

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة محمد بوقرة-بومرداس



Université M'hamed Bougara Boumerdes

Faculté des sciences de l'ingénieur

Département Génie des Procédés

Mémoire

Diplôme de Master

OPTION : Génie chimique

Spécialité :

THEME

Etudes du procédé d'absorption du CO₂ par la
MEA
Mono-Ethanol- Amine (M-E-A)

Présenté par :

GAALOUL KARIMA

Soutenu publiquement le : 25/07/2019

Devant le Jury:

BENABOUABDLLAH .A	Présidente	MCB	UMBB
BANDOU .S	Membre	MAA	UMBB
HAMOUCHE .A	Promoteur	MCA	UMBB

Promo 2018/2019.



Remerciement



En premier lieu, je tiens à remercier notre Dieu, qui m'a donné la force pour accomplir ce travail. J'adresse mes vifs remerciements à ma promoteur, Mr Hamouche .A pour m'avoir dirigé tout au long de ce travail, et pour ses explications, remarques judicieuses et conseils qui m'ont été précieux pour la réalisation de ce travail.

Je présente mes chaleureux remerciements aux membres de jury qui ont consulté mon travail et aussi aux enseignants pour leur aides et orientation durant mes études.

Je remercie également tous les membres de la société linde gas qui m'ont beaucoup aidé à réaliser ce travail dans de bonnes conditions. Mes derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont participé de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

MERCI à tous...





Dédicaces



Je dédie ce travail qui n'aura jamais pu voir le jour sans les soutiens indéfectibles et sans limite de mes chers parents qui ne cessent de me donner avec amour le nécessaire pour que je puisse arrivera ce que je suis aujourd'hui. Que dieux vous protège et que la réussite soit toujours à ma portée pour que je puisse vous combler de bonheur.

Je dédie aussi ce travail à :

Mes sœurs :RACHA , HANANE ,KHADIDJA

Mon frère :AYMANE

Tous mes amis, mes collègues et tous ceux qui m'estiment.

Mon marié ,mon petit fils mohamed khalile



fadai

Résumé

Linde Alegria est l'un des principaux producteurs de CO2 alimentaire et médical, répondant aux besoins de la clientèle algérienne, notamment: Coca-Cola, Hamoud, Mouzaya, Taibafood...

En préparation de la note de fin d'études, nous avons mené une étude sur les problèmes posés par l'institution, avec l'ajout de propositions pour l'amélioration et l'augmentation de la production de CO2.

Les mots clés : Linde gas

ملخص:

تعد ليند الجزائر من أهم المؤسسات المنتجة لـ CO2 الغذائي و الطبي، حيث تلبي احتياجات الزبائن المهمين في الجزائر، نذكر منهم :

كوكا كوكا حمود موزي تيبا فود

و في إطار التحضير لمذكرة التخرج ، أجرينا دراسة حول المشاكل المطروحة من طرف المؤسسة، مع إضافة مقترحات من أجل زيادة و تحسين إنتاج الـ CO2.

الكلمات المفتاحية : ليند

Abstract

Linde Algeria is one of the leading producers of food and medical CO2, serving the needs of Algerian customers, including: Coca-Cola, Hamoud, Mouzaya, Taibafood...

In preparation for the end-of-studies note, we conducted a study on the problems posed by the institution, with the addition of proposals and the increase and improvement of CO2 production.

Keywords : Linde gas

Abréviation

ENGI : L'Entreprise Nationale de Production et de Distribution des Gaz Industriels.

SNS : Société Nationale de Sidérurgie.

MIE : l'Industrie et de l'Energie.

MIL : Ministère de l'Industrie Lourde.

GI : Gaz Industriel.

SGP : société de Gestion des participations.

SNVI : société nationale des véhicules industriels.

ENIEM : entreprise nationale des industries.

ENIE : entreprise nationale des industries électronique.

MEA : monoéthanolamine.

Sommaire

Introduction générale

Introduction generale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I: Présentation De L'entreprise

I. 1. Historique.....	3
I .2 Présentation De Linde Group.....	3
I.3. Présentation De Linde Gaz Algérie.....	4
I.4. Présentation De L'unité De Réghaia	4
I .4.1. Histoire Et Création	4
I.4.2. Localisation	4
I.4.3. Date De Mise En Exploitation	4
I.4.4. Capacité De Production	5
I.4.5. Les Principaux Clients	5
I.4.6. Activité Principale Et Annexe.....	5
I.4.7. Atelier Composant L'unité De Réghaia.....	5

Chapitre II: Le Dioxyde De Carbone Et L'absorption

II.1. Définition.....	6
II.2.Propriétés De Co ₂	6
II.2.1. Propriétés Chimiques De Co ₂	6
II.2.2. Propriétés Physico- Chimiques.....	6
II.2.3 .Autres Caractéristiques	7
II .3 .Différents Etats De Co ₂	9
II.3.1. Le Co ₂ Gazeux	9
II.3.2. Le Co ₂ Solide :(Neige Carbonique)	9
II.3.3. Le Co ₂ Liquide	10
II.4 .Utilisations De Dioxyde De Carbone	10
II.5.Méthodes D'obtention Et Récupération Du Co ₂	12
II.5.1. Production Naturelle	12
II.5.2. Production Industrielle.....	13
II.6. Généralités Sur L'absorption.....	19
II.7. Principales Applications	20

II.8.Fabrication Des Acides.....	21
II .9 . Types De Colonnes D'absorption	23
II.9.1.Colonne A Garnissage	23
II.9.2. Colonne A Plateau	24
II.10.Absorption Des Gaz Acides Par Solvant	26
II.10.1. Les Différents Solvants.....	26
II.10.2. Différentes Aminés Utilisées	27
II.10.3. Caractéristiques De La Mea.....	27
II.10.4. Problèmes Rencontres Lors De L'application De La Mea.....	28
II.11.L'influence Des Paramètres Opératoires Sur L'absorption	31
II.12. Choix De Solvant.....	31
II.13.L'équilibre Liquide-Vapeur	32

Chapitre III: Description De Procédés, Sécurité Et L'environnement

III.1.Description De L'installation Asco Carbone Dioxyde Ltd Switzerland [16].	34
III.2. Fonctionnement De Chaque Equipement	35
III.3 . Consigne De Sécurité	41
III.4 .L'environnement	42
III.4.1.L'effet De Serre.....	43
III.4.2.Les Effets De L'augmentation De L'effet De Serre Sur L'environnement.....	43
III.4.3.Mesure De Sécurité Pour Le Co ₂	43
III.4.4.Mesure De Sécurité Pour La Mea	43

Chapitre IV: Matériels Et Méthodes

Partie I.....	45
IV. Analyses Et Contrôles	45
IV.1.Les Essais Effectués Au Cour De La Combustion.....	45
IV.2. Les Essais Effectués Au Cours De L'absorption	46
IV.2.1. Contrôle De La Teneur En Co ₂ Dans Les Résiduaire.....	46
IV.2.2.Contrôle De La Teneur De La Solution D'absorption, Monoéthanolamine	47
IV.4 .Détermination De La Quantité De Co ₂ Non Résorbée.....	49
IV.5. Analyse De La Pureté De Co ₂ Par Carboscan 300, Cce	52
IV .6. Fonctions Principales De L'installation D'analyse	55
Partie II.....	59
IV.1.Données De Départ	59
IV.2. Composition De Mélange Air-Combustible Et Des Fumées	59

IV.3. Masse Moléculaire Moyenne Des Fumées.....	62
IV.4. Le Débit Des Fumées	62
IV.5. Simulation	64
IV.6. Validation De L'utilisation Du Logiciel Hysys	64

Conclusion Generale

Listes des figures

Chapitre II: Le Dioxyde De Carbone Et L'absorption

Figure II.1 : représentation tridimensionnelle de la molécule de CO ₂	26
Figure. II.2 : Durée maximale d'exposition a CO ₂ Sans risque pour l'homme en fonction de sa concentration dans l'air	7
Figure II.3 : Courbe de dissociation thermique du CO ₂	8
Figure II.4 : Solubilité du co ₂ dans l'eau, en fonction de la pression à différente Température	9
Figure II.5 : Schéma du traitement des fumées (postcombustion)	15
Figure II.6 : schéma simplifier de procédé d'oxycombustion.....	16
Figure II.7 : schéma simplifié du procédé de précombustion.....	17
Figure II.8 : stockage géologique de dioxyde de carbone.....	19
Figure II.9 : Différents arrangements de distribution des phases dans les colonnes à garnissage	25

Chapitre III: Description De Procédés, Sécurité Et L'environnement

Figure .III .1. circulation de la solution amine	38
Figure III .2 . schéma de l'atelier de CO ₂	41

Chapitre IV: Matériels Et Méthodes

Figure IV.1 : l'installation principale du système de mesure	53
Figure IV.2: l'installation d'analyse	55
Figure IV.3 : principe du traitement des donnés de mesure.....	58
Figure IV.4: la température de gaz d'échappement en fonction de concentration de MEA.....	66
Figure IV.5: Température d'amine riche en fonction de concentration de MEA	66
Figure IV.6: d'absorption de CO ₂ en fonction de concentration de MEA taux.....	67

Listes des figures

Liste des tableaux

Chapitre II: Le Dioxyde De Carbone Et L'absorption

Tableau II .1 : Propriétés de dioxyde de carbone	7
Tableau II.2 : Propriétés de monoéthanolamine	28

Chapitre III: Description De Procédés, Sécurité Et L'environnement

Tableau.III.1: Résumé sur les risques des matières premières	42
--	----

Chapitre IV: Matériels Et Méthodes

Tableau.IV.1 :Bulletin de contrôle	51
Tableau IV.2 : Composition du gaz naturel.	59
Tableau IV.3 : composition du mélange air – combustible et des fumées.	61
Tableau IV.4 : composition de la fumée62	
Tableau IV.5 : Dimensionnement de la colonne d'absorption	64
Tableau IV.6 : Les propriétés de fumée et de l'amine (MEA) pauvre à l'enté	64
Tableau IV.7 : La composition de la fumée et l'amine à l'entrée	64
Tableau IV.8 : Variation de la température de gaz d'échappement et d'amine riche avec variation de concentration de MEA	65
Tableau IV.9 : Variation de taux d'absorptions de CO2 en fonction de concentration de MEA	67

Introduction

Générale

INTRODUCTION GENERALE

Parmi les gaz industriels produits, le dioxyde de carbone est un gaz très demandé sur le marché nationale et internationale pour son importance et ses applications multiples.

