rapides effets sur le système nerveux central.

-À partir de 0,1 %, (1000 ppm), le CO<sub>2</sub> devient un des facteurs d'asthme ou du syndrome des bâtiments cette concentration constitue la valeur maximale admise pour le dimensionnement des systèmes de conditionnement de l'air, à l'intérieur des bâtiments et maisons d'habitation.

-Au-dessus de 0,5 % (5000 ppm), la valeur maximale d'exposition professionnelle retenue dans la plupart des pays, et la valeur maximale admise pour le dimensionnement des appareillages d'air conditionné dans les avions sont dépassées.

-1,5 % ou 15000 ppm est la valeur maximale d'exposition professionnelle sur une durée maximale de 10 minutes

-À partir de 4 % de CO<sub>2</sub> dans l'air (40000 ppm) le seuil des effets irréversibles sur la santé est atteint (c'est le seuil qui justifie une évacuation immédiate de locaux).

-À partir de 10 % et d'une exposition dépassant 10 minutes, sans une action médicale de réanimation, c'est la mort.

Notre système respiratoire et circulatoire est très sensible au CO<sub>2</sub> : une augmentation minime de la concentration en CO<sub>2</sub> de l'air inspiré accélère quasi-immédiatement le débit respiratoire qui est normalement de 7 litres / minute (sous 0,03 % de CO<sub>2</sub> dans l'air inspiré), et qui passe à 26 litres / minute (pour 5 % de CO<sub>2</sub> dans l'air inspiré).

## 2.5 Les différentes sources des émissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère peuvent être d'origine naturelle ou d'origine anthropique ( issues des activités humaines)

### 2.5.1 Origine naturelle<sup>[13]</sup>

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. le dioxyde de carbone est 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%).

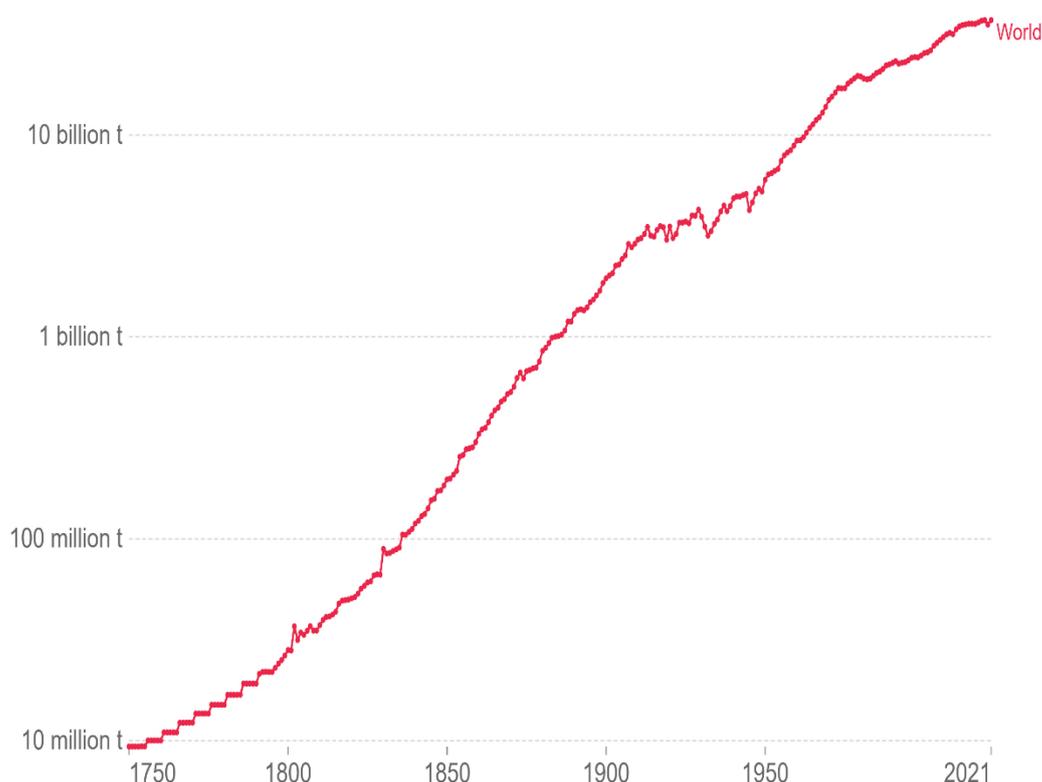
### 2.5.2 Origine humaine<sup>[13]</sup>

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 combustion comme combustibles, 36% sont produites par le pétrole et 20% proviennent du gaz naturel.

### 2.5.3 Les émissions de CO<sub>2</sub> au monde<sup>[14]</sup>

Le graphe montre la croissance des émissions mondiales provenant des combustibles fossiles du 18e siècle à l'année 2021.

Avant la révolution industrielle, les émissions étaient très faibles. La croissance des émissions était encore relativement lente jusqu'au milieu du XXe siècle. En 1950, le monde émettait 6 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub>. En 1990, cela avait presque quadruplé, atteignant plus de 22 milliards de tonnes. Les émissions ont continué d'augmenter rapidement; nous émettons maintenant plus de 34 milliards de tonnes chaque année. ( voir figure 2-2)



**FIGURE 2-1: LES EMISSIONS ANNUELLE DE CO<sub>2</sub> AU MONDE**

#### 2.5.4 Les émissions de CO<sub>2</sub> en Algérie <sup>[15]</sup>:

En Algérie, les émissions de gaz à effet de serre proviennent principalement du secteur de la transformation de l'énergie, qui comprend les industries de traitement du gaz et pétrole, les centrales électriques et les cokeries. D'après les données fournies dans le tableau, on constate une augmentation de 30% des émissions de CO<sub>2</sub> dans le secteur pétrolier entre 1994 et 2020.

**TABLEAU 2-1 : EMISSIONS DU GAZ CARBONIQUE ( CO<sub>2</sub> )- EN MILLIONS DE TONNES**

Activité	1994	1998	2005	2010	2020
les industries de traitement du gaz et pétrole	3.25	2.98	3.70	4.08	4.09

#### 2.5.5 Les sources des émissions du CO<sub>2</sub> dans le complexe GL3Z

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 CO<sub>2</sub> extrait est rejeté vers l'atmosphérique. Durant notre présence sur les lieux du stage au niveau du complexe GL3Z, nous avons trouvé que les principaux sources d'émissions de CO<sub>2</sub> sont : les torches et le régénérateur de l'aMDEA ( section de la décarbonatation ) ( voir fig 2-3.)

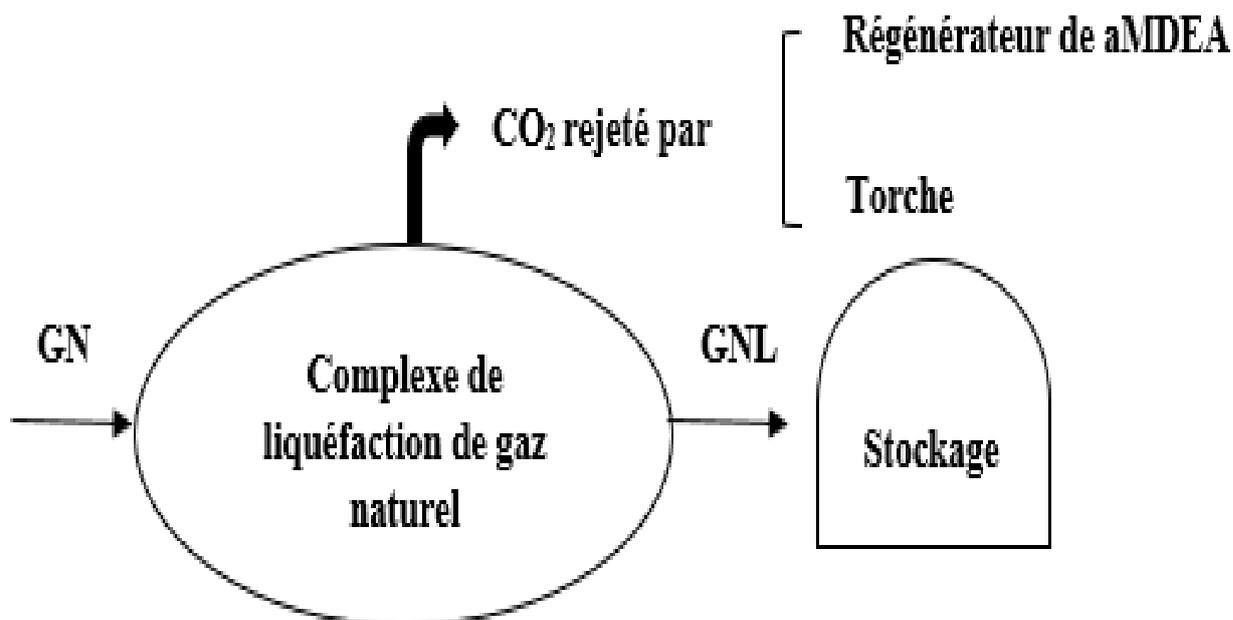


FIGURE 2-2: LES SOURCES D'EMISSION DE CO<sub>2</sub> AU NIVEAU DE GNL3Z

#### 2.5.5.1 Le dioxyde de carbone issu des torches <sup>[4]</sup>

Le Système de la Torche est installé et dimensionné pour faire face à l'opération des deux trains GNL (un train futur). Le système fournit des moyens sûrs et fiables d'élimination des vapeurs d'hydrocarbure et des liquides légers provenant des défaillances de situations d'urgence ou de trouble. Le système gère aussi les décharges des hydrocarbures à partir des conditions de fonctionnement telles que le démarrage, l'évent et le drainage de l'équipement et/ou du piping.

#### 2.5.5.2 Le dioxyde de carbone issu de la section décarbonatation<sup>[4]</sup>

##### 2.5.5.2.1 Principes de conception et de fonctionnement

Le gaz d'alimentation provenant du système d'Élimination du Mercure de l'Unité 11 est envoyé vers l'Unité d'Élimination des Gaz Acides (Unité 12). Le but de l'Unité d'Élimination des Gaz Acides est de réduire la teneur en CO<sub>2</sub> du gaz naturel à une concentration inférieure à 50 ppm en vol.

##### 2.5.5.2.2 Description du procédé :

L'Unité 12 peut être divisée en sections, comme indiqué ci-dessous:

- absorption du CO<sub>2</sub> au moyen de l'aMDEA;
- régénération de l'aMDEA riche;
- oxydation thermique de l'Off-gaz;
- systèmes annexes (système de drainage de l'aMDEA, système anti-mousse, etc.)

- **Section d'absorption des gaz acides**

Le gaz provenant du filtre de gaz traité est dirigé vers l'absorbeur de CO<sub>2</sub>, où il est mis en contact avec une solution aqueuse d'aMDEA pour éliminer le CO<sub>2</sub> (voir figure 2-4). Le gaz entre dans l'Unité 12 à une pression de 65,6 barg et une température de 35°C, mais en cas d'arrêt du compresseur de gaz d'alimentation, le gaz contournera le compresseur et entrera dans l'absorbeur de CO<sub>2</sub> à une pression d'environ 36 barg. Pour garantir que la température du gaz est supérieure à 15°C, le préchauffeur de gaz d'alimentation (11-MC02) est utilisé pour réchauffer le gaz si nécessaire. L'absorbeur de CO<sub>2</sub> est divisé en deux sections : une section inférieure avec 4 lits de matériau d'emballage en vrac où l'absorption de CO<sub>2</sub> a lieu, et une section supérieure avec 3 plateaux à vanne pour le lavage à l'eau du gaz décarbonaté. La perte de charge dans la colonne est surveillée à l'aide du transmetteur 12-PDI-0007. Le gaz entre par le fond de la colonne et la solution d'aMDEA entre par le sommet de la section de garnissage. Les lits de garnissage maximisent l'efficacité du contact entre le gaz et l'aMDEA. Le solvant aMDEA réagit avec le CO<sub>2</sub> contenu dans le gaz en utilisant des activateurs pour former rapidement un carbamate. Ensuite, le MDEA réagit avec le carbamate pour transférer le CO<sub>2</sub>. Toutes ces réactions sont des réactions d'équilibre.



La solution d'aMDEA riche est récupérée dans le fond de l'absorbeur, qui est ensuite envoyée vers la section de régénération. Le gaz décarbonaté est lavé des résidus de solvant à l'aide d'eau dans la section de lavage, afin de minimiser les pertes et les entraînements d'aMDEA par le gaz. Le gaz est ensuite acheminé à l'unité de déshydratation à une température de 61°C et une pression de 65,2 bar. Une conduite vers la torche chaude est également prévue pour évacuer le gaz naturel. L'eau de lavage est recueillie sur le plateau cheminée entre la section de lavage et la section à garnissage de l'absorbeur, et est recyclée par les pompes d'eau de lavage. Un appoint continu d'eau déminéralisée est prévu pour compenser les pertes d'eau dans le solvant, en aval du contrôle de débit.