Le dioxyde de carbone ou le gaz carbonique est un composé chimique qui comprend un atome de carbone lié à deux atomes d'oxygène de formule brute CO_2 .

À l'entreprise des gaz industriels « **LINDE GASE ALGÉRIE** », l'obtention de dioxyde de carbone se fait par combustion du gaz naturel.

Le gaz carbonique est utilisé dans différents domaines de la chimie :

❖ Médical :

- Fabrication des médicaments (l'aspirine).
- Inhibiteur de croissance (stopper la croissance microbienne) .

❖ Alimentaire :

- Productions des boissons gazeuses (bières, refroidissement et congélation des aliments, biscuits, fabrication de café).

❖ Industriel :

- Fabrication de la mousse de caoutchouc, soudure, lavage et peut être également utilisé comme propulseur etc.....

Au cours de ces dernières années, les secteurs industriels, les laboratoires, les hôpitaux et la protection contre les incendies sont les consommateurs potentiels des gaz industriels, particulièrement le CO_2 .

L'Algérie pour promouvoir son économie « National » dans ce domaine sensible, doit améliorer les systèmes de gestion et de contrôle de la production. L'unité de Réghaia, a enregistré un certain nombre des problèmes relatifs à la production dont :

- Les gaz incombustibles (échappement)
- L'amélioration de la production du gaz industriel CO_2 .
- Réduire les teneurs des pertes en CO_2 dans les gaz d'échappements (cheminée), et par conséquent réduire les effets de serre.

Dans le cadre de la réalisation de notre mémoire de fin d'études, la société LINDE-GAZ nous a proposé d'étudier les problèmes précédents et faire des propositions

pour améliorer la production. Pour se faire, les paramètres choisis sont ceux qui permettront d'apprécier le mieux la qualité des produits obtenus et rester dans le design du procédé technologique de la société LINDE-GAS.

CHAPITRE I

Présentation de l'entreprise

I. 1. Historique

L'Entreprise Nationale de Production et de Distribution des Gaz Industriels « ENGI » était une division de l'Ex Société Nationale de Sidérurgie (SNS) sous la tutelle du Ministère de l'Industrie et de l'Energie (MIE) de 1972 à 1978 puis du Ministère de l'Industrie Lourde (MIL) de 1979 à 1983.

La société SNS a été créée en 1972 lors du rachat des vieilles usines de la société française d'Air-Liquide

La restructuration de la Si S en 1983 donna naissance à l'unité des Gaz Industriels (GI) sous la tutelle du ministère des Industries Chimiques et pétrochimiques jusqu'à 1989.

Dans le cadre de la loi sur l'autonomie des Entreprises, GI a été transformée en une Entreprise Publique Economique, Société par actions, le 11 février 1989.

En 1996, suite à la dissolution des Fonds de participation, toutes les actions de l'Entreprise GI ont été transférées au Holding Chimie-pharmacie puis à la société de Gestion des participations de l'Etat (SGP Chimie-pharmacie) actuellement l'unique actionnaire.

A l'ouverture en juillet 2007, du capital social de la Société Gaz Industriel(GI) au profit du Groupe Allemand Linde qui a souscrit avec une participation à hauteur de 66%, la SGP Chimie-pharmacie détient depuis cette date 34% du capital social de la GI avec le transfert du management au Groupe Linde.

I.2 Présentation de Linde Group.

Linde Group est une société internationale de Gaz Industriel et d'ingénierie, fondée en 1879 par Cari Von Linde et ces associés. Le siège social est situé à Munich. Le nom officiel est Linde AG. Les actions de Linde sont négociées sur toutes les bourses allemandes ainsi que celle de Zurich. Linde fait partie du DAX-index.

Les produits et services de Linde peuvent être trouvés dans presque toutes les industries, dans plus de 100 pays y compris l'Algérie.

I.3. Présentation de Linde Gaz Algérie

Linde Gaz Algérie est la filiale algérienne du groupe allemand Linde. Cette entreprise apporte des garanties pour assurer une qualité et une continuité de prescription des gaz à usage médical, tout au long de l'utilisation des systèmes de distribution.

Linde gaz Algérie est présente sur tout le territoire national avec ses neuf (09) unités de production installées à Alger, Arzew, Annaba, Bouira, Constantine, Ouargla, Oran, Sidi bel abbés et Skikda. Ces neuf unités assurent la fabrication de différents gaz industriels et médicaux à l'état comprimé, liquéfié ou dissous ainsi que certains mélanges de gaz.

Linde gaz Algérie a pour mission la production, la distribution et la commercialisation des gaz industriels pour satisfaire les besoins économiques du pays, besoins générés par la multiplicité et l'hétérogénéité des applications des gaz industriels.

Grace à sa flotte de citernes cryogéniques de différentes capacités et à ses bouteilles haute pression, Linde Gaz Algérie assure l'approvisionnement en gaz médical, aux principales structures hospitalières se trouvant sur l'ensemble du territoire Algérien.

En outre, la société ne cesse pas de développer de nouvelles solutions adaptées aux besoins de ses clients en leur permettant d'améliorer leurs processus commerciaux liés au gaz.

Linde Gaz Algérie développe également une activité revente de matériel médical, visant à la mise en œuvre des applications des gaz médicaux. A cela s'ajoute un potentiel commercial et technique proposant des solutions qui s'appuient sur des technologies innovantes.

I.4. Présentation de l'unité de Réghaia**I .4.1. Histoire et création**

L'unité de Réghaia est entrée en production en 1978. Elle a été réalisée par la société nationale de Sidérurgie « SNS » puis versée dans le patrimoine de l'entreprise nationale de production et distribution des gaz industriels « ENGI » placée sous la tutelle du ministère des industries chimiques et pétrochimiques de 1983 à 1989 puis suite à la loi de 1988 sur l'autonomie des entreprises publiques ENGI est devenue une SPA en 1989.

I.4.2. Localisation

Zone industrielle de Réghaia, Daïra de Wilaya a d'Alger.

I.4.3. Date de mise en exploitation

❖ Gaz de l'air : 1977

- ❖ Protoxyde : 1933
- ❖ Gaz carbonique : 2001

I.4.4. Capacité de production

- ❖ Gaz carbonique : 2 tonnes/ heure pour 2 lignes.
- ❖ Oxygène : 1650 litre/heure.
- ❖ Azote : 320 litre/heure.
- ❖ Protoxyde : 100 Kg/heure.

I.4.5. Les principaux clients

- ❖ Compagnies pétrolières Nationales et étrangères (Sonatrach, Anaderko, ...).
- ❖ Les sociétés industrielles (Arcelor Mittal, SNVI, ENIEM, ENIE, ...).
- ❖ Structures sanitaires du pays (hôpitaux, cliniques, etc. ...).
- ❖ Les centres de recherche et Universités.
- ❖ Les collectivités locales et artisans [1].

I.4.6. Activité principale et annexe

- ❖ **Activité principale:** Production et commercialisation des gaz industriels et médicaux.
- ❖ **Activité secondaire:** Commercialisation de produit et équipement de soudage et matériel médical.
- ❖ **Champ d'intervention:** Alimentation en gaz industriel et médical (une partie des wilayas de centre du pays).

I.4.7. Atelier composant l'unité de Réghaia

L'unité de Réghaia comporte plusieurs ateliers parmi lesquels on cite :

- ❖ Atelier de production de dioxyde de carbone.
- ❖ Atelier de production de protoxyde d'azote.
- ❖ Atelier de production et de séparation de gaz de l'air.
- ❖ Atelier d'oxyde d'acétylène.
- ❖ Atelier de traitement des bouteilles et un atelier de conditionnement des gaz.

CHAPITRE II

Le dioxyde de carbone et l'absorption

II.1. Définition

Le dioxyde de carbone ou gaz carbonique est un composant chimique qui se compose d'un atome de carbone lié à deux atomes d'oxygène de formule brute « CO_2 »

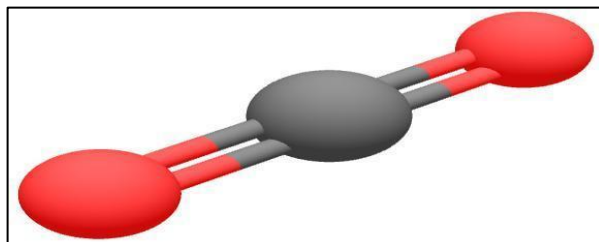


Figure II.1 : représentation tridimensionnelle de la molécule de CO_2 .

Le dioxyde de carbone est produit lors de la combustion du gaz naturel ou du charbon [2].

II.2. Propriétés de CO_2

II.2.1. Propriétés chimiques de CO_2

Le dioxyde de carbone est une molécule linéaire de formule développée: $\text{O}=\text{C}=\text{O}$.

Dans les conditions normales de température et de pression, le dioxyde de carbone est un gaz incolore communément appelé gaz carbonique.