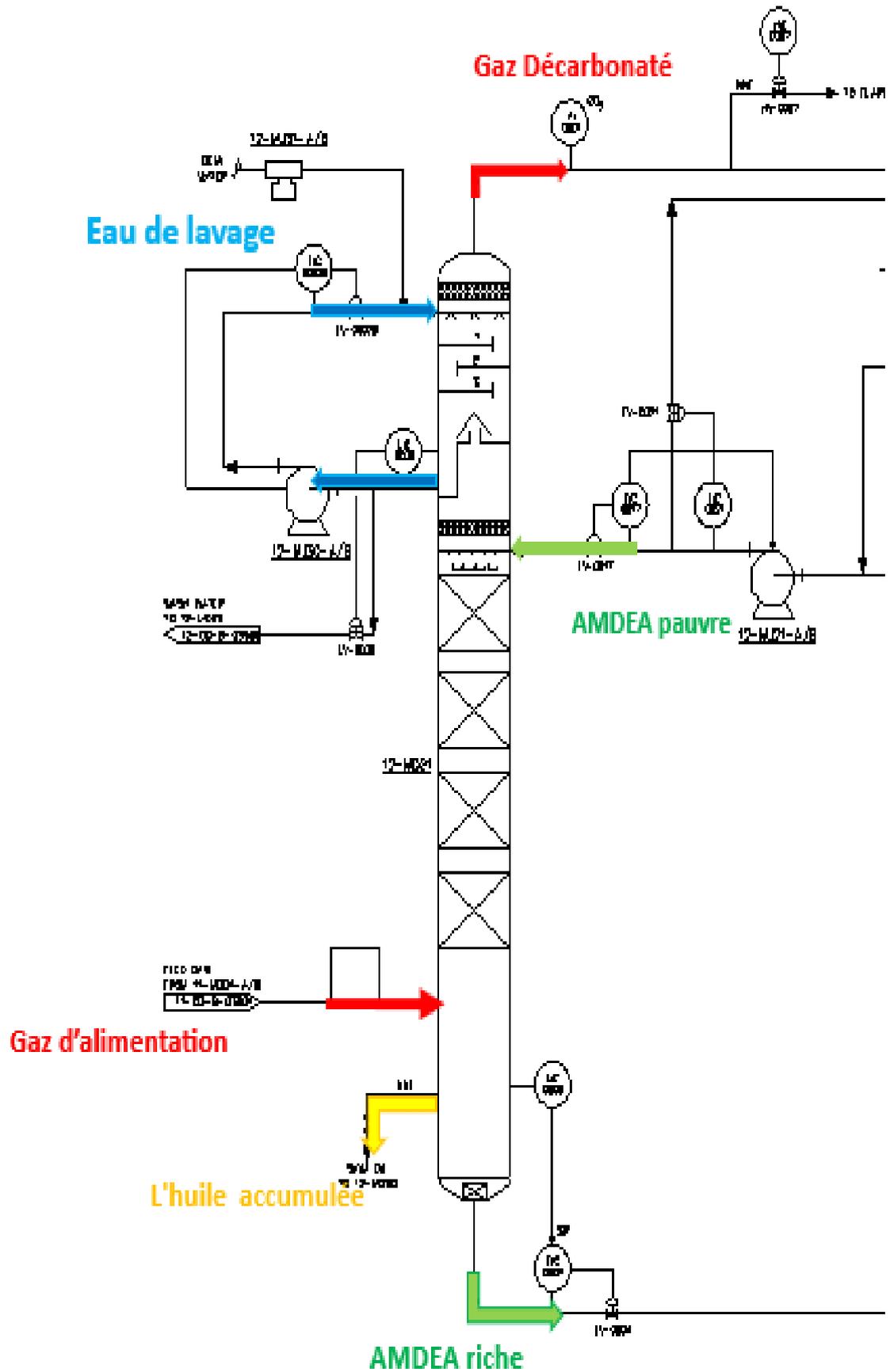


FIGURE 2-3 : LES ENTRES ET LES SORTIES DE LA COLONNE DE L'ABSORPTION

- **Le régénération de la aMDEA**

La régénération de la aMDEA riche commence par la collecte de celle-ci au fond de l'absorbeur. Afin de prévenir la présence d'hydrocarbures dans la section de régénération, l'huile écumée est évacuée manuellement via une connexion avec le système de drainage du solvant. Le niveau de cette huile peut être surveillé à l'aide d'une jauge. Le refoulement de la aMDEA riche est contrôlé par une valve de débit en cascade avec un autre contrôle de débit.

- **Ballon de Détente du Solvant Riche**

La aMDEA riche est détendue via une vanne et envoyée vers le Ballon de Détente du Solvant Riche, où elle est séparée en trois phases (solvant riche, eau de saturation et eau de lavage). Le gaz flash quitte le ballon et est envoyé au Ballon de Gaz Combustible pour l'Incinérateur. La pression opératoire du ballon est régulée et contrôlée pour éviter l'ouverture des soupapes. L'amine riche en CO<sub>2</sub> est refoulée sous contrôle de débit et de niveau du ballon, avec un dispositif de contrôle de la corrosion en sortie. La ligne de refoulement de la aMDEA est également utilisée pour l'appoint en solvant pauvre provenant de la Pompe de Transfert d'Amine. L'huile écumée est séparée et recueillie dans un pot avant d'être évacuée manuellement vers le système de drainage du solvant.

- **Echangeur d'Amine (aMDEA) Pauvre/Riche et Régénérateur d'Amine**

La aMDEA riche refoulée depuis le ballon de détente est envoyée à l'Echangeur d'Amine (aMDEA) Pauvre/Riche sous contrôle du débit 12-FIC-0007. Les échangeurs à plaques préchauffent l'aMDEA Riche de 37 °C à 98 °C avant de l'envoyer au Régénérateur d'Amine. Le régénérateur est une colonne qui fonctionne à 0,6 barg où le CO<sub>2</sub> est désorbé par contact contre-courant avec la vapeur générée par les Rebouilleurs. Les Rebouilleurs fournissent la chaleur nécessaire à la régénération grâce à l'huile chaude provenant de l'Unité 18 à 160 °C et circulant côté tube dans les Rebouilleurs. Le débit d'huile chaude est régulé par le biais du 12-FIC-0011 A/B.

- **Ballon de Reflux du Régénérateur d'Amine**

Le courant de gaz est composé principalement de CO<sub>2</sub> et d'eau, et il quitte le régénérateur à 94°C et 0,6 barg. Le gaz passe ensuite par un condenseur aérorefrigérant qui abaisse la température à 50°C et condense la majeure partie de l'eau. Le gaz acide séparé est envoyé vers le ballon de l'off-gaz, tandis que le liquide condensé est récupéré au fond du ballon de reflux et réacheminé à la section du plateau du Régénérateur d'Amine sous forme de reflux. Les Pompes de Drainage d'Eau Acide renvoient les liquides séparés dans le Ballon de l'Off-Gaz de l'AGRU vers le Ballon de Reflux du Régénérateur d'Amine. Un pot d'écumage est prévu pour recueillir l'huile séparée, le cas échéant.

- **Circuit d'Amine Pauvre**

Le solvant d'amine régénéré est stocké au fond du régénérateur et une ligne de connexion manuelle est prévue pour éliminer l'huile écumée accumulée à la surface de l'amine pauvre. L'amine pauvre est envoyée à l'échangeur d'amine où elle est refroidie et une injection d'agent anti-mousse est prévue pour réduire la formation de mousse. Ensuite, l'amine pauvre est pompée par les pompes booster du solvant pauvre et refoulée à une pression de 6,7 barg. Elle est envoyée au refroidisseur d'amine pauvre pour abaisser la température avant d'être filtrée par un préfiltre à cartouches d'amine pauvre, un filtre à charbon actif et un post-filtre à cartouches d'amine pauvre. Les pertes de charge des filtres sont surveillées par des transmetteurs de pression différentielle. Après avoir été filtrée, l'amine est mélangée de nouveau avec le courant principal d'amine pauvre et les pompes du solvant pauvre augmentent

la pression de l'amine pauvre jusqu'à 73 bar. Le débit d'amine pauvre vers l'absorbeur est régulé par un contrôleur de débit.

- **Oxydation thermique de l'off-gaz**

L'Off-gaz est thermo-oxydé dans l'Incinérateur de Gaz Acide en utilisant du gaz combustible et du gaz provenant du Ballon de Détente du Solvant Riche (12-MD33). Le gaz provenant du ballon de reflux du régénérateur entre dans le Ballon de l'Off-gaz de l'AGRU (12-MD31), où le liquide entraîné est séparé et recueilli au fond du ballon. L'extraction de liquide est réalisée de façon intermittente avec un contrôle de niveau (12-LI-0019) qui démarre les Pompes de Drainage d'Eau Acide (12-MJ29-A/B). Le gaz acide séparé est refoulé vers l'Incinérateur de Gaz Acide, à moins qu'un niveau de liquide très haut ne soit détecté dans le ballon. Dans ce cas, le gaz est refoulé vers la cheminée de by-pass. Le Ballon de Gaz Combustible pour l'Incinérateur (12-MD32) reçoit le gaz flash provenant du Ballon de Détente du Solvant Riche. Le liquide séparé peut être refoulé manuellement vers les drains de solvant. Le débit de gaz combustible est régulé par le contrôleur de pression du gaz sortant du Ballon de l'Off-gaz 12-PIC-0077. Si la pression de la ligne de gaz combustible augmente au-delà de 5 barg, le contrôleur de pression dirige le flux vers la torche chaude. L'Incinérateur de Gaz Acide est un incinérateur à tirage forcé. L'air est fourni par les Ventilateurs de l'Incinérateur de Gaz Acide 12-ML22-MJ01-A/B. Le débit d'air est régulé par le contrôleur de débit installé sur la ligne d'aspiration de chaque ventilateur 12-FY-5101A/B. Le contrôleur du débit d'air est sous cascade du contrôleur du débit du gaz combustible 12-FY-5102 pour maintenir un rapport optimal pour la combustion.

## 2.6 Les méthodes d'estimation des émissions de CO<sub>2</sub> :

### Modélisation et simulation :

Des modèles informatiques sont utilisés pour simuler et estimer les émissions de CO<sub>2</sub> à partir de différentes sources. Ces modèles prennent en compte divers paramètres tels que la consommation d'énergie, les types d'industrie, les modes de transport, les activités agricoles, etc. Ils sont souvent basés sur des données spécifiques à chaque pays, ainsi que sur des données globales disponibles. Certains exemples de modèles incluent le modèle d'évaluation des émissions de gaz à effet de serre, le modèle d'évaluation intégrée des systèmes énergétiques.

### Facteurs d'émissions <sup>[12]</sup>:

Les facteurs d'émissions sont des valeurs moyennes qui représentent la quantité de CO<sub>2</sub> émise par unité d'activité ou de consommation. Par exemple, il existe des facteurs d'émissions pour les véhicules, les centrales électriques, l'industrie manufacturière, etc. Ces facteurs sont généralement établis par des organisations gouvernementales, des instituts de recherche et des organismes internationaux tels que l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA), l'Agence européenne pour l'environnement (AEE), etc.

### Bilans Matière <sup>[12]</sup> :

Un bilan de matière est l'application du principe de conservation de la masse à l'analyse d'un système. En analysant soigneusement les flux de matière entrant et sortant, un bilan matière permet d'identifier et de déterminer la composition chimique de flux de matière qui autrement seraient passés inaperçus ou auraient été difficilement accessibles.

## 2.7 la technologie de capture et de stockage du carbone <sup>[16]</sup>

Trois procédures de base existent pour réduire le CO<sub>2</sub> dans les gaz qui découlent de la production d'énergie avec des combustibles fossiles comme le charbon et le gaz naturel :

**Pré-Combustion** : les combustibles sont d'abord gazéifiés dans un réacteur en présence d'air, de vapeur d'eau ou d'oxygène pur, pour produire du syngaz constitué de monoxyde de carbone (CO) et de dihydrogène (H<sub>2</sub>). Ce syngaz passe ensuite dans un réacteur de conversion en présence de vapeur d'eau. Le monoxyde de carbone réagit avec l'eau (H<sub>2</sub>O) et produit du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et encore plus d'hydrogène (H<sub>2</sub>). La pression et la concentration du gaz carbonique (de 15 % à 60 % du volume sec) facilitent alors la séparation du CO<sub>2</sub> et de l'hydrogène. Le CO<sub>2</sub> concentré peut alors être séquestré.

**Combustion Oxyfuel**: Combustion avec de l'oxygène pur. La combustion du charbon se manifeste essentiellement par de la vapeur et du CO<sub>2</sub> pour que le dioxyde de carbone puisse être aisément séparé des gaz.

**Post-combustion ou épuration du CO<sub>2</sub>**: Le CO<sub>2</sub> est séparé des gaz postérieurs à la combustion en les liant à un agent d'épuration. Cette technologie peut être aisément installée dans les centrales existantes

## 2.8 Règlementation internationale et national régissant le CO<sub>2</sub>

Il existe des règles et des lois à l'échelle internationale et nationale qui régissent les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et qui cherchent à limiter l'impact environnemental de ces émissions. Ces réglementations peuvent prendre différentes formes, telles que des accords internationaux, des politiques nationales sur le climat, des normes d'émissions pour les véhicules et les industries, et des programmes de compensation carbone pour les entreprises et les organisations.

### 2.8.1 Cadre international

- **La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)** <sup>[17]</sup>

Le texte de la CCNUCC a été élaboré par un Comité intergouvernemental de négociation sur le climat lors de cinq sessions tenues entre février 1991 et mai 1992. Plus de 150 États ont signé la CCNUCC lors de la Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement (le "Sommet de la Terre") qui s'est tenue à Rio de Janeiro, au Brésil, en juin 1992. En vertu de la CCNUCC, les pays développés se sont engagés de manière non contraignante à réduire les émissions de gaz à effet de serre à des niveaux de 1990 d'ici l'an 2000. La Convention appelait également les signataires à rendre compte périodiquement de leurs émissions et des mesures prises pour les stabiliser. La CCNUCC a été saluée comme une réalisation diplomatique majeure, mais elle n'a pas suscité d'action délibérée de la part des pays développés pour atteindre les objectifs de la convention, bien qu'elle ait promis que de tels objectifs pourraient être atteints à l'avenir.

- **Protocole de Kyoto** <sup>[17]</sup>

Pour évaluer les progrès réalisés dans le cadre des objectifs de la CCNUCC, un comité des signataires du traité a été formé (appelé Conférence des Parties, CoP). La première réunion de la CoP a eu lieu en 1995 et a constaté des progrès très modestes, ce qui a conduit à convenir d'établir des objectifs spécifiques pour les limites d'émissions dans des délais précis pour les pays industrialisés. On a également fixé une date limite pour les négociations et convenu

d'élaborer un traité lors de la troisième CoP qui se tiendrait 2 ans plus tard à Kyoto, au Japon. Pendant ce temps, le GIEC a publié son deuxième rapport d'évaluation la même année et a conclu que "la prépondérance des éléments suggère une influence humaine discernable sur le climat mondial" (GIEC, 1996). La troisième CoP s'est tenue en 1997 à Kyoto, au Japon, et a été suivie par des représentants de près de 170 pays. La conférence a commencé avec de profondes divisions quant à la marche à suivre. Les Européens souhaitaient des réductions importantes des émissions, tandis que les États-Unis n'étaient pas prêts à descendre en dessous des niveaux de 1990. Cependant, vers la fin de la conférence, un consensus a été atteint selon lequel les émissions de tous les pays industrialisés ensemble seraient réduites de 5,2% par rapport aux niveaux de 1990 d'ici l'année 2012 (Anderson, 2001). L'Union européenne (UE) devait réduire ses émissions de 8% et les États-Unis de 7% par rapport aux niveaux d'émissions de 1990, et le Canada s'est engagé à une réduction de 6%. En raison de la complexité des négociations, certains détails ont été laissés en suspens pour être précisés ultérieurement, tels que l'autorité responsable de la mesure et de la vérification des émissions des pays qui n'a pas été mentionnée, ni les éventuelles sanctions contre les pays qui ne respectent pas leurs engagements. L'article 25 du Protocole exige la ratification par au moins 55 pays, représentant ensemble au moins 55% des émissions de GES de 1990 des pays industrialisés (CCNUCC, 2003). Actuellement, les pays industrialisés qui ont ratifié le Protocole ne représentent que 44,2 % des émissions de 1990 (UNFCCC, 2003). Étant donné que les États-Unis ont déjà refusé de le ratifier, la ratification de la Fédération de Russie est nécessaire pour que le Protocole entre en vigueur. Récemment, le parlement russe a approuvé la ratification du Protocole de Kyoto, ouvrant ainsi la voie à sa mise en œuvre.

- **Accord de Paris** <sup>[18]</sup>

L'Accord de Paris est un traité international juridiquement contraignant sur les changements climatiques. Il a été adopté par 196 Parties lors de la COP 21, la Conférence des Nations unies sur les changements climatiques à Paris, France, le 12 décembre 2015. Il est entré en vigueur le 4 novembre 2016. Son objectif primordial est de maintenir « l'augmentation de la température moyenne mondiale bien en dessous de 2°C au-dessus des niveaux préindustriels » et de poursuivre les efforts « pour limiter l'augmentation de la température à 1,5°C au-dessus des niveaux préindustriels. » Cependant, ces dernières années, les dirigeants mondiaux ont souligné la nécessité de limiter le réchauffement climatique à 1,5°C d'ici la fin de ce siècle. En effet, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat de l'ONU (GIEC) indique que le franchissement du seuil de 1,5°C risque de déclencher des impacts beaucoup plus graves sur les changements climatiques, notamment des sécheresses, des vagues de chaleur et des précipitations plus fréquentes et plus graves. Pour limiter le réchauffement climatique à 1,5°C, les émissions de gaz à effet de serre doivent culminer avant 2025 au plus tard et diminuer de 43% d'ici 2030. L'Accord de Paris est un jalon dans le processus multilatéral sur le changement climatique car, pour la première fois, un accord contraignant rassemble toutes les nations pour lutter contre le changement climatique et s'adapter à ses effets.

- **Taxe carbone** <sup>[19]</sup>

Une taxe carbone est une taxe prélevée sur le prix de vente d'un produit ou d'un service en fonction de la quantité de gaz à effet de serre tels que le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>, dioxyde de carbone) émis lors de l'utilisation du produit ou du service. Elle est calculée à partir du prix

de la tonne de CO<sub>2</sub> fixé par le gouvernement. Cette taxe est prélevée sur les particuliers, les petites entreprises et artisans. Le but de la taxe carbone est de détourner les consommateurs des produits ou services à fort impact écologique. En effet, plus un produit ou service émet des émissions de gaz à effet de serre (GES), plus il sera taxé. La taxe carbone est dite pigouvienne du nom de l'économiste Arthur Cecil Pigou, premier économiste à proposer une taxation correctrice des externalités en 1920. La taxe carbone correspond au principe du pollueur-payeur. Elle encourage à quantifier le coût des externalités négatives des produits et services créés.

- **La norme ISO 14064** <sup>[20]</sup>

Cette norme comprend un ensemble de normes pour la quantification, la vérification et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre (GES), y compris le CO<sub>2</sub>. Elle fournit des directives pour l'établissement de systèmes de gestion des GES, l'évaluation des émissions et des réductions, ainsi que la vérification indépendante des rapports. Ses objectifs sont : améliorer la gestion de leur empreinte carbone ; contribuer à l'effort collectif de réduction des émissions de GES qui a débuté en 1997 avec le Protocole de Kyoto et mettre en place une stratégie de décarbonation efficace en vue de tendre vers la neutralité carbone.

### 2.8.2 Cadre national

- **Réglementation algérienne :**

En Algérie, la réglementation environnementale concernant la pollution atmosphérique est principalement définie par :

-**Loi n° 03-10 du 19 juillet 2003** abrogeant la précédente loi 83-03 du 5 février 1983 relative à la protection de l'environnement et à la prévention de la pollution industrielle dans le cadre du développement durable .

-**Le décret exécutif n° 06-138** du 15 avril 2006 réglemente l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs, particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle.

-**Le décret exécutif n° 06-02** du 07 Janvier 2006 définit les valeurs limites, les seuils d'alerte et les objectifs de qualité de l'air en cas de pollution atmosphérique.

### 2.9 Conclusion :

Ce chapitre nous a permis d'obtenir une vue d'ensemble des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), qui est un gaz à effet de serre majeur ayant des conséquences significatives sur le climat et l'environnement.

Dans le prochain chapitre, nous allons approfondir notre analyse en calculant les émissions de CO<sub>2</sub> générés par la section de la décarbonation cela nous permettra d'évaluer plus précisément l'ampleur des émissions et de choisir la méthode appropriée pour les récupérer.

## **chapitre 3 :**

# **Estimation des émissions de CO<sub>2</sub> et la proposition de la méthode de récupération**

### 3.1 Introduction

Le captage et la quantification du CO<sub>2</sub> sont devenus primordiaux d'un point de vue environnemental et économique. Cela a motivé de nombreuses recherches visant à réduire les coûts fiscaux et les impacts sur l'environnement. Partant de ce principe, nous avons cherché une unité de traitement et de récupération du CO<sub>2</sub>.

Le détecteur (PIC 0026) (voir figure 3-2) donne que la valeur de pression par conséquent nous avons utilisé une méthode de calculs pour quantifier le CO<sub>2</sub> émis par la colonne de régénération. Pour choisir la méthode appropriée de récupération du CO<sub>2</sub> rejeté dans l'atmosphère dans le complexe GL3Z, au niveau de l'unité 12 de la section de décarbonatation, nous avons d'abord recueilli les débits volumiques et les fractions molaires des entrées ainsi que des sorties. Ensuite, nous avons calculé la quantité de gaz carbonique torché à l'aide d'un Bilan Matière. Une fois la composition du gaz torché obtenue, nous avons mis en œuvre le procédé de récupération (les équipements et l'absorbeur de gaz carbonique). De plus, nous avons estimé le coût de la réalisation de ce procédé. En conclusion, nous avons réalisé une évaluation des gains potentiels de notre projet.

### 3.2 Estimations des émissions de CO<sub>2</sub>

### 3.3 Bilan quantitatif

#### 3.3.1 Quantité de dioxyde de carbone absorbé par la aMDEA

Le gaz provenant du filtre de gaz traité est acheminé vers l'absorbeur de CO<sub>2</sub>, où il est en contact avec une solution aqueuse de la aMDEA afin de capturer le CO<sub>2</sub>. Le gaz rentre par le fond de la colonne (voir figure 3-1) et la solution d'aMDEA rentre par le sommet de la section de garnissage. Le solvant aMDEA réagit avec le CO<sub>2</sub> contenu dans le gaz selon cette réaction :



La solution d'aMDEA riche est récupérée dans le fond de l'absorbeur, qui est ensuite envoyée vers la section de régénération. ( les détails de ce procédé est dans le chapitre 2).

##### 3.3.1.1 Bilan Matière de la colonne d'absorption<sup>[21]</sup> :

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

Le débit du CO<sub>2</sub> absorbé par le aMDEA est calculé d'après le bilan global suivant :

$$G_e + L_e = G_s + L_s \dots(1)$$

Nous avons calculé le bilan partiel sur le CO<sub>2</sub> :

$$(G_e * y_{eCO_2}) + (L_e * x_{eCO_2}) = (G_s * y_{sCO_2}) + (L_s * x_{sCO_2}) \dots\dots (2)$$

On considère que la aMDEA à l'entrée de l'absorbeur est pure, donc la fraction molaire de CO<sub>2</sub> sera nulle ( $x_{eCO_2} = 0$ ), donc le débit molaire du CO<sub>2</sub> absorbé sera :

$$G_{\text{absorbe CO}_2} = (L_s * x_{sCO_2}) = (G_e * y_{eCO_2}) - (G_s * y_{sCO_2}) \dots\dots(3)$$

Avec :

$L_s$ : Débit molaire du aMDEA à la sortie de l'absorbeur .

$G_e$ : Débit molaire du GN à l'entrée de l'absorbeur .

$y_{eCO_2}$  : Fraction molaire de CO<sub>2</sub> à l'entrée de l'absorbeur .

$G_{absorbe\ CO_2}$ : Débit molaire du CO<sub>2</sub> absorbé .

$G_S$ : Débit molaire du GN à la sortie de l'absorbeur .

$y_S\ CO_2$ : Fraction molaire de CO<sub>2</sub> à la sortie de l'absorbeur.

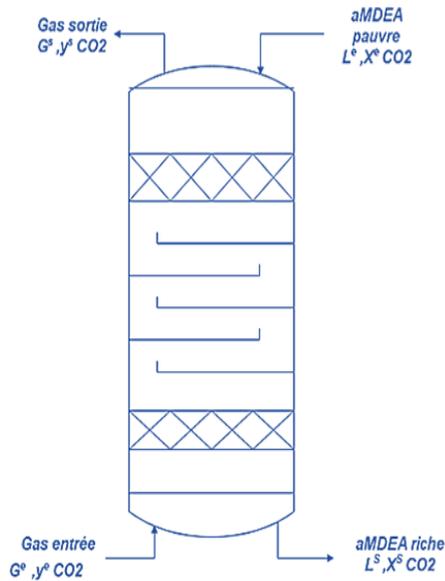


FIGURE 3-1 :COLONNE D'ABSORPTION

On a le débit du GN qui varie en fonction du débit de CO<sub>2</sub> de l'entrée jusqu'à la sortie de l'absorbeur, donc il est nécessaire d'établir un bilan sur les inertes, car leurs débits restent constants au cours de l'opération de l'absorption ; on appelle les inertes tous constituants du GN qui ne présentent pas une affinité chimique vis-à-vis la aMDEA.

$$G_{e\ inert} = G_e * (1 - y_e\ CO_2) = G_S * (1 - y_S\ CO_2) \dots\dots(4)$$

$$G_{e\ inert} = G_e * (1 - y_e\ CO_2) = 26800.9 * (1 - 0,002) = \mathbf{26747,3\ Kmol/hr}$$

D'après l'équation (4) on déduit :

$$G_e = \frac{G_{e\ inert}}{(1 - y_e\ CO_2)} \dots\dots(5)$$

$$G_S = \frac{G_{e\ inert}}{(1 - y_S\ CO_2)} \dots\dots(6)$$

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

$$G_{absorbe\ CO_2} = \left( \frac{G_{e\ inert}}{(1 - y_e\ CO_2)} * y_e\ CO_2 \right) - \left( \frac{G_{e\ inert}}{(1 - y_S\ CO_2)} * y_S\ CO_2 \right) \dots\dots(7)$$

**Calculs :**

Les données de l'absorbant sont comme suit :

- les débits des (GN et aMDEA) à l'entrée et à la sortie de l'absorbeur .
- les fractions molaires de CO<sub>2</sub> à l'entrée et à la sortie .