Il est présent dans l'atmosphère dans une proportion approximativement égale à 0,035% en volume.

Le CO_2 est un gaz chimiquement réactif, sans couleur, inodore, ininflammable et très stable.

CO_2 , en présence d'eau est un diacide faible, absorbé par des solutions de potasse ou de la soude, donne ainsi le mono carbonate de potasse ou de soude, qui se transforment en bicarbonates.

II.2.2. Propriétés physico- chimiques

Les principales propriétés sont citées dans le tableau (II-1).

Tableau II .1 : Propriétés de dioxyde de carbone.

Formule chimique	CO ₂
Masse moléculaire	44,01 kg/k mol.
Température critique	31,1 °C.
Pression critique	73.83 bars
Chaleur latente de vaporisation	243,5Kj/kg à 0°C.
Volume molaire normale	22,263 m ³ /mol.
Constante spécifique de gaz	0,1890/kg °k.
Masse volumique normale	1,977 kg/m ³ à 0°C et 101,3kpas.
Densité	1,529 à 0°C et à 101,3kpas.
Chaleur spécifique (Cp)	0,825kj/kg° k à pression constante.
Chaleur spécifique (Cv)	0,632kj/kg °k à volume constant.
Point de sublimation	-78 90 °C a 0,981bars.
Température de dissolution	Supérieur à 1200°C.

II.2.3 .Autres caractéristiques

✓ Toxicité

Le dioxyde de carbone n'est pas toxique à des doses peu élevés dans l'air, une concentration de 3à5% entraîne des maux de tête sans produire des effets nocifs, mais une teneur de 8 à 15% provoque une perte de connaissance et peut aboutir même à la mort.

La concentration maximale admise est d'ordre 9000mg/m³ d'air dans les locaux industriels avec une exposition de 8 heures par jour pendant 5 jours par semaine sans effet décelable [3]

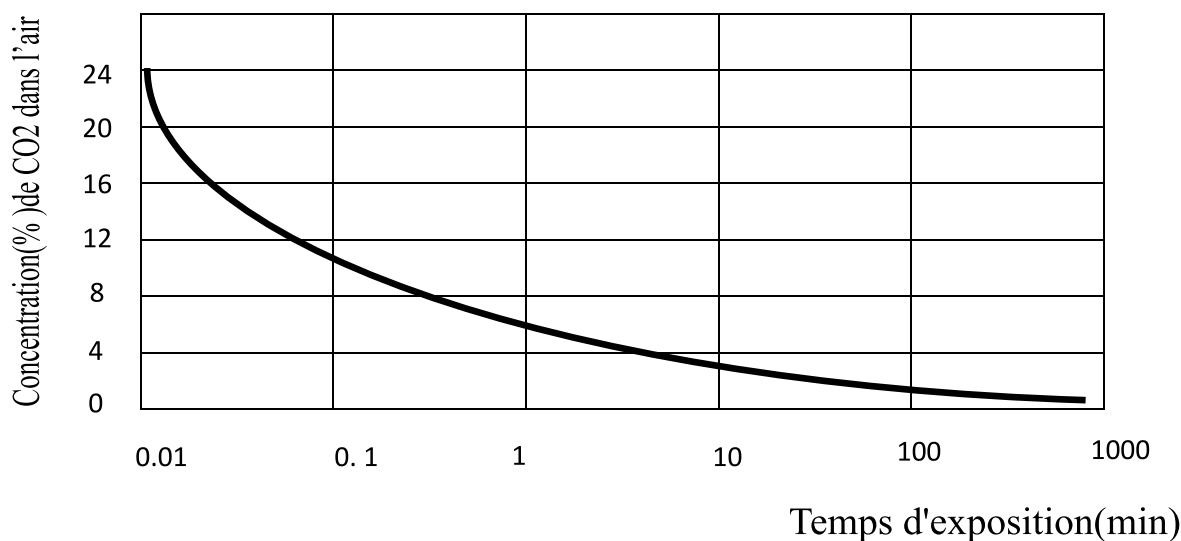


Figure. II.2 : Durée maximale d'exposition a CO₂ Sans risque pour l'homme en fonction de sa concentration dans l'air.

La durée maximale d'exposition que peut supporter sans risque un être humain est donnée par la courbe de la figure (II-2). Celle-ci tient compte des actions physiologiques du CO₂ gazeux. D'une manière générale, il est recommandé de limiter la concentration en CO₂ dans l'air des locaux industriels à 1 % en volume.

✓ Stabilité

A une température ordinaire le CO₂ est un produit très stable, sa dissociation ne devient

Appréçiable qu'entre 1000 et 2000 °C

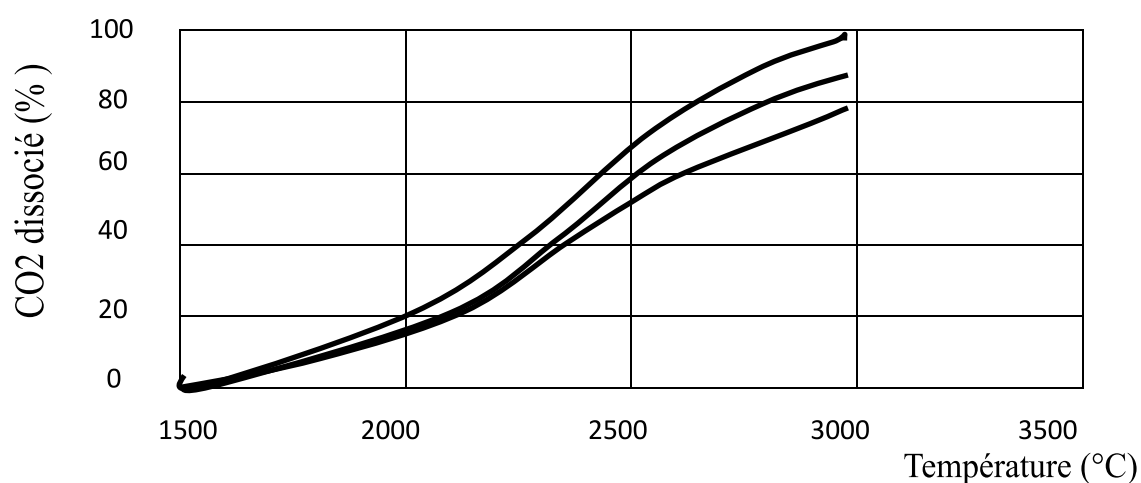
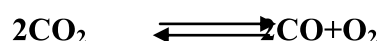


Figure II.3 : Courbe de dissociation thermique du CO₂

Le pourcentage dissocié est fonction de la température et de la pression partielle de CO₂.

Il commence à être significatif à partir de 1700 °C.

Les courbes de la figure (II-3) donnent un aperçu de l'évolution de la dissociation du CO₂ en fonction des températures pour différentes pressions partielles [4].

✓ Compatibilité avec les matériaux

Le produit CO₂ n'attaque pas les métaux et les alliages usuels, par contre le dioxyde de carbone humide est corrosif, seuls les aciers inoxydables sont alors utilisés pour sa manipulation.

A haute température, le CO₂ est alors incompatible avec le molybdène, tungstène, fer, les aciers et les alliages à base de nickel qu'il oxyde. A température ordinaire, le CO₂ est compatible avec la plupart des élastomères[5].

✓ Solubilité

La solubilité du CO₂ dans l'eau est variable avec la température et la pression.



D'après la figure ci-dessous on peut constater que la solubilité du CO₂ dans l'eau est variable avec la température et la pression. Les courbes (figure II-4) donnent les valeurs les plus couramment employées[6].

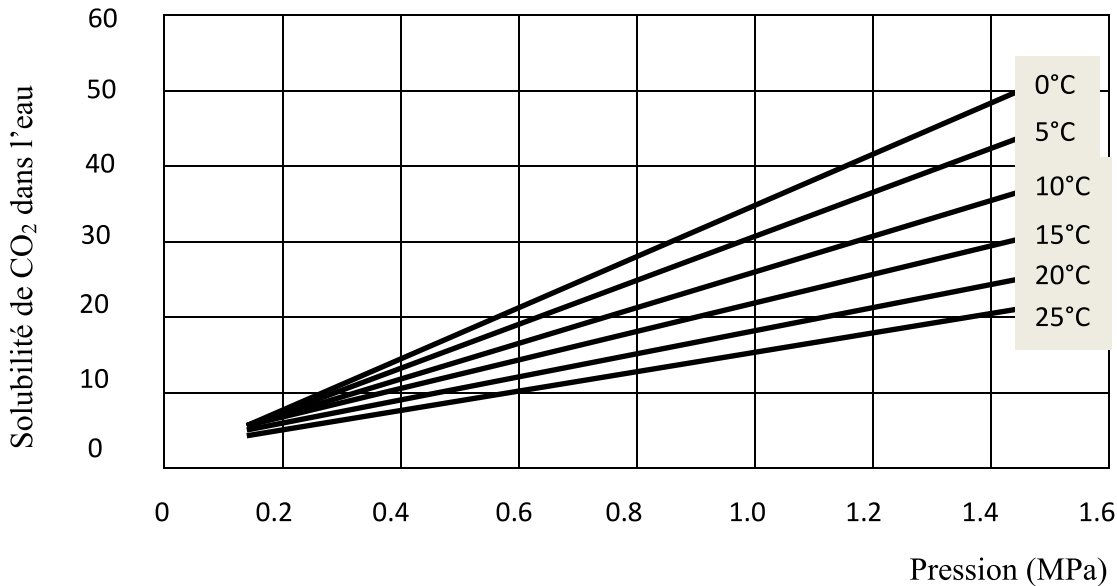


Figure II.4 : Solubilité du CO₂ dans l'eau, en fonction de la pression à différentes températures.

II.3 .Différents états de CO₂

Le CO₂ peut exister sous trois formes

II.3.1. Le CO₂ gazeux

Le CO₂ gazeux peut être liquéfié sous pression à condition que la température soit en dessous de 31°C, température à laquelle on se réfère comme étant le point critique,

Le CO₂ retiendra sa forme liquide tant que sa température restera en dessous de point critique mais retournera à l'état de gaz si la température remonte au dessus de ce point . critique, peu importe la pression appliquée.

II.3.2. Le CO₂ solide :(neige carbonique)

La neige carbonique est le produit du processus de CO₂ liquide haute ou basse pression.

Si la pression du CO₂ liquide est soudainement relâchée, une proportion du liquide va se transformer en l'état solide (neige carbonique) et le restant retournera à l'état gazeux. Lorsque la neige est comprimée & sous action hydraulique ou mécanique, des blocs ou des

pastilles sont formes, le gaz reconverti (CO_2 gazeux) peut être aisément récupère et converti de nouveau a son état liquide par re-compression et re-liquéfaction et retourne dans le réservoir de stockage a CO_2 pour une réutilisation ultérieure.

La température de CO_2 solide est de $-78,3^\circ\text{C}$ et dans l'atmosphère passera directement de son état solide a son état gazeux (sublimation) ne laissant aucune humidité ou trace de son présence mise a part le froid [7].

II.3.3. Le CO_2 liquide

- **Le CO_2 liquide basse pression**

Est produit en comprimant le gaz avec des compresseurs a deux stages a des pressions comprises ente 17-20bars, et ensuite en refroidissant, le stock est dans un réservoir spécialement conçus de capacité 0,5-50 tonnes fortement isole et équipe d'unîtes de réfrigération ou isole par vide d'air afin de maintenir la pression de réservoir interne a ou en dessous de 20,7bars et $17,8^\circ\text{C}$.

Le CO_2 liquide basse pression (appelé CO_2 VRAC) est transporté dans des camions citernes isolées, le liquide étant simplement transferts dans des réservoirs mobiles.

- **Le CO_2 liquide haute pression**

Est une méthode alternative de production et de stockage du CO_2 est produit en compressant le CO_2 gazeux dans des compresseurs multi stages.

Il est rempli dans des cylindres d'aluminium ou d'acier spécialement conçus. Comme l' eau, le CO_2 liquide peut être pesé et c' est la norme que pour utilise pour le mesurer.

Chaque cylindre est muni d'un mécanisme de sécurité forme d'un disque de cuivre dans la valve de façon a ce que si la pression monte au dessus d'environ 172bars le disque explose et relâche le contenu du cylindre.

II.4 .Utilisations de dioxyde de carbone

Le dioxyde de carbone, distribué sous les trois formes, liquide, solide et gazeuse, est préparé dans son état de livraison dans des centres spécialisés de conditionnement. Il est utilisé dans un grand nombre d'applications industrielles qui font principalement appel à :

- sa fonction acide ;
- sa solubilité ;
- son inertie chimique ;
- ses propriétés cryogéniques ;
- son pouvoir solvant ;
- son utilisation comme matière première pour l'industrie médicale, alimentaire.

- ❖ Refroidir des denrées périssables en parle de carboglace qui est très utilisé comme réfrigérant car sa capacité de refroidissement est a peu près deux fois plus grande que celle de l'eau sous forme glace.
- ❖ La neige carbonique a pour avantage de ne pas fondre mais de se sublimer
- ❖ formant une atmosphère inerte qui réduit la croissance microbienne.
- ❖ Carbonater des boissons (soda ou eau) : dessous sous une pression de 2-5atm
- ❖ le CO₂ provoque l'effervescence des boissons carbonatées.
- ❖ Crier une couche isolante (flux) dans l'industrie alimentaire ou pour la soudure.
- ❖ Stimuler la croissance des plantes car la teneur du CO₂ dans l'air est d'environ 300ppm.

Dans une serre, sous l'action de la lumière, la synthèse chlorophyllienne fait Baisser la teneur en CO₂, cette cadence constitue un facteur limitant du développement de la plante.

- ❖ Employer dans l'industrie de caoutchouc, possédant la température nécessaire pour le transformer a l'état solide de façon a les broyer a volonté, et est également utiliser dans la fabrication de la mousse de caoutchouc.
- ❖ Utiliser dans la fabrication des médicaments (l'aspirine).
- ❖ Employer la neige carbonique expulsée à très grande vitesse comme méthode de nettoyage au lieu de sablage ou du jet d'air qui ne produit pas de résidus polluants.
- ❖ Il est utilise dans la fabrication de certains types de biscuits et pates de pâtisserie.
- ❖ Utiliser dans la soudure a l'arc élective sous marine en englobant la soudure et en excluant l'air, le CO₂ ne nécessite pas l'utilisation de baguette fondue.
- ❖ Autres utilisations comme dans les laboratoires de recherche, fabrication des extincteurs ...
- ❖ Á l'état supercritique, le dioxyde de carbone est un solvant sélectif qui permet l'extraction de certaines substances délicates sans risque de réaction parasite. Pour cette utilisation, il doit être particulièrement pur afro d'éviter la pollution de la substance extraite. Les applications industrielles concernant les propriétés du CO₂ comme fluide supercritique font l' objet de nombreuses recherches en raison des perspectives intéressantes de développement (7).
- ❖ le CO₂ caloporteur Les premières centrales électronucléaires utilise un élément combustible en Uranium Naturel, Modérateur au Graphite et Gaz vecteur CO₂, Ce dernier a été choisi comme fluide vecteur en raison de sa capacité thermique & élevée, de sa stabilité aux températures d'emploi et de sa faible activation

(l'activation étant principalement due à la présence d'impuretés comme l'argon et l'oxygène).

II.5.Méthodes d'obtention et récupération du CO₂

II.5.1. Production naturelle

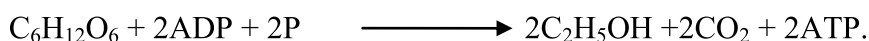
1. Fermentation

La fermentation est une réaction biochimique de conversion de l'énergie chimique contenue dans une source de carbone (glucose souvent) en une autre forme d'énergie directement utilisable par la cellule en l'absence de dioxyde (milieu anaérobie).

On distingue deux grands types de réactions de fermentation par la nature des produits de la réaction:

- **Fermentation éthylique**

Dans le cas de la fermentation éthylique, la réaction dégage de l'éthanol :



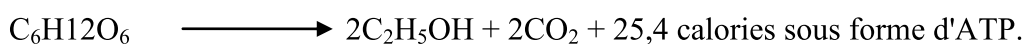
Le glucose, l'adénosine di phosphate (ADP) et le phosphore produisent de l'éthanol, du **dioxyde de carbone** et de l'adénosine triple phosphate (ATP).utiliser pour la fabrication des boissons alcoolisées.

Dans le domaine du traitement des déchets et de la production d'énergie renouvelable, il existe la méthanisation qui permet de transformer toutes matières organiques (pollution organique, fumier...) en biogaz. Elle consiste principalement en quatre phases:

- 1) hydrolyse des polymères de sucres, protéines ou lipides en monomères.
- 2) transformer ces monomères en acides gras volatils.
- 3) Production de l'acétate.
- 4) Production de méthane et de CO₂.

- **Fermentation alcoolique**

Est le résultat d'une chaîne métabolique qui transforme des sucres fermentescibles par des levures en alcool et gaz carbonique avec dégagement de chaleur :



2. gaz volcanique

Le magma contient des gaz dissous, le dégazage des magmas est un phénomène déterminant le déclenchement d'une éruption qui contient principalement:

- **50 à 90%** de la vapeur d'eau.
- **5 à 25%** de dioxyde de carbone.
- **3 à 25%** de dioxyde de soufre.

II.5.2. production industrielle**1.Introduction**

L'objectif de cette technologie est de rendre possible l'usage de carburants fossiles tout en réduisant les émissions de CO₂ dans l'atmosphère, et réduisant ainsi l'impact des gaz à effet de serre sur le changement climatique global. Pour le moment, les carburants fossiles sont les ressources principales d'énergie, et ils le seront pour le reste du siècle. Les carburants fossiles fournissent plus de 85 % de toute l'énergie primaire le reste est composé du nucléaire, de l'hydroélectricité et des énergies renouvelables (la biomasse commerciale, la géothermie, le vent et l'énergie solaire). Actuellement, les énergies renouvelables non hydrauliques fournissent moins de 1% de la demande d'énergie globale. Aujourd'hui, de nombreux efforts et investissements sont faits par beaucoup de pays pour augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'énergie et pour encourager les améliorations dans la conservation et le rendement énergétique des carburants fossiles par ailleurs, la confirmation du changement climatique mondial exigera de prendre des mesures significatives afin de développer la séquestration du CO₂.

2.Sources de CO₂

Il existe trois sources principales de CO₂

1-La plus grande source est aujourd'hui constituée par les carburants fossiles alimentant les usines de production d'électricité qui émettent plus d'un tiers des émissions mondiales en CO₂. Ces installations sont d'habitude organisées en grandes unités centralisées, livrant en moyenne 500-1000 MW de puissance électrique. Une centrale à charbon pulvérisé de 1000 MW émet entre 6-8 Mt/an de CO₂, une centrale à parole A monocycle à peu près deux tiers, et une centrale au gaz naturel à cycle combiné, la moitié .