Nous avons pris la valeur moyenne du débit de GN à l'entrée et à la sortie de l'absorbeur ( tableau 1) pour une meilleure précision. Les résultats d'analyses sont présentés dans le tableau suivant :

**TABLEAU 3-1:** RESULTATS D'ANALYSE DU GN A L'ENTREE ET A LA SORTIE DE L'ABSORBEUR.

Date de l'échantillonnage	Débit volumique du GN à l'entrée $G_e$ (Nm <sup>3</sup> /h)	Fraction molaire à l'entrée $Y_{e(CO_2)}$ %	Teneur du CO <sub>2</sub> à la sortie $Y_{s(CO_2)}$ (ppm)	Débit de l'aMDEA pauvre à l'entrée (m <sup>3</sup> /h)
04/03/2023	599000	0,00195	3,4	390
05/03/2023	600000	0,00204	7,1	390
06/03/2023	598000	0,00205	2.8	390
<b>Moyenne</b>	<b>599000</b>	<b>0.0020</b>	<b>4.44</b>	<b>390</b>

Et pour calculer Débit molaire du GN à l'entrée de l'absorbeur et tout d'abord calculer le volume molaire de GN :

CONSTITUANT	FRACTION MOLECULAIRE	VOLUME MOLAIRE	FRACTION DE VOLUME MOLAIRE (Nm <sup>3</sup> /Kmole)
HELIUM	0.07	22,400	0.016
AZOTE	1.18	22,26	0.26
METHANE	84.22	22,40	18.86
CO <sub>2</sub>	2	22,260	0.445
ETHANE	10.2	22,170	2.261
PROPANE	2	21,840	0.437
BUTANE	0.3	21,500	0.0645
PENTANE	0.03	20,860	0.0062
HEXANE	0,0	20,300	0
Moyenne	100		<b>22.35</b>

Le volume molaire de ce gaz est : 22,35 Nm<sup>3</sup>/ kmol

- **Débit molaire** du GN à l'entrée de l'absorbeur :

$$\frac{\text{le débit volumique de GN}}{\text{volume molaire de GN}} = \frac{599000 \text{ Nm}^3/\text{h}}{22,35 \text{ nm}^3/\text{kmol}} = \mathbf{26800.9 \text{ Kmol/h}}$$

**Application numérique :**

De l'équation (7) on a :

$$G_{\text{absorbé } CO_2} = \left( \frac{26747,3}{(1-0,002)} * 0,002 \right) - \left( \frac{26743,3}{(1-0,0000044)} * 0,0000044 \right)$$

Le débit de CO<sub>2</sub> absorbé sera :

$$G_{\text{absorbé } CO_2} = \mathbf{53.60 - 0.1176710 = 53.482 \text{ Kmol/hr}}$$

Sachant que M<sub>CO<sub>2</sub></sub> est de 44 Kg/Kmol, le débit du CO<sub>2</sub> absorbé sera :

$$G_{\text{absorbé } CO_2} = \mathbf{2353.208 \text{ ( Kg/hr)/Absorbeur}}$$

Cette quantité (G absorbé CO<sub>2</sub>) est mélangée avec de la aMDEA (riche), puis elle passe à la deuxième étape de régénération à l'intérieur du procédé pour la séparation de ce mélange (aMADEA +CO<sub>2</sub>) et il va renouveler son parcours .

le débit de l'aMDEA(riche) qui se trouve à l'entrée du régénérateur est calculé par cette relation :

$$G_{entre/aMDEA\ riche} = G_{entre/aMDEA\ pauvre} + G_{absorbe\ Co_2}$$

$$G_{entre/aMDEA\ riche} = 2353.208 + 390000 = 392353.208\ Kg/hr$$

nous avons utilisé cette valeur ( **392353.208 Kg/hr**) pour calculer la quantité de CO<sub>2</sub> rejeté vers atmosphère dans l'étape suivante .

### 3.3.2 Quantité de dioxyde de carbone rejeté vers l'atmosphère ( régénération )

Les détails du procédé de régénération se trouvent dans le chapitre 2. La quantité de CO<sub>2</sub> absorbée par l'aMDEA (Amdea riche) dans la colonne d'absorption (MD 21) est ensuite séparée dans la colonne de régénération (MD 27) et devient de la aMDEA pauvre. La aMDEA pauvre est réutilisée dans la colonne d'absorption, tandis que le CO<sub>2</sub> récupéré poursuit son chemin vers le système d'aération (Aero - MC24) afin de réduire sa température et éliminer toute trace de la aMDEA. Les traces restantes de la aMDEA se condensent dans le ballon (MD29) et sont réinjectées dans le ballon de régénération (MD 27) par la pompe (MJ23 A/B). Le reste du CO<sub>2</sub> est rejeté dans l'atmosphère (voir figure 3-2).

#### 3.3.2.1 Bilan Matière de la colonne de la régénération

Les vapeurs de tête du régénérateur du aMDEA riche se composent essentiellement de CO<sub>2</sub>, d'eau et de traces d'aMDEA. Ces vapeurs sont partiellement condensées par le condenseur du régénérateur-aéroréfrigérant à 50 °C (94C). À cette température, le CO<sub>2</sub> reste sous forme de vapeur, ce qui facilite son évacuation vers l'atmosphère par le PIC 0026 (Pressure Indicator Controller).

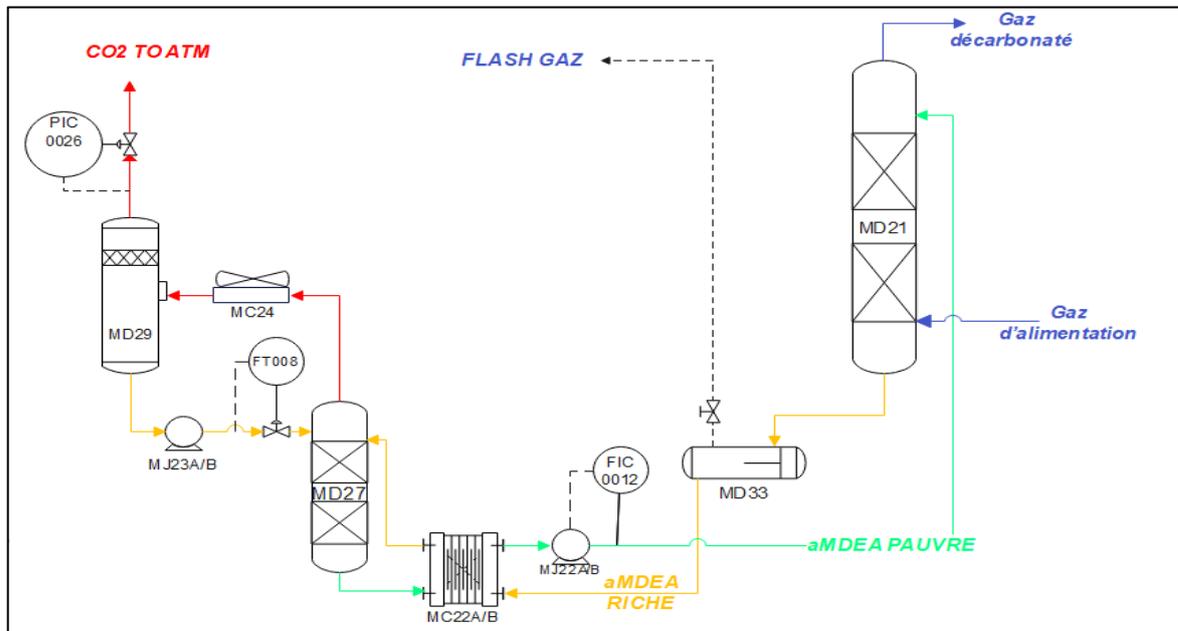


FIGURE 3 -2 : LE SCHEMA DESCRIPTIF DU PROCEDES DE LA REGENERATION

Selon la conception, le débit massique de l'alimentation à l'entrée du régénérateur du aMDEA riche (12 MD27), noté G, est égal à la somme du débit massique de l'aMDEA riche (392353.208 kg/h) et du débit de reflux mentionné par l'indicateur (12-FT-0008) (1238 kg/h).

Le débit d'eau d'appoint en cas d'augmentation de la concentration d'aMDEA dans le régénérateur est généralement nul.

$$G_{alim} = G_{entre} / a_{MDEA} + G_{Ref} + G_{eau} \dots\dots\dots(8)$$

Avec :

**G<sub>alim</sub>** : le débit massique de l'alimentation à l'entrée de la colonne de la régénération

**G<sub>Ref</sub>** : le débit de reflux

On considère que la concentration de MEA dans le régénérateur n'augmente pas, donc on peut négliger la quantité d'eau d'appoint pour faciliter les calculs..

$$G_{alim} = 392353.208 + 1238 = \mathbf{393591.208 \text{ kg/h}}$$

La quantité d'aMDEA pauvre à la sortie du régénérateur est mentionnée par l'indicateur (FIC0014) comme étant égale à **389372.80 kg/h**..

Après avoir négligé la perte de charge, la quantité de CO<sub>2</sub> extraite par le régénérateur est calculée d'après le bilan global suivant :

$$G_{alim} = G_{vap\ tete} + G_{pauvre\ Amdea} \dots\dots\dots(9)$$

$$G_{vap\ tete} = G_{alim} - G_{pauvre\ Amdea} \dots\dots\dots(10)$$

Donc la quantité de CO<sub>2</sub> enlevé par le régénérateur sera :

$$G_{vap\ tete} = 393591.208 - 389372.80 = 4218.408$$

Le débit massique de ces vapeurs, après leurs condensation partielle par LES airots, se répartit en deux phases, celle du liquide et du vapeur, le débit de liquide condensée (reflux) tel que **G<sub>Liq cond</sub> = 1238 Kg/h**

Alors la quantité de CO<sub>2</sub> rejetée vers l'atmosphère :

$$G_{Rejetée\ CO2} = G_{vap\ tete} - G_{Liq\ cond}$$

$$G_{Rejetée\ CO2} = 4218.408 - 1238 = \mathbf{2980.408 \text{ Kg/hr}}$$

Tous les résultats des calculs sont résumés dans ce tableau :

GAZ ENTREE (Nm <sup>3</sup> /h)	aMDEA ENTREE (kg/h)	aMDEA SORTIE(kg/h)	CO <sub>2</sub> ABSORBEE (kg/h)	CO <sub>2</sub> REJETEE (kg/h)
<b>599000</b>	<b>390000</b>	<b>389372.80</b>	<b>2353.208</b>	<b>2980.408</b>

La valeur de CO<sub>2</sub> rejetée vers atmosphère (**2980.408 kg/h**) et à la valeur limite de la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> est (**150 mg/Nm<sup>3</sup>**) [22] mentionnée dans la réglementation algérienne (decret-executif-n006-138) pour effectuer cette comparaison, nous avons calculé d'abord le débit volumique puis la concentration de CO<sub>2</sub> rejeté à partir de son débit massique

on a :

$$\text{la concentration [CO}_2\text{]} = \frac{\text{débit massique}}{\text{débit volumique}}$$

avec :

$$\text{le débit volumique } G_V(\text{CO}_2) = \frac{\text{débit massique}}{\text{la densité}}$$

### Application numérique :

sachant que à une pression atmosphérique normale (1 atmosphère) et à une température de référence (généralement 25 degrés Celsius), la densité du CO<sub>2</sub> est d'environ 1,977 kg/m<sup>3</sup>. alors on a :

$$G_V(\text{CO}_2) = \frac{2980.408}{1.977} = 1507.54 \text{ m}^3/\text{h}$$

Calculs de la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> :

$$[\text{CO}_2] = \frac{2980.408}{1507.54} = 1.977 \text{ kg /m}^3 * 10^6 = 1977000 \text{ mg/Nm}^3$$

cette concentration (1977000 mg/Nm<sup>3</sup>) est significativement plus élevée. Cela indique que les émissions de CO<sub>2</sub> mesurées dépassent largement la limite autorisée par la norme algérienne (150 mg /Nm<sup>3</sup>). On déduit qu'il y a une quantité très importante de gaz carbonique qui est rejeté vers atmosphère au niveau des sections de décarbonatation du complexe et qui peut être récupérée et commercialisée.

### 3.4 Bilan qualitatif (composition) :

Les deux tableau suivants représente les résultats du laboratoire de complexe GL3Z sur la composition de gaz GN entrée et la composition de gaz carbonique torchée :

**TABLEAU 3-2** : COMPOSITION DE GN AVANT ET APRES LE PROCES DE LA DECARBONATATION (UNITE 12)

Composants	Unités	Fraction molaire	
		Avant	Après
HELIUM	mol %	0.07	0.07
AZOTE	mol %	1.18	0.19
METHANE	mol %	84.20	85.52
ETHANE	mol %	10.19	10.34
PROPANE	mol %	2.00	2.00
C4	mol %	0.33	0.33
C5	mol %	0.03	0.03
C6	mol %	0	0
CO <sub>2</sub>	mol %	2.00	0.0045
H <sub>2</sub> O	----	50 ppm	0.45 mol %

La qualité de fluide dégagé vers atmosphère au niveau des ballons séparateurs des gaz acides (12-MD33) (voir figure 3-2) est répertoriée dans le Tableau suivant :

TABLEAU 3-3 : COMPOSITION DES REJETS DU GAZ CARBONIQUE VERS L'ATMOSPHERE

Composants (mol %)	% molaire
HELIUM	0
AZOTE	0
METHANE	0.13
ETHANE	0.04
PROPANE	0.01
C4	0
C5	0
C6	0
CO <sub>2</sub>	91,18
AMDEA	0
H <sub>2</sub> O	8.6

**Interprétation:**

- En comparant les composants de flux de gaz avant l'entrée et après la sortie de l'unité 12, nous remarquons que les valeurs sont presque les mêmes sauf le CO<sub>2</sub> qui a une valeur différente.
- Le CO<sub>2</sub> et l'eau rejeté représentent 99 % du mélange du rejet de gaz carbonique, on peut dire que le mélange est binaire.

A partir de cette interprétation, nous avons proposé un procédé de récupération basant sur un autre procédé par exemple celui de Linde gaz, modifier selon les caractéristiques de notre gaz rejeté

**3.5 La méthode de récupération de CO<sub>2</sub> proposée :**

La méthode que nous avons proposée consiste à capturer toutes les quantités de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) émises dans l'atmosphère par la section de décarbonation du complexe. Cette méthode repose sur la création d'une nouvelle unité de traitement fonctionnant selon un procédé .

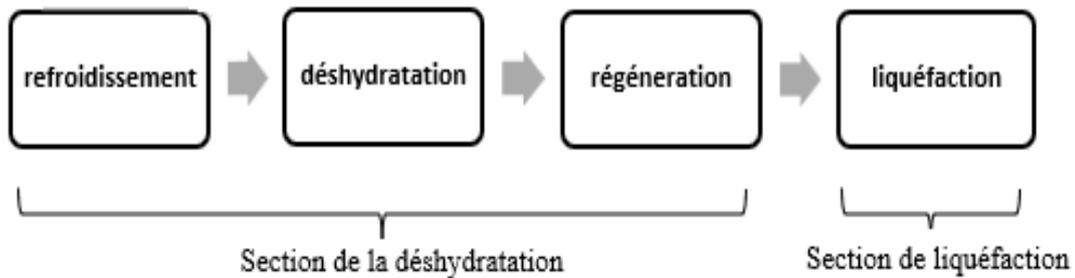
Après avoir effectué une analyse qualitative, il a été déterminé que le mélange n'est pas pur, mais qu'il contient du CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>O. Il y'a quelques année l'entreprise contenais un incinérateur pour enlever toute trace d'eau, et le Co<sub>2</sub> récupérer est rejetée vers l'atmosphère, mais actuellement cet incinérateur est en arrêt et ne fonctionne pas donc tous ce qui reste est rejeté directement vers l'atmosphère. Donc au lieu que toute cette quantité ( 2980.408 kg/h) soit rejeté directement à l'atmosphère nous avons suggéré le procédé expliquez ci-dessous (voir Figure 3-3 ) en se basant sur un autre procédé utilisé par une entreprise gazière .



### 3.6 La description de l'unité et le procédé de la récupération proposés

L'unité proposée se compose de deux sections : **une section de la déshydratation et la régénération** et **une section de la liquéfaction**. De plus, l'unité comprend d'autres systèmes : de décantation (pour séparer le H<sub>2</sub>O), ainsi qu'une ligne d'urgence vers la torche en cas d'arrêt du système, le flux de CO<sub>2</sub> sera dirigé vers la torche dans cette situation.

Le procédé de récupération est comme suit :



#### 3.6.1 Section de la déshydratation

La présence d'eau dans le gaz carbonique peut engendrer plusieurs problèmes au niveau des compresseurs tels que la corrosion, la formation de dépôts, les problèmes de lubrification et la formation d'hydrates (des liquides solides ou des cristaux semblables à de la glace). C'est pourquoi le séchage du gaz joue un rôle important en éliminant l'eau du gaz carbonique et en réduisant le point de rosée, qui correspond à la température à laquelle la vapeur d'eau de l'air comprimé se transforme en liquide par condensation. Alors le but de la section de la déshydratation est l'élimination de la vapeur d'eau du gaz carbonique qu'elle se condense lorsque la chaleur diminue et/ou que la pression du gaz augmente.

#### 3.6.2 Choix de la méthode de séchage :

selon les recherches que nous avons faites, nous avons trouvé plusieurs méthodes de séchage les plus utilisées sont :

- Méthode d'absorption utilisant un absorbant liquide
- Méthode d'adsorption utilisant des tamis moléculaires
- Méthode de refroidissement et condensation
- Méthode de séparation par membrane.

Dans notre cas, nous avons opté pour la méthode d'absorption en utilisant un absorbant liquide, ce qui a conduit à la configuration suivante dans la section de déshydratation : un échangeur, une colonne d'absorption, une colonne de régénération, un rebouilleur, deux échangeurs (un pour le refroidissement de l'agent absorbant et un autre pour le refroidissement de l'eau), un ballon pour les reflux, ainsi qu'une pompe. ( voir figure 3-4)

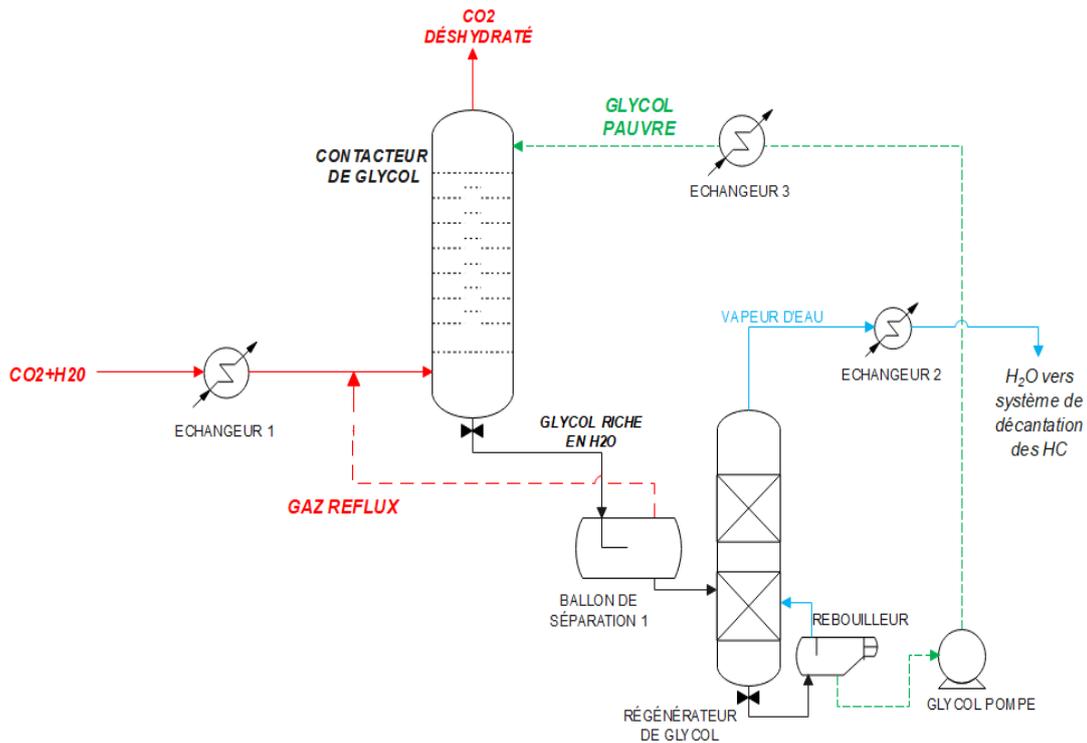


FIGURE 3-4: SECTION DE LA DESHYDRATATION

### 3.6.2.1 Choix de l'agent absorbant :

#### 1- Le glycol [23]:

C'est un liquide qui a les propriétés d'absorber l'eau en très grandes quantités et de la perdre après le chauffage et devient ainsi à nouveau utilisable. Les molécules d'eau sont fortement cohésives en raison des liaisons hydrogènes, et les agrégats d'éthyle et d'hydroxyle dans le glycol forment des liaisons similaires avec les molécules d'eau. Nombreux facteurs font du glycol l'un des dés-hydrateurs les plus souhaitables, à savoir :

- Haute capacité d'absorption de vapeur d'eau.
  - Il n'est pas affecté par une température élevée, à condition qu'elle ne dépasse pas 210 c°.
- Il se caractérise également par sa stabilité contre la décomposition chimique.
- Sa pression de vapeur est faible.
  - Son coût est approprié.
  - La possibilité de l'utiliser en continu en raison de sa facilité de réactivation, ce qui réduit son coût. Où il peut être réactivé à une concentration allant jusqu'à (89-99,95) %

#### 2- Différents types de glycol

La forme générale des glycols est :  $(C_2H_4O)_n H-O-H$  . Il existe plusieurs types de glycol. (voir le tableau 3-4)

**TABLEAU 3-4: LES TYPES DE GLYCOL**

Noms	Sigle	Formule
Mono-éthylène glycol MEG	MEG	HO-CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> OH
Di-éthylène glycol DEG	DEG	CH <sub>2</sub> -CH <sub>2</sub> -OH-O- CH <sub>2</sub> -CH <sub>2</sub> -OH
Tri-éthylène glycol TEG	TEG	$\begin{array}{c} \text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH} \\   \\ \text{CH}_2\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH} \end{array}$
Tetra-éthylène glycol	T4EG	$\begin{array}{c} \text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH} \\ \diagdown \quad \diagup \\ \text{O} \\ \diagup \quad \diagdown \\ \text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH} \end{array}$

Dans notre cas nous avons choisir **le DEG** car : il est stable avec le CO<sub>2</sub> , Il est moins cher que le TEG et MEG et stable jusqu'à température de 160 C°.

Et pour confirme notre choix , nous avons effectué un simulation avec le logiciel ASPEN HYSYS , le tableau hysys (3-5) nous donne les résultats de la déshydratation de CO<sub>2</sub> hydraté par le Di-éthylène glycol ( DEG ) .

- La première colonne de tableau représente les constituant entrant à la colonne de l'absorption ( CH<sub>4</sub> , CH<sub>2</sub> , CH<sub>4</sub> , **CO<sub>2</sub>** , **H<sub>2</sub>O** , **DEG** )
- La deuxième colonne de représente la composition de DEG à l'entrée de la colonne de l'absorption ( valeur de **0** pour tous les composants parmi eux le H<sub>2</sub>O )
- La troisième colonne représente la composition de gaz carbonique à l'entrée de la colonne de l'absorption , on constate que la fraction du H<sub>2</sub>O est égale à 0.0864 pourcentage molaire .
- La quatrième colonne représente la composition Du gaz carbonique à la sortie de la colonne d'absorption .
- La cinquième colonne représente la composition de DEG à la sortie de la colonne d'absorption .

**TABLEAU 3-5: RESULTAT DE SIMULATION AVEC LOGICIEL ASPEN HYSYS (1)**

	DEG	CO2	CO2pure	DEG+EAU
Methane	0,0000	0,0013	0,0014	0,0000
Propane	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000
Ethane	0,0000	0,0004	0,0004	0,0000
H2O	0,0000	0,0864	0,0000	0,4149
CO2	0,0000	0,9118	0,9980	0,0152
DEGlycol	1,0000	0,0000	0,0000	0,5700

D'après le tableau on voit que la fraction de H<sub>2</sub>O dans le CO<sub>2</sub> est 0,0864 et dans le DEG et égale à 0, cette fraction après le contact avec le DEG dans la colonne d'absorption devient égale à 0 dans le CO<sub>2</sub> sec et de 0,4140 dans le DEG + EAU.

Ces résultats confirment que le DEG présente une grande affinité pour l'eau et grande capacité d'absorption.

### 3- L'absorption de l'eau par le DEG

Le mélange de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>O provenant de l'unité 12 est introduit dans notre unité à une pression de 0,6 bar et une température de 60°C. Il est ensuite acheminé vers un échangeur de chaleur en contre-courant afin de réduire sa température à 50°C et d'augmenter sa pression à 6 bar. Cette étape revêt une importance cruciale pour maintenir des conditions propices à une absorption efficace de l'eau par le DEG (haute pression et basse température) lors de la prochaine étape de déshydratation.

La déshydratation est réalisée dans une colonne à garnissage, où le DEG exempt d'eau (pureté > 99%) est introduit dans la partie supérieure de la colonne, entrant ainsi en contact avec le flux de gaz carbonique humide. Tout d'abord, le gaz passe à travers un échangeur en contre-courant pour abaisser sa température et augmenter sa pression. Le glycol absorbe physiquement l'eau présente dans le gaz carbonique au fond de la colonne. À la sortie de l'absorbeur, le flux de glycol est souvent appelé "glycol riche en eau". Le gaz carbonique sec quitte le sommet de la colonne d'absorption et est dirigé vers les compresseurs. Les reflux (CO<sub>2</sub> + eau) issus de l'absorbeur passent également par un ballon des reflux, où ils sont réabsorbés. Le ballon des reflux permet de maximiser l'efficacité du processus d'absorption en assurant une récupération supplémentaire de l'eau présente dans le courant de CO<sub>2</sub>. Cela contribue à maintenir des conditions optimales de déshydratation et à améliorer la pureté du gaz carbonique sec qui quitte la colonne d'absorption.

Le glycol riche est chauffé dans une section de l'échangeur et introduit dans la colonne de régénération, puis via un rebouilleur. Le glycol est thermiquement régénéré afin d'éliminer l'excès d'eau et de retrouver sa pureté initiale. Ensuite, il est acheminé vers une pompe de soudure où sa pression est augmentée pour atteindre celle de l'absorbeur de glycol. Le solvant appauvri est à nouveau refroidi à l'aide d'un autre échangeur avant d'être renvoyé dans l'absorbeur.

La réaction d'absorption de l'eau par le glycol, en utilisant le diéthylène glycol (DEG), peut être représentée comme suit :



Dans cette réaction, les molécules d'eau (H<sub>2</sub>O) présentes dans le gaz sont absorbées par le diéthylène glycol (DEG), formant un mélange de glycol et d'eau, noté DEG-H<sub>2</sub>O. Cette réaction permet de retirer efficacement l'eau du gaz et de la retenir dans le liquide de glycol.

#### 4- Le choix des équipements <sup>[24]</sup> :

- **Echangeur de chaleur à contre-courant**

Nous avons choisi un échangeur contre-courant car il permet l'augmentation de pression en diminuant la température.

- **La colonne d'absorption à garnissage ( contre-courant)**

Une colonne à garnissage ( contre-courant) est une colonne qui permettant d'augmenter la surface de contact entre la phase gazeuse et la phase liquide. elle permet aussi d'augmenter le temps de séjour des deux phases dans la colonne et donc leur durée de contact .