2-Ensuite, plusieurs procédés industriels produisent des effluents extrêmement concentrés de CO₂ en tant que produit dérivé. Bien que relativement peu nombreux, ils constituent un bon

candidat pour la technologie CCS (carbone dioxyde capture and Storage) , parce que le CO₂ capture pourra faire partie intégrante du procédé de production totale, avec pour résultat des coûts de capture relativement bas. Par exemple, le gaz naturel provenant des puits contient souvent une fraction significative de CO₂ qui pourrait être capture et emmagasinée. Un autre procédé industriel qui se prête à la séquestration de dioxyde de carbone est la fabrication d'ammoniaques.

Enfin, il y aura dans le futur des émissions additionnelles de CO₂ dues de la production d'hydrogène à partir de gaz naturel et de charbon. Le CO₂ dérivé produit serait très concentré et les coûts cumulatifs de capture du carbone seraient alors relativement bas. L'hydrogène pourrait être utilisé dans des cellules de carburant et par d'autres technologies, mais il y a des investissements majeurs à faire pour le développement d'un marché de l'hydrogène et d'une infrastructure massive adaptée à ces nouveaux carburants.

3 .Techniques de récupération de CO₂

Les techniques de récupération du CO₂ appartiennent à trois catégories générales

- (1) la séparation postcombustion.
- (2) l'oxycombustion.
- (3) la séparation précombustion.

Chacune de ces technologies entraîne des surcoûts énergétiques et économiques.

La Séparation postcombustion

Actuellement, la séparation postcombustion alliée à la capture de CO₂ est testée dans une douzaine d'usines dans le monde. Le procédé de capture est basé sur l'absorption chimique. Le CO₂ capture peut alors être utilisé dans des procédés divers, à la fois industriels et commerciaux par exemple : la production d'urée, le soufflage d'écume, les boissons gazeuses, et la production de glace séchée comme réactif pour différents procédés pétrochimiques.

Dans notre cas, afin de capturer le CO₂, le gaz de combustion est soumis à ébullition par l'intermédiaire du solvant qui absorbe le CO₂ du gaz de combustion. Après, le solvant passe par une unité de régénération où le dioxyde absorbé est séparé du solvant par la vapeur de contre écoulement à 100-120°C. On obtient un ruisseau de CO₂ extrêmement concentré (au-delà de 99%), qui peut être condensé pour l'utilisation ou l'emmagasinage commercial. Le solvant pauvre est refroidi à 40-65°C et recyclé dans la colonne d'absorption. L'absorbant plus ordinairement utilisé pour l'absorption de CO₂ est le monoéthanolamine (MEA).

La réaction fondamentale pour ce procédé est :

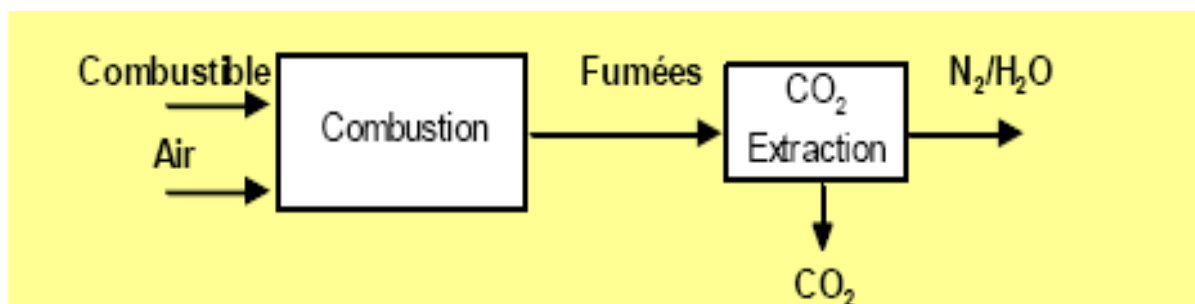
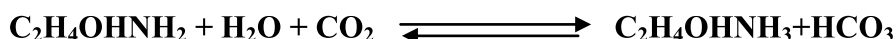


Figure II.5 : Schéma du traitement des fumées (postcombustion).

Afin de réduire les coûts et la taille des colonnes d'absorption et de régénération, de nouveaux procédés sont en train d'être développés. On peut citer l'exemple du procédé d'absorption avec une membrane à micro pores, constituée de polytétrafluoroéthylène qui filtre le gaz de combustion du solvant. La membrane possède le plus grand ratio « aire de contact/volume donné », mais elle n'exécute pas toute seule la séparation de CO_2 du reste des gaz de combustion. C'est le solvant qui absorbe sélectivement le dioxyde.

L'usage de cette membrane de gaz a plusieurs avantages : grande densité d'emballage ; grand choix pour ce qui est des débits et solvants ; elle évite l'écume et les inondations ; problèmes récurrents dans les tours d'absorption; l'unité peut être transportée facilement; le poids est considérablement allégé.

L'Oxycombustion : Quand un carburant fossile (le charbon, le pétrole et le gaz naturel) est brûlé dans l'air, la fraction du CO_2 dans le gaz produit est de 3-15%, en fonction du contenu en élément carbone du carburant et de la quantité d'air supplémentaire nécessaire pour le procédé de combustion. La séparation de CO_2 du reste des gaz de combustion (surtout du N_2) par des moyens chimiques ou physiques est chère en termes de capital et énergie. Une alternative est de brûler le carburant avec de l'oxygène pur ou enrichi, comme ça le gaz de combustion contiendra surtout du CO_2 et du H_2O .

Une partie du gaz de combustion doit être recyclée dans la chambre de combustion pour contrôler la température de flamme. La vapeur du gaz de combustion non recyclée peut être condensées facilement, et le CO_2 peut être condensé et après acheminé directement au site de stockage.

Bien sûr, le procédé de séparation n'est plus le même dans ce cas: on doit séparer l'oxygène et l'azote de l'air. L'unité de séparation d'air peut consommer toute seule environ 15% de la production électrique d'une usine, et donc exige une augmentation en proportion de la consommation du carburant fossile pour atteindre la production électrique évaluée de

l'usine. l'air est séparé en oxygène liquide, azote gazeux, argon et autres ingrédients mineurs de l'air (ces sont des produits dérivés commerciaux). Des nouvelles études indiquent que cette méthode pour capturer le CO_2 peut être appliquée sur les installations de charbon pulvérisé déjà existantes.

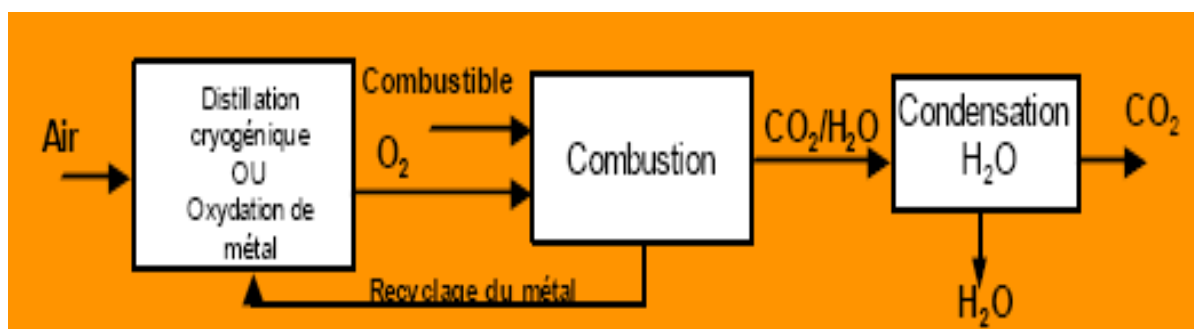


Figure II.6 : schéma simplifié de procédé d'oxycombustion.

❖ La Séparation de Précombustion

Capter le CO_2 avant la combustion offre quelques avantages. Le CO_2 n'est ainsi pas encore dilué dans l'air de combustion. Donc, des méthodes plus efficaces de séparation peuvent être appliquées, par exemple utilisant la pression équilibre absorption dans des solvants chimiques, tels que le méthanol ou le polyéthylène de glycol.

La technique de précombustion s'applique communément dans les installations qui Pratiquent la gazéification de charbon en cycle combiné. Ce procédé est fondé sur la gazéification du charbon pour produire un gaz de synthèse composé de CO et de H_2 . Le CO réagit avec l'eau pour produire du CO_2 et H_2 . Le CO_2 est collecté et le dihydrogène sont acheminés dans une turbine pour produire de l'électricité. Il est possible également de stocker le dihydrogène pour d'autres usages, par exemple comme carburant dans les piles à combustibles pour les véhicules. Un des plus grands obstacles au développement de cette technique provient de son coût la production d'électricité est meilleur marché dans les usines à charbon pulvérisé que dans celles à gaz de synthèse. Le procédé de précombustion pourrait être également exploité quand le gaz naturel est utilisé comme combustible. Dans ce cas, un gaz de synthèse est formé en faisant réagir le gaz naturel avec la vapeur. La réaction produit du CO_2 et H_2 .

Actuellement, les unités de gazéification existantes ne produisent pas d'électricité, mais du gaz de synthèse et divers autres produits dérivés. Dans ces unités de production, le CO_2 est séparé après l'étape de gazéification des autres gaz tels que le méthane, l'hydrogène ou le mélange de monoxyde de carbone et hydrogène. Le gaz de synthèse ou l'hydrogène est utilisé comme combustible, comme produit chimique (par exemple, pour la fabrication de carburant liquide) ou pour la synthèse d'ammoniac. Le CO_2 peut être utilisé pour la fabrication de glace sèche, pour les boissons gazéifiées, et pour améliorer le rendement des puits de pétrole.