### 1.1.3 Section de liquéfaction

Afin de faciliter le stockage et le transport du CO<sub>2</sub>, nous avons choisi de récupérer le CO<sub>2</sub> sous forme liquide, car cela permet d'occuper moins d'espace et facilité le transport .

Le CO<sub>2</sub> sort de la colonne d'absorption avec une pression de 6 bar et une température de 53.98 °C (voir tableau Hysys ). Selon le diagramme des phases ( voir annexe 1), le CO<sub>2</sub> se liquéfie à une pression supérieure à 57.3 bar et une température de 20 °C. Par conséquent, l'objectif de la section de liquéfaction est d'augmenter la pression du CO<sub>2</sub> déshydraté et de réduire sa température afin d. Pour atteindre cet objectif, cette section comprend deux compresseurs, un échangeur et un ballon de séparation (voir figure 3-6).

Les deux compresseurs fonctionnent en mode stand-by, c'est-à-dire que lorsque le premier compresseur est en marche, le deuxième s'arrête, afin d'éviter leur surchauffe et de prévenir les éventuelles défaillances. Le CO<sub>2</sub> déshydraté passe d'abord par les compresseurs pour augmenter sa pression, puis il est dirigé vers l'échangeur 3 pour diminuer sa température.

Le reflux gazeux est dirigé vers un ballon de séparation afin de séparer les gaz des CO<sub>2</sub> liquéfiés. Les gaz sont ensuite recomprimés par les compresseurs et refroidis à travers l'échangeur, ce qui permet de les liquéfier. Enfin, le CO<sub>2</sub> liquide est stocké et prêt à être commercialisé.

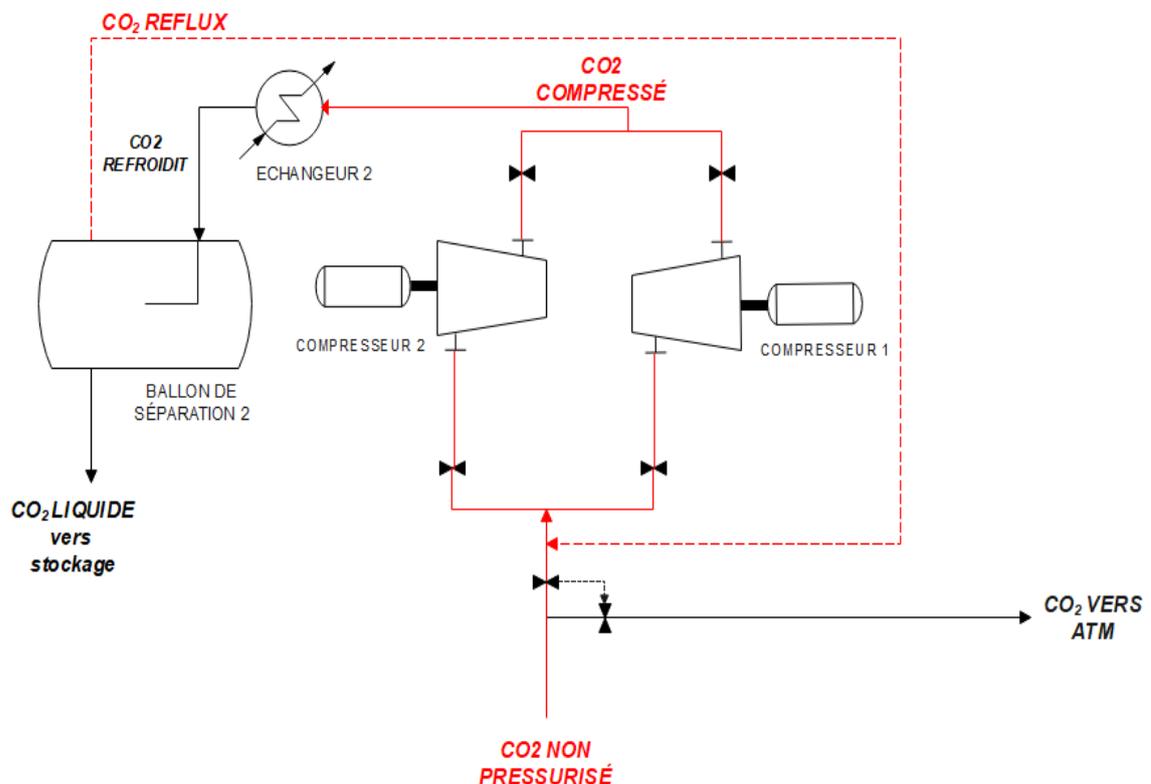


FIGURE 3-5: SCHEMA DE LA SECTION DE LA LIQUEFACTION DE CO<sub>2</sub>

### 3.7 Calcul de rendement du procédé de la récupération

Le logiciel ASPEN HYSYS nous permet de connaître la quantité récupérée de CO<sub>2</sub> à la fin de procédés ( voir tableau 3-6 ), cette quantité est égale à **2859 kg/h** , la quantité de CO<sub>2</sub> rejeté vers atmosphère est **2980.408 kg/h** . le débit de CO<sub>2</sub> est diminué car il est séparé de l'eau .

**TABLEAU 3-6:RESULTAT DE SIMULATION AVEC LOGICIEL ASPEN HYSYS (2)**

Name	deg @COL1	co2 @COL1	co2pure @COL1	deg+eau @COL1
Vapour	0,0000	0,9340	1,0000	0,0000
Temperature [C]	50,00	50,00	53,98	55,68
Pressure [bar]	6,000	6,000	5,800	6,000
Molar Flow [kgmole/h]	8,481	71,43	65,03	14,88
Mass Flow [kg/h]	900,0	2980	2859	1021
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0,8031	3,592	3,469	0,9264
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,476e+005	-9,135e+004	-9,375e+004	-1,129e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	30,14	154,7	161,3	61,12
Heat Flow [kcal/h]	-1,252e+006	-6,525e+006	-6,097e+006	-1,680e+006

le rendement  $R = \frac{\text{quantité de CO}_2 \text{ récupérée}}{\text{quantité de CO}_2 \text{ rejeté}}$

$$R = \frac{2859}{2980.408} * 100 = 0.9592 * 100 = \mathbf{95.92\%}$$

le rendement de l'unité de la récupération est **95.92 %** ,ça confirme l'efficacité de notre méthode proposée .

### 3.8 Etude des coûts de la réalisation de projet

Pour la mise en œuvre de ce projet le financement de l'étude et de la réalisation sera à la charge de l'entreprise SONATRACH (fournisseur du produit). Cette étude économique va nous permettre d'évaluer la rentabilité du projet.

#### 3.4.1. Coûts d'investissement

Afin de déterminer approximativement le budget de financement de ce projet nous avons inclus dans nos calculs les principaux équipements et tuyauteries indiqués dans le tableau (3-7) et les estimations financières pour sa réalisation. Les résultats de ces calculs sont répertoriés dans le tableau suivant :

TABLEAU 3-7: LES ESTIMATIONS FINANCIERES POUR LA REALISATION DU PROJET [25]

Équipements / produits	Quantité	Prix unitaire (DA)	Total (DA)	Total (\$)
Di-éthylène glycol DEG	1000 kg	1351,77	1351770	10003,098
Ballon de séparation	2	49800000	99600000	737040
Compresseurs	2	27262940	54525880	403491,512
Colonne d'absorption	1	102683230	102683230	759855,902
Rebouilleur	1	54525880	54525880	403491,512
Tuyauteries (m)	3000	10000	30000000	222000
Colonne de régénération	1	75763231	75763231	560647,909
Echangeur	4	15900000	63600000	470640
Vannes	9	100000	900000	6660
Montant total des équipements			482949991	3573829,93
Montage	45%		217327496	1608223,47
Montant total d'investissement			<b>700277487</b>	<b>5182053,4</b>

Le coût de la réalisation de ce projet est environ **7 milliards** de dinars algériens. d'après les résultats de calcul obtenus dans la précédente partie de la quantité rejeté du CO<sub>2</sub> (= **2980.408 kg/h**) , la simulation par logiciel ASPEN HYSYS indique aussi que la quantité récupérée par l'unité proposé est égale à **2859 kg/h** équivalente à **25 044 840 kg/an** et le taux de récupération est égale à **95.92%** .

Dans la prochaine partie, nous allons aborder des solutions pour récupérer les dépenses liées à la réalisation du projet et générer des gains à travers de la valorisation et la commercialisation de la quantité de CO<sub>2</sub> récupérée .

### 3.9 La valorisation du CO<sub>2</sub> récupéré

Après la récupération de CO<sub>2</sub> , Sonatrach a la possibilité de commercialiser le CO<sub>2</sub> en le vendant à d'autres entreprises qui pourraient l'utiliser dans des applications différentes (industrielles, énergétiques et environnementales). En outre, Sonatrach peut envisager de valorisé le CO<sub>2</sub> récupéré dans ses activités pétrolières .



### 3.9.1 La commercialisation du CO<sub>2</sub> récupéré et la rentabilité de projet

La commercialisation du CO<sub>2</sub> consiste à le vendre à des entreprises qui ont besoin de CO<sub>2</sub> dans leurs activités industrielles, agro-alimentaires, et bien d'autres domaines. Cette approche permet non seulement de valoriser le CO<sub>2</sub> en tant que ressource précieuse, mais aussi de générer des gains financiers au complexe.

Dans la partie suivante nous avons estimé les gains financiers et la rentabilité de projet pour une année d'exploitation dans le cas où le CO<sub>2</sub> est commercialisé.

#### 3.9.1.1 Estimation des gains financiers de la commercialisation de CO<sub>2</sub> récupéré

Les gains financiers de la commercialisation du CO<sub>2</sub> récupéré doivent être déterminés en fonction du prix de vente actuel du gaz carbonique. Selon "ICE Futures Europe", qui est la principale bourse de négociation des contrats à terme sur le CO<sub>2</sub> en Europe. Le prix minimum d'une tonne de CO<sub>2</sub> est 5 € la tonne (681,57da/tonne). Dans notre cas, nous avons déterminé le prix de vente de 25 da / kg .

##### 3.9.1.1.1 Estimation du bénéfice net :

Pour calculer le bénéfice net de la commercialisation , nous avons d'abord déterminé le prix de revient en fixant un prix de vente de 25 dinars par kilogramme de CO<sub>2</sub>. Ensuite, nous avons effectué une évaluation des coûts variables tels que l'eau, l'électricité. Enfin, nous avons soustrait les coûts variables du prix de revient pour obtenir le bénéfice net.

##### 1- Le prix total des ventes (PT) pour une année d'activité <sup>[26]</sup> :

le prix total des ventes est calculé par la formule suivante :

$$\begin{aligned} \text{PT} &= \text{quantité de co2 récupéré par an} \times \text{prix de vente} \\ \text{PT} &= 25\,044\,840 \times 25 = 626\,121\,000 \text{ da} \end{aligned}$$

##### 2- Les coûts variables (CV) :

Les couts variables sont liés à : les taxes environnementales ,la consommation d'électricité , la consommation d'eau, les coûts de main-d'œuvre, les coûts de maintenance , les oûts de sécurité et de conformité. En considérant que ces charges représentent 45% de revient annuel . alors en calculant cette valeur nous avons trouvé :

$$\begin{aligned} \text{CV} &= (\text{PR} \times 45\%) / 100 \\ \text{CV} &= (626\,121\,000 \times 45\%) / 100 = 281\,754\,450 \text{ da} \end{aligned}$$

##### 3- Le bénéfice net (BN) :

Le bénéfice net représente le gain final après avoir soustrait du prix total des ventes annuel les coûts variables.

$$\begin{aligned} \text{BN} &= \text{PT} - \text{CV} \\ \text{BN} &= 626\,121\,000 - 281\,754\,450 = 344\,366\,550 \text{ da} \end{aligned}$$

##### 4- Calcul du taux de la rentabilité pour la première année de production :

$$T \% = \frac{\text{bénéfices net prévisionnels}}{\text{la somme des investissements}} = \frac{344\,366\,550}{700277487} = 49,17 \%$$

Les résultats des calculs indiqués dans le tableau ci-dessus nous permet de conclure qu'avec un prix de **25 DA** le kg de CO<sub>2</sub> on peut générer des gains presque de **3 milliards** en réalisant **49.17 %** de rendement pour la première année de l'exploitation.

Les gains de 3 milliards représentent une somme significative qui pourrait avoir un impact majeur sur notre rentabilité et notre croissance future. Cela indique que le projet est potentiellement lucratif et peut contribuer de manière significative à l'amélioration de nos résultats financiers.

De plus, un rendement de 49.17 % pour la première année est exceptionnellement élevé et démontre un fort potentiel de rentabilité. Ce chiffre met en évidence l'efficacité de notre projet et suggère que les investissements initiaux sont susceptibles d'être rapidement récupérés.

**TABLEAU 3-8:** TABLEAU RECAPITULATIF DES RESULTATS DES CALCULS DE LA RENTABILITE

Taux de la récupération	Quantité de CO <sub>2</sub> Récupérée (kg/an)	Prix de vente (da/kg)	prix total des ventes (da /an)	Les couts variables (da)	Le bénéfice Net (da)
<b>95.92 %</b>	<b>25 044 840</b>	<b>25</b>	<b>626 121 000</b>	<b>281 754 450</b>	<b>344 366 550</b>

### 3.9.1.2 La valorisation du CO<sub>2</sub> commercialisé :

Les entreprise acheteuses utilisent le CO<sub>2</sub> dans les différents procédures industriels ,chimiques , médicales et agricoles selon leurs secteur d'activités .