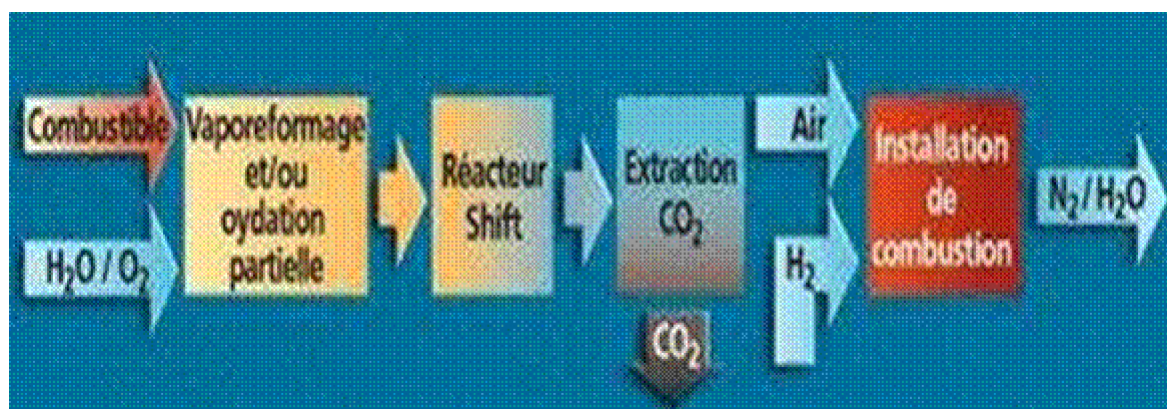


Figure II.7 : schéma simplifié du procédé de précombustion.

4. Stockage du CO_2

Le CO_2 peut être emmagasiné principalement dans des gisements d'hydrocarbures, des veines de charbon non minières et dans les aquifères salins. Il faut noter que le stockage non géologique au fond des océans avait été envisagé, mais n'est plus retenu aujourd'hui, étant donné les risques pour les écosystèmes sous-marins. Ces réservoirs sont abondamment disponibles à travers le monde et les champs de pétrole et gaz sont bien connus. Ces réservoirs pourraient emmagasiner le dioxyde de carbone pour des milliers d'années.

- **Le stockage géologique**

Après la phase de captage, il faut pouvoir stocker le CO_2 pendant des durées suffisamment longues pour couvrir au minimum la période pendant laquelle le problème des émissions de gaz à effet de serre risque de demeurer critique. On peut estimer qu'il suffira de dépasser l'ère d'utilisation massive des énergies fossiles, soit deux à trois siècles. Il n'est pas absolument nécessaire de garantir que le dioxyde de carbone sera emprisonné dans le sous-sol « pour toujours » mais il s'agit de constituer des stockages tampons permettant de différer son émission dans l'atmosphère. La question de la durée du stockage constitue une dimension

importante de la problématique de la réduction de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère. Par précaution, certains envisagent des solutions permettant de stocker le gaz sur des périodes pouvant atteindre des milliers d'années.

Le stockage géologique pose certes des problèmes complexes, en particulier pour garantir la fiabilité des stockages sur le très long terme et pour apprécier son impact environnemental. Néanmoins, ce mode d'action est prometteur : sa crédibilité s'appuie sur l'existence depuis plusieurs millions d'années de gisements naturels de CO₂.

Les lieux géologiques de stockage pour le CO₂ incluent les réservoirs réduits de pétrole et de gaz (hydrocarbures), les veines de charbon non minières et les aquifères salins. Ensemble, ceux-ci peuvent stocker des centaines à des milliers de gigatonnes de carbone et la technologie pour injecter le CO₂ dans la terre est bien éprouvée. Le dioxyde est conservé dans les formations géologiques par différents mécanismes de piège:

Réservoirs Réduits de Pétrole et du Gaz : Bien qu'étant une relativement nouvelle idée dans le contexte de stabilisation du changement climatique, l'injection du CO₂ dans les champs réduits de pétrole et de gaz a été pratiquée pendant de nombreuses années. Le but de ces injections était l'obtention du "gaz acide," une mixture de CO₂, H₂S et d'autres dérivés d'exploitation de pétrole et du gaz et de raffinement. En 2001, presque 200 millions de mètres cubes de gaz acide a été injecté dans des différents endroits. L'injection du gaz acide est devenue une alternative répandue. En résumé, les projets d'injection du gaz acide extraient le CO₂ et le H₂S du ruisseau produit de pétrole ou de gaz, les compriment et les transportent via les tuyaux à un puit d'injection. Là, ils réinjectent les gaz dans une formation géologique différente.

Les partisans de l'injection du gaz acide affirment que ces projets ont moins d'impact sur l'environnement que les autres.

Dans la plupart de ces projets, le CO₂ représente la plus grande composante du gaz acide, jusqu'à 90 % du volume total injecté.

L'injection du gaz acide exige un réservoir proche avec une imperméabilité suffisante et être isolé des réservoirs de production et des aquifères.

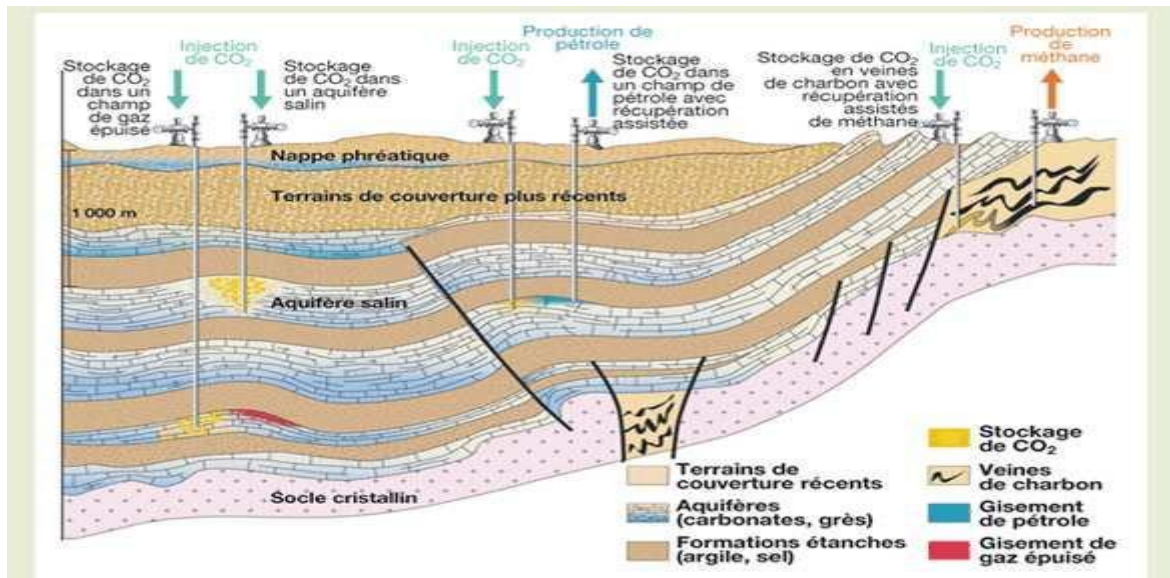


Figure II.8 : stockage géologique de dioxyde de carbone.

Remarque

La capture du CO₂ est une technologie mature mais chère, alors que le stockage est proportionnellement bon marché mais sa faisabilité technique reste à prouver.

• Capture de CO₂ par les océans

Depuis plus d'un siècle, un tiers du carbone rejeté dans l'atmosphère, par les activités humaines, est prélevé par les océans, faisant de ceux-ci le principal puits de carbone de la

planète. Techniquement, le mécanisme assurant cette fonction est la pompe physique, qui entraîne les eaux de surface chargées en gaz carbonique dissous vers des couches plus profondes, où il se trouve isolé de l'atmosphère. Le succès de cette technique de capture dépend de paramètres techniques et technologiques mais également de paramètres économiques. Ainsi il est primordial de prévoir à moyen terme la nature du paysage énergétique mondial. Le gaz et le charbon doivent en effet être les combustibles dominants pour que les techniques de séquestration soient rentables. Il est également indispensable de modéliser l'évolution du système énergétique afin d'en établir le coût.

II.6. Généralités sur l'absorption

L'absorption est un procédé de séparation d'un ou plusieurs constituants d'un mélange (gazeux ou liquides) par dissolution de ces dernières dans un liquide. Elle repose sur les propriétés de certaines substances appelées absorbants.

En pratique le choix du procédé de séparation dépend :

- de la composition du mélange.
- des propriétés des constituants.
- des considérations économiques.

Le procédé d'absorption consiste en un transfert de matière entre la phase gazeuse et la phase liquide, cette dernière étant constituée d'un corps pur ou d'un mélange de plusieurs substances (solvant), où le transfert de matière (soluté) se fait dans un seul sens. L'absorption se réalise en mettant en contact le gaz contenant le soluté et le solvant pendant une certaine période nécessaire à l'établissement de l'équilibre des concentrations entre les deux phases.

L'absorption est un processus basé sur la différence de pression partielle du soluté dans les deux phases (gaz-liquide ou liquide-liquide). Pour que l'absorption soit possible, la pression partielle du soluté dans le gaz doit être supérieure à sa pression partielle dans l'absorbant (liquide). La désorption est l'opération inverse où la pression partielle de soluté dans le liquide est supérieure à celle dans le gaz [8].

II.7. Principales applications

Dans l'industrie du pétrole et du gaz l'absorption est employée pour la séparation e la déshydratation des hydrocarbures gazeux on peut citer à titre d'exemple :

➤ Lavage des gaz

- 1-Lavage des fumées de combustion (extraction de SO_2).
- 2-Lavage de H_2 du gaz de synthèse de l'ammoniac (extraction de CO_2 et de CO).
- 3- Lavage du gaz naturel pour la liquéfaction (extraction du CO_2 et du H_2S).

➤ Domaine pétrochimique

- 1- Extraction des essences et des mélanges propane-butane du gaz naturel ou du raffinat.
- 2- Séparation des gaz issus du reforming catalytique ou du cracking thermique.
- 3- Séparation des hydrocarbures aromatiques des gaz obtenus par pyrolyse.