#### 1- Utilisation industrielle <sup>[27]</sup>

Il existe de multiples applications les plus classiques sont :

##### Dans l'industrie agroalimentaire :

Le CO<sub>2</sub> présente une large gamme d'applications dans ce secteur. Le plus évident est le gaz utilisé pour les boissons gazeuses, en particulier la bière, les boissons non alcoolisées et le vin. Cela empêche la croissance de bactéries et de champignons. Le dioxyde de carbone peut également être utilisé pour décaféiner le café.

Grâce à ses propriétés de refroidissement susmentionnées, le CO<sub>2</sub> maintient les produits alimentaires au froid pendant leur transport. Il peut également être utilisé pour la congélation rapide et, en association avec de l'oxyde d'éthylène, pour stériliser les aliments à froid. En outre, le CO<sub>2</sub> est une couverture inerte très efficace qui protège les produits alimentaires pendant leur production. Il peut déplacer l'air dans le procédé de mise en conserve et peut être utilisé pour propulser ou extraire des produits alimentaires de leurs contenants..

##### Dans le soudage :

Dans le soudage, le CO<sub>2</sub> sert de gaz de protection, ce qui signifie qu'il protège le bain de fusion de l'oxydation. En outre, en association avec l'argon, le dioxyde de carbone est utilisé pour obtenir un meilleur taux de soudage et réduire la nécessité d'un traitement post-soudage.

##### Dans l'industrie chimique :

De très grandes quantités de CO<sub>2</sub> sont utilisées comme matière première pour la production de méthanol et d'urée.

**Dans la construction :**

Des pastilles de glace sèche composées de dioxyde de carbone sont utilisées pour retirer la peinture des surfaces. Ce procédé remplace le sablage, car il réduit les coûts de mise au rebut et de nettoyage.

**Dans l'agriculture :**

Dans le procédé de traitement des grains, le CO<sub>2</sub> est pompé dans des silos ou d'autres installations de stockage afin de tuer les insectes et de protéger les produits. Il joue également un rôle important dans la fabrication de certains engrais. En outre, l'air des serres peut être enrichi en dioxyde de carbone pour permettre aux cultures d'optimiser leur potentiel de photosynthèse

**Dans les soins de santé :**

Lorsqu'il est ajouté à de l'oxygène de qualité médicale, le CO<sub>2</sub> peut aider à stimuler la respiration.

**Dans des applications environnementales :**

Cette utilisation peut être plus surprenante en raison du rôle du dioxyde de carbone dans le changement climatique. Cependant, lorsqu'il est utilisé comme gaz propulseur dans les aérosols, le CO<sub>2</sub> est en fait meilleur pour l'environnement que de nombreuses autres alternatives.

**2- Utilisation chimique**

Le CO<sub>2</sub> est un composé thermodynamiquement très stable. Une des méthodes de valorisation consiste à y ajouter un composant réactif afin de générer une réaction chimique et ainsi obtenir un produit chimique de base ou un produit énergétique.

**Produit chimique :**

La synthèse organique et la minéralisation sont deux voies permettant de transformer le CO<sub>2</sub> en un produit chimique exploitable.

**La synthèse organique :**

Le CO<sub>2</sub> utilisé comme matière première peut représenter une alternative au pétrole pour la synthèse de combustibles et de produits chimiques organiques. L'utilisation du CO<sub>2</sub> présente les avantages d'une réduction de la consommation de pétrole et de l'utilisation moindre de produits toxiques, Au niveau industriel la synthèse d'urée sert pour les fertilisants ou la production de plastiques, et l'acide salicylique est utilisé comme médicament, conservateur alimentaire et antiseptique. Dans les synthèses en développement (synthèses assez bien connues mais non industrialisées), on compte les polycarbonates servant à produire des élastomères pour des applications cliniques, ainsi que des carbonates organiques linéaires, utilisés comme solvants en médecine, pour les cosmétiques, comme intermédiaires chimiques, et comme additif dans le diesel. Enfin, les carbonates organiques cycliques deviennent des solvants ou sont utilisés comme précurseurs dans la synthèse de polymères.

**la minéralisation :**

La minéralisation consiste à convertir le CO<sub>2</sub> en un matériau inerte. Cette voie a été beaucoup étudiée ces dernières années, notamment pour ses capacités de stockage de CO<sub>2</sub>.

La minéralisation fait réagir le CO<sub>2</sub> avec un oxyde (calcium, magnésium ou fer) afin d'aboutir à un carbonate transformé en un calcaire entre dans la production de ciment.

### **3- Produit énergétique.**

#### **Hydrogénation :**

L'hydrogénation est une réaction chimique qui consiste en l'addition d'une molécule de dihydrogène (H<sub>2</sub>). L'hydrogénation du CO<sub>2</sub> permet d'aboutir à une grande variété de composés tels que le méthanol, qui est à la fois un intermédiaire pour l'industrie chimique et un produit à valeur énergétique (additif dans les carburants), l'éthanol, plus simple à manipuler, à transporter et qui se combine mieux avec le gasoil, le méthane, et d'autres Hydrocarbures.

#### **Reformage Sec :**

La voie la plus classique de reformage est le Vaporeformage ou reformage humide, qui consiste à faire réagir le méthane avec de la vapeur d'eau. Une alternative consiste à faire réagir le méthane avec de l'oxygène (oxydation partielle) ou avec du CO<sub>2</sub>.

Le reformage du méthane permet d'obtenir du Gaz de synthèse ou syngas (mélange CO et H<sub>2</sub>), principalement utilisé pour synthétiser du méthanol (et ses dérivés) ou des hydrocarbures de synthèse.

#### **Electrolyse :**

La réduction électrochimique (électroréduction) du CO<sub>2</sub> consiste à faire réagir le CO<sub>2</sub> avec plusieurs électrons et protons pour produire des hydrocarbures de synthèse et des composés oxygénés. L'électro-réduction du CO<sub>2</sub> peut conduire à la formation de nombreux composés tels que l'acide formique, le monoxyde de carbone, le formaldéhyde, le méthanol et le méthane.

#### **Photo - électrocatalyse**

Le principe de la photo-électrocatalyse consiste à faire réagir le CO<sub>2</sub> avec des protons et des électrons qui sont produits par la Photodissociation de l'eau. Cette photodissociation est réalisable grâce à l'intervention d'un Photo-catalyseur. Les réactions permettent la synthèse d'hydrocarbures de synthèse ou de composés oxygénés tels que le méthanol, l'hydrogène, le méthane, le monoxyde de carbone, d'autres composés de type alcènes ou paraffines, ainsi que l'acide formique, le monoxyde de carbone, le formaldéhyde, le méthanol et le méthane.

#### **Thermochimie**

La thermochimie utilise l'énergie sous forme de chaleur pour casser la molécule de CO<sub>2</sub> et la coupler à de l'eau ou du méthane afin de produire du gaz de synthèse. Cela permet ensuite d'aboutir à plusieurs composés oxygénés, qui peuvent être intégrés à des carburants classiques tels que le méthanol, l'éthanol, des oléfines (type éthylène, propylène, butène), et d'autres hydrocarbures.

### **4- Utilisation biologique**

#### **Microalgues : Bassins En Plein Air Et Photo bioréacteurs**

Ces plantes microscopiques sont présentes dans les rivières, les lacs et les océans. Pour leur croissance elles ont besoin de soleil, d'eau et de dioxyde de carbone. Il s'agit donc d'injecter le CO<sub>2</sub> capté, dans des bassins de microalgues, puis la biomasse ainsi produite sera transformée en biocarburant (application qui présente le plus grand enjeu), servira au traitement de l'eau ou à la production de molécules à haute valeur ajoutée pour l'alimentation et la santé.

## Biocatalyse

Autre solution envisagée, la biocatalyse vise à reproduire des phénomènes naturels en utilisant des enzymes pour stimuler une réaction chimique et ainsi convertir le CO<sub>2</sub> en molécules (lipides et composés oxygénés) intéressantes pour l'industrie pharmaceutique, la production d'hydrogène et, ultérieurement, la production de biocarburants.

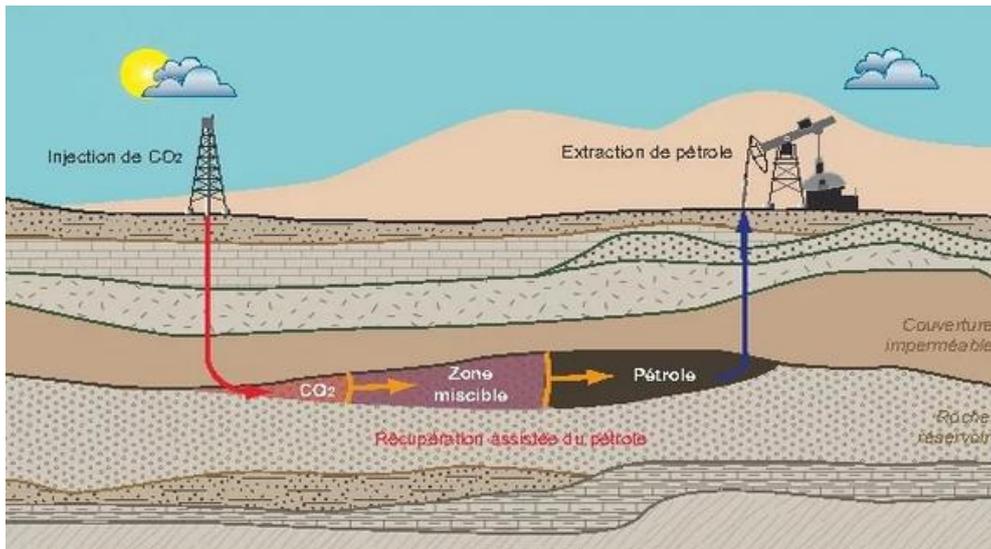
### 3.9.2 La valorisation du CO<sub>2</sub> récupéré par Sonatrach :

Sonatrach a la possibilité d'utiliser le CO<sub>2</sub> récupéré dans ses activités pétrolières, telles que le forage. En valorisant le CO<sub>2</sub> récupéré, Sonatrach peut réaliser des économies en évitant d'acheter du CO<sub>2</sub> provenant d'autres entreprises gazières. Elle utilisera plutôt son propre CO<sub>2</sub>, ce qui réduira les coûts d'approvisionnement.

#### 3.9.2.1 Extraction améliorée du pétrole (EOR) par injection de dioxyde de carbone <sup>[28]</sup>

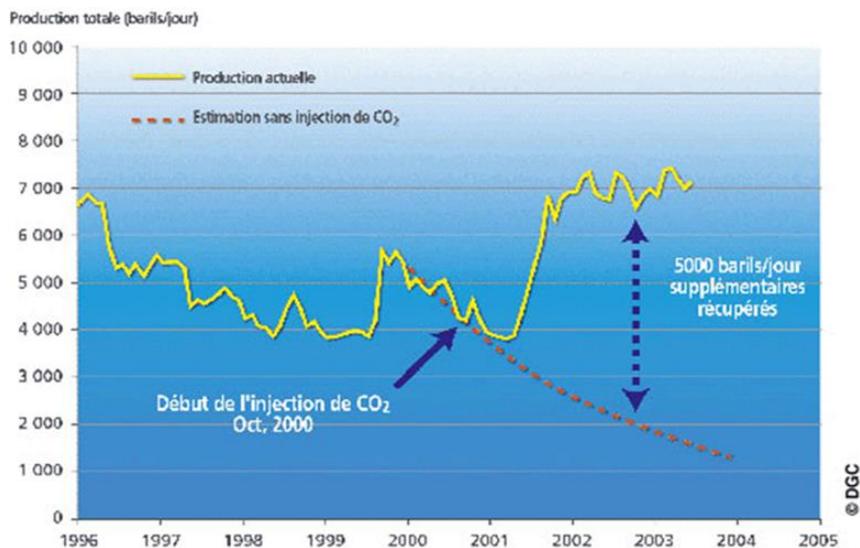
Extraction améliorée du pétrole (EOR) par injection de dioxyde de carbone est une technique permettant d'augmenter le taux de récupération des hydrocarbures présents dans un champ pétrolier.

D'abord Le CO<sub>2</sub> s'injecte par effet piston. Ensuite, le dioxyde de carbone se dissout en partie dans le pétrole provoquant une réduction de sa viscosité maintient la pression du réservoir ( voir figure 3-6). Ces deux phénomènes améliorent la récupération du pétrole. Les composants légers du pétrole se dissolvent également en partie dans le dioxyde de carbone. Il y a donc un échange de matière entre les deux phases. Lorsque l'on utilise le dioxyde de carbone comme fluide d'injection, deux types extrêmes de comportement peuvent être définis: déplacement miscible ou non miscible. Le déplacement est non miscible lorsque le dioxyde de carbone enrichi en pétrole léger et le pétrole lourd forment deux phases bien distinctes. Le déplacement est miscible, très souvent lorsque le dioxyde de carbone se trouve à l'état supercritique: phase fluide dense, ayant des propriétés telles qu' une grande partie des chaînes hydrocarbonées légères se dissolvent dans le dioxyde de carbone. Les deux phases n' en forment alors plus qu'une seule et il y a déplacement du pétrole par dissolution dans le dioxyde de carbone.



**FIGURE 3-6: LA RECUPERATION ASSISTEE DU PETROLE PAR INJECTION DE DIOXYDE DE CARBONE**

Et la figure 3-7 indique les résultats de l'expérimentation de cette procédé dans l'une de site d'extraction de pétrole



**FIGURE 3-7: RESULTAT D'APPLICATION D'EOR DANS UN CHAMPS DE PRODUCTION DE PETROLE**

### 3.9.3 Stockage géologique <sup>[29]</sup>

Le stockage géologique du dioxyde de carbone consiste à injecter le dioxyde de carbone capturé dans des réservoirs rocheux profonds et poreux recouverts de couches rocheuses étanches (c'est-à-dire des roches mères). Cela empêche le dioxyde de carbone de se retrouver dans l'atmosphère et le stock de façon permanente dans le sous-sol.

Dans sa forme la plus simple, le dioxyde de carbone est injecté dans une roche poreuse recouverte d'une roche imperméable, ce qui le piège en place. Afin d'utiliser l'espace le plus

efficacement possible, le dioxyde de carbone capturé est comprimé et rendu plus dense, ce qui réduit son volume et occupe donc moins d'espace dans la roche lors de l'injection. Avant de commencer les opérations d'injection, les géologues doivent localiser les formations géologiques appropriées capables de stocker le dioxyde de carbone de manière sûre et efficace.

Les zones de stockage peuvent être de plusieurs types : aquifères salins profonds et gisements de pétrole et de gaz épuisés.

### 3.9.3.1 Aquifères salins

Les bassins sédimentaires sont des zones où des particules d'origine minérale ou organique se sont déposées puis solidifiées. La sédimentation peut durer des dizaines de millions d'années, créant des couches différentes dues à la variation des conditions de sédimentation. Certaines de ces couches, les aquifères, sont constituées de roches poreuses et perméables qui sont gorgées d'eau. En surface, les aquifères sont souvent utilisés pour notre alimentation en eau potable (nappes phréatiques). Les aquifères salins sont ceux, situés à de grandes profondeurs, qui représenteraient le plus gros potentiel en matière de capacité de stockage (400 à 10 000 Gt CO<sub>2</sub>). Bien qu'étant largement répartis à la surface du globe, leur structure et leur capacité à piéger durablement le CO<sub>2</sub> reste très difficiles à évaluer. Un effort important de recherche doit donc être engagé pour apprécier leur potentiel en termes de stockage géologique et leur capacité à confiner le CO<sub>2</sub> sur le long terme.

La première expérimentation de cette méthode a été faite sur le site de SLEIPNER (NORVÈGE) en mer du nord. Le CO<sub>2</sub> provient du gisement de gaz naturel de Sleipner [23] situé au centre de la mer du Nord à environ 200 km des côtes norvégiennes, exploité depuis 1996 par Statoil. Ce gaz naturel, essentiellement constitué de méthane, contient aussi 4% à 10 % de CO<sub>2</sub>, taux qui doit être réduit à 2,5 % pour respecter les critères de vente. Cette opération de réduction est réalisée offshore.

Le CO<sub>2</sub> extrait est directement injecté dans le plus grand aquifère salin local, à près de 1000 m sous le plancher océanique (voir fig.3-8). Chaque année, un million de tonnes de CO<sub>2</sub> est enfoui dans le sous-sol marin, au lieu d'être rejeté dans l'atmosphère comme cela se pratique habituellement. Les frais d'injection sont compensés par l'existence en Norvège d'une taxe sur les émissions de CO<sub>2</sub> offshore.

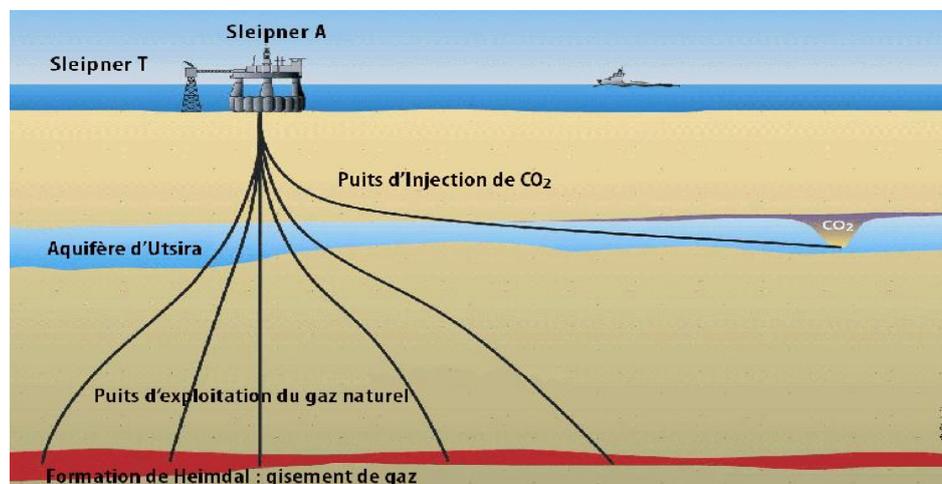


FIGURE 3-8: SCHEMA DE PROCEDURE D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> DANS L'AQUIFERE AU SITE DE SLEIPNER

Cette méthode est appliquée au niveau d'Algérie dans le site de gisement de gaz naturel (IN SALAH) <sup>[30]</sup> :

In Salah est un champ de gaz naturel opéré par BP, Sonatrach et Statoil. Le CO<sub>2</sub> est séparé du gaz produit et injecté dans une partie plus profonde de la couche géologique d'où est tiré le gaz, un aquifère dont la capacité de stockage serait de 17 Millions de tonnes de CO<sub>2</sub>. Depuis août 2004, plus de trois millions de tonnes de CO<sub>2</sub> ont été injectées. Ce projet ne fut pas mis en place pour des raisons économiques, mais afin d'étudier le CSCV et affiner les compétences des industriels pour des futures mises en œuvre à plus grande échelle.

### **3.10 Conclusion**

les résultats obtenus dans ce chapitre confirment l'efficacité de la méthode proposée dans trois aspects majeurs : la réduction de la pollution atmosphérique, la diminution des taxes environnementales et la réalisation de gains économiques.

# **Conclusion Générale**

la problématique des émissions de CO<sub>2</sub> est devenue cruciale de nos jours en raison de son impact sur l'effet de serre et le changement climatique. Alors que les niveaux de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère augmentent en raison des activités industrielles, il est impératif de trouver des solutions pour réduire ces émissions.

Dans ce contexte, le complexe GNL3Z, qui est l'une des industries émettant d'importantes quantités de gaz carbonique, le stage que nous avons effectué au niveau de ce complexe nous permettons de découvrir et visualiser les sources des émissions dans le complexe . Nous avons identifié un dysfonctionnement de l'incinérateur, dont le rôle est de brûler les rejets gazeux provenant de l'unité de décarbonatation et de les rejeter dans l'atmosphère. À ce moment-là, nous avons envisagé de récupérer ces rejets, composés principalement de CO<sub>2</sub>, et de les valoriser de manière à ce que la société Sonatrach puisse bénéficier de ces gains au lieu de payer des taxes carboniques.

Notre travail visait donc à récupérer le CO<sub>2</sub> issu de l'unité de décarbonatation afin de réduire l'impact environnemental des émissions. Pour atteindre cette objectif nous avons proposé la création une nouvelle unité au niveau du complexe qui fonctionnant selon un procédé basé sur l'absorption et la compressions .

Nous avons commencé notre étude par l'estimation des quantités de CO<sub>2</sub> rejeté en effectuant un bilan quantitatif , à l'aide d'un bilan matière nous avons avoir la quantités de CO<sub>2</sub> absorbé par l'aMDEA ( = **2353.208 kg/h**) afin de pouvoir calculer la quantité rejetée de la colonne de la régénération ( = **2980.408 kg/h** ) puis nous avons réalisé un bilan qualitatif pour savoir la composition du mélange gazeux de GN avant l'entrée et après la sortie de l'unité 12 afin de choisir la méthode approprié de la récupération .

Le bilan quantitatif a révélé une concentration significative de CO<sub>2</sub> rejeté (**1977000 mg/Nm<sup>3</sup>**), largement supérieure à la réglementation algérienne (**150 mg/Nm<sup>3</sup>**). Le bilan qualitatif nous a montré que le mélange de gaz rejeté était binaire, composé de CO<sub>2</sub> et de H<sub>2</sub>O. Ces résultats nous ont aidés à choisir la méthode de récupération, ainsi que les équipements et l'absorbant appropriés.

Notre unité se compose de deux sections, la déshydratation et la liquéfaction. Le CO<sub>2</sub> hydraté provenant de l'unité 12 est acheminé vers un échangeur à contre-courant pour abaisser sa température et augmenter sa pression, afin de permettre à l'absorbant d'eau (DEG) de bien l'absorber. Une simulation réalisée à l'aide du logiciel Hysys a confirmé notre choix en montrant que le DEG avait une grande affinité pour l'eau. Le DEG entre en contact avec le CO<sub>2</sub> et le H<sub>2</sub>O, absorbe l'eau et est dirigé vers la colonne de régénération pour la séparation. L'eau est envoyée vers le système de décantation et le DEG appauvri reprend son cycle. Le CO<sub>2</sub> déshydraté est ensuite comprimé pour augmenter sa pression, puis passe par un échangeur pour abaisser sa température et obtenir un CO<sub>2</sub> liquéfié. Enfin, le CO<sub>2</sub> déshydraté et liquéfié est stocké.

Pour savoir l'efficacité de notre procédé proposé, nous avons obtenu la quantité de CO<sub>2</sub> récupéré (=**2859 kg/h** ) par l'unité avec une simulation hyssys, le rendement est de **95.92 %**.

Nous avons également estimé les coûts de réalisation de notre projet, y compris le coût d'investissement initial.

En conclusion, nous avons suggéré deux solutions pour la valorisation du CO<sub>2</sub> récupéré : la première consiste à le commercialiser, en précisant un prix de vente de **25 DA/kg** basé sur une bourse européenne du carbone. Nous avons calculé le montant total des ventes pour estimer les gains financiers et le taux de rentabilité, qui est de **49,17 %**. La deuxième solution consiste à utiliser le CO<sub>2</sub> récupéré par la société Sonatrach dans ses activités pétrolières, telles que le forage.

Les résultats de notre travail confirment l'efficacité de notre unité de récupération. Notre méthode de récupération du gaz carbonique présente des avantages à la fois sur :

- le plan environnemental : en réduisant la pollution atmosphérique et l'effet de serre par la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.
- le plan économique : en réduisant les taxes environnementales et en générant des gains financiers grâce à la commercialisation ou à la valorisation du CO<sub>2</sub> récupéré.

# Recommandations

Suite aux différentes étapes de notre travail, nous recommandons ce qui suit :

1. Effectuer régulièrement une maintenance préventive afin de réduire les arrêts accidentels des unités de procédés, ce qui contribuera à réduire les émissions de dioxyde de carbone provenant des torches.
2. Envisager la récupération et la commercialisation, ou la valorisation des émissions de CO<sub>2</sub>, plutôt que de payer des taxes carboniques.
3. Rechercher des méthodes permettant d'estimer les quantités de CO<sub>2</sub> émises.
4. Pour le CO<sub>2</sub> rejeté par l'unité 12 au sein du complexe GL3Z, nous recommandons :
  - a. Élaborer une étude pour la mise en place d'une unité de récupération du gaz carbonique en utilisant le procédé de récupération proposé.
  - b. Étudier la faisabilité de notre proposition en prenant en compte l'espace et l'emplacement du complexe.

# Références bibliographiques

- [1] : [greenfacts.org](http://greenfacts.org)
- [2] : MIT Technology Review Insights based on data from the World Bank's World Development Indicators, 2023
- [3] : JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 64
- [4] : manuel opératoire de complexe
- [5] : Dioxyde de carbone Fiche toxicologique n°2385
- [6] : [www.myclimate.org](http://www.myclimate.org)
- [7] : [www.aquaportail.com](http://www.aquaportail.com)
- [8] : [www.hellocarbo.com](http://www.hellocarbo.com)
- [9] : le rapport 1,5°C du GIEC,
- [10] : [www.projetecolo.com](http://www.projetecolo.com)
- [11] : [cleanfox.io](http://cleanfox.io)
- [12] : [fr.wikipedia.org](http://fr.wikipedia.org)
- [13] : [votreimpact.org](http://votreimpact.org)
- [14] : Projet carbone mondial
- [15] : Algeria INC\_French.pdf
- [16] : [www.linde-gas.be](http://www.linde-gas.be)
- [17] : R. Rehan, M. Nehdi / Environmental Science & Policy 8 (2005) 105–114
- [18] : [unfccc.int/fr](http://unfccc.int/fr)
- [19] : [climate.selectra.com](http://climate.selectra.com)
- [20] : [greenly.earth.com](http://greenly.earth.com)
- [21] : Absorption–Stripping(Désorption)
- [22] : JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 24
- [23] : Ayhan Demirbas, methane gas hydrate, (2010)
- [24] : BADORIS – Document de synthèse relatif à une Barrière Technique de Sécurité (B.T.S.) , Colonne d'abattage à garnissage , Décembre 2004
- [25] : [europages](http://europages)
- [26] : [blog.abcliv.fr](http://blog.abcliv.fr)
- [27] : [www.ifpenergiesnouvelles.fr](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr)
- [28] : EOR (Récupération assistée de pétrole et réduction des émissions de CO<sub>2</sub> Christian SCHROEDER, Stéphanie HOUYOU, Pierre ILLING, Philippe
- [29] : [ Compte-rendu de la Journée nationale d'information ECCSEL sur le Captage et Stockage géologique de CO<sub>2</sub> - Paris, 6 mars 2017 ]
- [30] : I. Plume development around well KB-502 at the In Salah CO<sub>2</sub> Storage Site. First Break, 2009; 27, 81-85

# Les annexes

## 1- Diagramme des phases L / G ( CO2)