- 3- Extraction par phénol de la vapeur • d'eau dans les installations de séparation sélective des huiles.

II.8.Fabrication des acides

- 1- Absorption des vapeurs vitreuses dans l'eau pour obtenir de l'acide métrique.
- 2- Absorption de gaz acides (CO₂) par la manoéthanolamine .
- 3- Fabrication de l'acide sulfurique et des oléums.

IL est évident a 'priori que la quantité de matière absorbée ou désorbée est proportionnelle:

-A la surface du contact des phases liquide et gazeuse (F)

-Au facteur de potentialité mesuré à la différence des pressions partielles ou des concentrations (Pg-Py).

-A la durée de la mise en contact (T) et au coefficient K, ce dernier dépend du régime hydrodynamique de l'opération. L'absorption est alors exprimée par la formule [9].

M=K F(Pg-Py)T...(1) Avec :

Pg : pression partielle du soluté dans la phase gazeuse.

Py : pression partielle du soluté dans la phase gazeuse en équilibre avec l'absorbant.

M : exprime la quantité de matière absorbée.

Si l'on exprime :

-Le poids du constituant absorbé en Kg.

-La surface de contact en m².

-Le temps en heures.

Le coefficient K à la dimension ; Kg/m² h mm Hg.

D'après l'équation (1) :

❖ Si **Pg > Py**, on a une absorption .

❖ Si **Pg =Py**, on a un équilibre.

La forme analytique de l'équation ci-dessus est analogue à celle de l'équation de transfert de chaleur :

$$Q = KF (t_1 - t_2) T \text{ (cal)... (2).}$$

Le transfert de chaleur dépend de la différence des températures des substances. A l'absorption et à la désorption, la différence des pressions partielles du soluté dans les deux phases joue un rôle analogue en tout point. De plus, les deux expressions (1) et (2) font apparaître les coefficients analogues K ($K \text{ cal l m}^{-2} \text{ }^{\circ}\text{C} \cdot \text{h}$) (2) pour la transmission de chaleur et K ($\text{Kg} / \text{m}^2 \text{ h mm Hg}$) (1) pour l'absorption- désorption.

Le facteur de potentialité de l'absorption-désorption peut s'exprimer en différences de concentrations du soluté dans les phases gazeuse et liquide ; dans ce cas c'est la dimension et les valeurs du coefficient de transfert de matière K qui sont différents et non la forme de l'équation.

C'est ainsi qu'en désignant par C_g la concentration courante du soluté dans la phase gazeuse et par C_y la même concentration à l'équilibre, on peut réécrire l'équation (2) sous la forme :

$$M = K F (C_g - C_y) T \dots (3).$$

➤ l'adsorption

L'adsorption, à ne pas confondre avec l'absorption, est un phénomène de surface par lequel des molécules de gaz ou de liquides se fixent sur la surface du solide. Ce phénomène a une importance dans l'évolution de nombreuses réactions chimiques.

Le phénomène inverse, par lequel les molécules adsorbées sur une surface se détachent, notamment sous l'action de l'élévation de la température ou à la baisse de pression, ce phénomène se nomme désorption. L A r-D3 Il existe deux sortes **d'adsorption [10]** :

- L'adsorption physique ou physisorption met en jeu des liaisons faibles, du type forces de Van der Waals, analogues à celles qui sont impliquées lors d'une liquéfaction. Elle se produit bien avant que le gaz n'atteigne une pression égale à sa pression de vapeur saturante et à des températures assez basses et voisines du point d'ébullition de la phase adsorbée. Elle est en général réversible et on peut la comparer au dépôt de buée sur une paroi froide. L'équilibre est obtenu lorsque les vitesses d'évaporation et de condensation sont égales. L'adsorption physique est donc favorisée par une baisse de la température.

- Dans d'autres cas, l'adsorption met en jeu des énergies de liaison importantes. On parle alors d'adsorption chimique ou chimisorption. L'adsorption chimique s'accompagne d'une profonde modification de la répartition des charges électroniques des molécules adsorbées, les forces mises en jeu sont du même type que celles qui sont impliquées lors de la formation des liaisons chimiques. Elle est souvent irréversible (ou difficilement réversible) [11].

II.9 . Types de colonnes d'absorption

II.9.1.Colonne à garnissage

1.Définition

Les garnissages représentent en effet une technologie alternative pour effectuer des transferts de matière et de chaleur entre les phases liquide- vapeur circulant à contre courant. L'échange des constituants entre les phases est quantifié par les valeurs de la surface de contact et de la turbulence, plus ces caractéristiques sont importantes, mieux est l'absorption. Ceci explique l'importance du garnissage, qui doit être judicieusement choisie.

2. Divers types de garnissage

- Garnissage en vrac

Ce sont les premiers garnissages qui ont été utilisés et développés à partir de deux formes de bosse (anneaux et selles).d'après la classification usuelle on distingue

- Les anneaux de la première génération « rashing ».
- Les annaux de la deuxième génération sont constitués d'une grande variété de garnissages, le plus souvent en métal ou en plastique.

- Garnissage structurés

D'autres formes de garnissage sont employées dans les colonnes industrielles, par exemple des grilles ou des treillages métalliques, assemblés suivant des géométries variées.

3. Les avantages et les inconvénients des colonnes à garnissages

Les principaux avantages des garnissages sont:

- Faible perte de charge.
- Rétention peu importante.

- Pas de difficultés d'installation dans les petits diamètres.
- Possibilité d'augmentation de capacité, notamment avec les garnissages structurés.
- Simplicité de construction.

A l'encontre de ces avantages, les inconvénients sont:

- Faible flexibilité : particulièrement à faibles débits des liquides, ceci se traduit par des difficultés pour mouiller correctement le garnissage.
- Possibilité d'encrassement par des produits pouvant donner des dépôts ou des incrustations de solide.
- Une plus faible efficacité des colonnes de grand diamètre, difficulté d'assurer une répartition des fluides dans le garnissage [12].

II.9.2. Colonne à plateau

1. Définition

Les colonnes à plateaux à l'origine ont été inventées pour la distillation, mais elles peuvent également être utilisées comme colonne d'absorption. Les plateaux sont munis de déversoirs et particulièrement bien adaptés pour l'absorption, mais en fait, tous les types de plateaux peuvent être utilisés.

2. Divers types des colonnes

On distingue selon l'alimentation de la colonne en gaz et en liquide, trois types de colonnes

1-Colonne à contre courant.

2-Colonne à Co-courant.

3- Colonne à courant croisé.

2.1. Plateaux à courants croisés

2.1.1. Principe de fonctionnement

Dans les colonnes à plateaux à courants croisés, la phase gazeuse ascendante traverse le liquide qui se déplace horizontalement sur le plateau. Un déversoir de sortie maintient sur le plateau un volume de liquide, qui s'écoule par gravité d'un plateau à l'autre par une conduite[13].

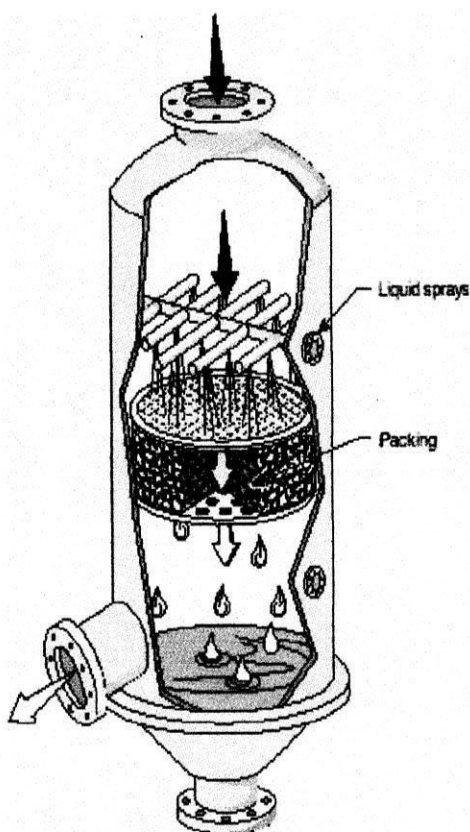
2.1.2. Différents types de plateaux à courants croisés

Il existe différents types de plateaux qui varient selon les producteurs. Le choix du plateau dépend principalement du débit du liquide, de la souplesse d'utilisation souhaitée et du coût de l'installation. Les principaux types de plateaux sont les plateaux perforés, à calottes, à soupapes, à tunnels et à fentes.

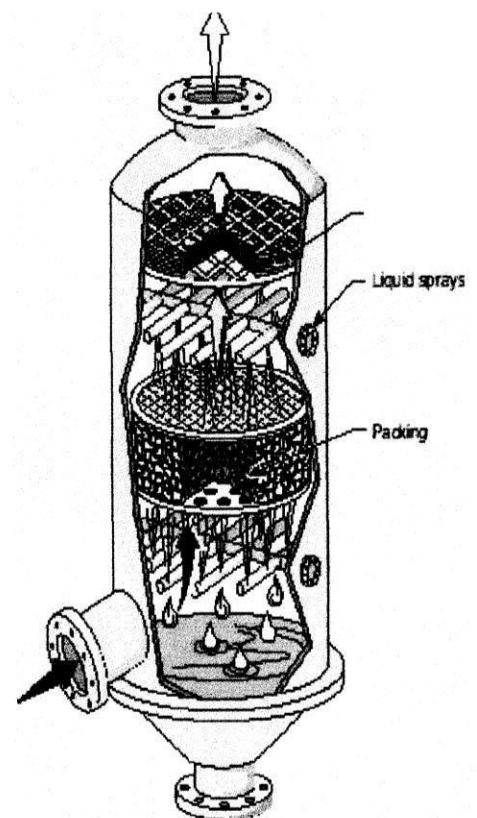
2.2. Les plateaux à contre-courant

2.2.1. Principe de fonctionnement : Les plateaux à contre-courant ne sont composés que de deux zones :

- zone contenant des orifices pour permettre l'écoulement du gaz et du liquide ;
- zone périphérique.



Colonne à Co-courant



Colonne à contre-courant

Figure II.9 : Différents arrangements de distribution des phases dans les colonnes à garnissage.

3. Problèmes rencontrés dans les colonnes à plateaux .**3.1. Pleurage**

Il y a pleurage lorsque le liquide s'écoule d'un plateau à un autre par les orifices du plateau.

3.2. Engorgement

Pour des débits de gaz et de liquide trop importants, on peut atteindre les limites suivantes :

- Engorgement des trop-pleins.
- Engorgement par entraînement.

3.3. Entraînement

On parle de phénomène d'entraînement lorsque le liquide est transporté par le gaz d'un plateau à l'autre plateau supérieur.

3.4. Mauvaise distribution du liquide

Ce phénomène engendre une réduction de la surface de contact entre les phases et une diminution de l'efficacité de la colonne.

II.10. Absorption des gaz acides par solvant**II.10.1. Les différents solvants****➤ Les solvants chimiques**

Ces solvants réagissent chimiquement avec H_2S et le CO_2 par des réactions équilibrées, les réactions d'absorption sont favorisées par une forte pression et une basse température, le solvant peut en suite être régénéré en inversant ces conditions. Parmi les solvants chimiques les plus répandus, il faut citer

- Les solutions aqueuses d'aminé N- méthyle diéthanolamine (MDEA), mono et diéthanolamine (MEA et DEA), dissopropylamine (RIPA).
- Les solutions de carbonate de potassium (la chaux).
- Le diglycolamine en solution aqueuse (procédé fluor) dont le comportement est semblable à celui des éthanol-amines.

Les solvants chimiques, notamment les solutions d'amines sont les mieux adaptées aux paramètres opératoires des unités de traitement.

➤ Les solvants physiques

Ces solvants permettent l'absorption par dissolution des composés acides, sans réaction chimique. Ils sont en général employés pour le traitement de gaz de synthèse.

➤ Les solvants mixtes

Ces solvants sont des mélanges d'un solvant physique et d'un solvant chimique. Le plus connue est le « sulfinol » développé par Shell, mélange de sulfolane et d'une éthanol-amine (MDEA ou DIPA). L'utilisation de ces solvants mixtes dans les unités de raffinage reste limitée.

II.10.2. Différentes aminés utilisées

Les solutions d'aminés sont largement utilisées pour l'élimination des gaz acides dans le raffinage. Les plus couramment employées sont :

- ✓ Mono-éthanol-amine (MEA.), aminé primaire de formule $C_2H_4OH-NH_2$.
- ✓ Di-éthanol aminé (DEA), aminé secondaire de formule $(C_2H_4OH)_2=NH$.
- ✓ Tri-éthanol-amine (MDEA), aminé tertiaire de formule $CH_3(C_2H_4)_3=N$.

La MEA a été la première amine à être mise en œuvre, en raison de sa plus grande facilité de fabrication tout fois, comparée aux amines secondaires et tertiaires, elle a l'inconvénient d'être plus corrosive, c'est pour cette raison que la concentration de MEA est limitée à 15-18% masse. Malgré la MEA, offre en générale un débit d'utilisation plus élevé que celui utilisé avec la DEA et MDEA. D'autre part, la MEA présente une plus grande tendance à former des produits de dégradation que les aminés secondaires et tertiaires en particulier en présence de CO_2 .

II.10.3. Caractéristiques de la MEA

La MEA est un composé mixte qui possède à la fois des propriétés des alcools et des amines, chimiquement elle se comporte comme les amines. Aux conditions normales de pression et de température la MEA est un liquide légèrement visqueux et de faible volatilité, elle est complètement miscible avec l'eau à $20^\circ C$, et dans des nombreux solvants organiques. Les différentes propriétés de la MEA sont regroupées dans le tableau suivant [14].

Tableau II.2 : Propriétés de monoéthanolamine

Désignation	MEA
Poids moléculaire (g)	61
Température d'ébullition (°C)	171
Température de congélation (°C)	10.3
Chaleur latente de vaporisation (kcal/kg)	199.8
Chaleur spécifique a 30 °C (kcal/kg)	0.644
Point d' éclair (°C)	93
Viscosité volumétrique à 20°C (kg/m ³)	1018
Viscosité absolue à 20°C	31.3
pHa50°C,MEA à15%	11.75
Solubilité dans l'eau	Toute proportion
Concentration d'utilisation (%massique)	15-20
Tension de vapeur à 20 oc (mm Hg)	0.36
Tate d'absorption de CO ₂ pour le GN à 42bars à L'équilibre, MEA 15% à 50°C (molCO ₂ /mol MEA)	0.54
Effet thermique d'absorption (kcal/kmolCO ₂)	20150
Tension superficielle à 50°C (erg/m ²)	45.5
Température critique (°C)	350
Température d'auto inflammation (°C)	385
Pression critique (bars)	89.85
Température de décomposition (°C)	130-180

II.10.4. Problèmes rencontres lors de l'application de la MEA

L'utilisation de monoéthanolamine présente les inconvénients suivants :

1- Toxicité

La MEA ne présente pas de forte toxicité, les cas de toxicité sont par voie orale. Les vapeurs de la MEA ne peuvent provoquer un danger pour la santé que si l'aminé est chauffée.

2- Corrosion

C'est le problème le plus grave qui est rencontré au niveau des unités qui utilisent MEA. Elle résulte de la boue déposée sur la surface de l'acier, les agents principaux responsables de la corrosion sont les gaz acides.

Une méthode classique pour réduire la corrosion dans les équipements de transport et de stockage d'ammoniac consiste à utiliser des inhibiteurs de corrosion. Certains constructeurs proposent l'utilisation de l'acier inoxydable pour éviter la corrosion par les amines.

3- Oxydation

Les amines s'oxydent facilement à l'air et forment en présence des acides organiques corrosifs. Pour réduire les effets des produits corrosifs, il est important d'introduire un courant d'azote dans les réservoirs de stockage afin d'éviter le contact de l'oxygène atmosphérique avec la solution (MEA).

4- Le moussage

Le moussage peut réduire le débit des installations et augmenter la perte de MEA, et empêche sa régénération adéquate. Le moussage réduit également l'efficacité de transfert de masse à cause du mauvais contact entre le gaz et le liquide. Les facteurs favorisant le moussage sont :

- ✓ Les solides en suspension finement divisés.
- ✓ Les acides organiques dans le gaz.
- ✓ Les inhibiteurs de corrosion.
- ✓ Les hydrocarbures dissous.

Afin d'éviter le moussage on utilise une filtration convenable des impuretés accumulées et assurer le bon déroulement de la vaporisation.

Des agents anti-mousses comme la silicone et les alcools à hauts points d'ébullition sont utilisés.

Un autre moyen préventif c'est d'utiliser un système de filtration pour éliminer les particules solides supérieures à un micron ($1\mu\text{m}$), par l'application du charbon activé pour la MEA.

5- Perte de la solution MEA

Des pertes d'ammoniac peuvent se produire par :

- Entraînement de la solution
- Dégradation chimique de l'ammoniac

➤ Fuites mécaniques et vaporisation

✓ **Par entraînement**

La MEA et l'eau se déplacent au sommet de l'absorbeur, l'entraînées par le gaz CO₂.

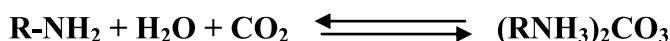
✓ **Par dégradation**

Ces pertes sont dues à l'augmentation de la température et à la présence de sulfure de carbone (COS) ou le di-sulfure de carbone (CS₂) présents dans le gaz naturel et peuvent provoquer la dégradation de la solution MEA.

✓ **Par vaporisation**

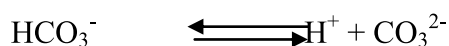
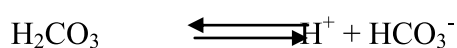
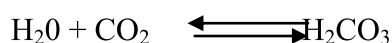
Des pertes d'aminés sont dues également à la vaporisation qui se produit lors de l'élévation de la tension de vapeur de la MEA. Cette dernière sera récupérée par un simple lavage à l'eau.

✓ **Mécanisme de la réaction MEA-CO₂**

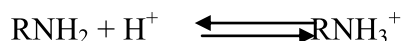


C'est une réaction de neutralisation, elle est favorisée en milieu acide.

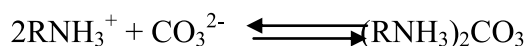
Initiation :



Propagation :



Terminaison :



Avec **R = CH₂-CH₂-OH**.

II.11.L'influence des paramètres opératoires sur l'absorption

• Pression et température de fonctionnement

La solubilité des gaz augmente quand leurs pressions partielles augmentent on a donc toujours intérêt à faire fonctionner les colonnes d'absorption à la pression la plus haute possible. La pression de fonctionnement de l'absorbeur est dictée par les caractéristiques physicochimiques du gaz à traiter.

Il est rarement économique de comprimer les gaz avant de l'introduire dans la colonne d'absorption, sauf s'il est riche en composés absorbables ou si une compression est nécessaire pour alimenter l'unité en aval.

La solubilité du gaz est d'autant plus grande que la température du solvant est plus faible. Par conséquent, dans les installations de traitement du gaz comprenant une colonne d'absorption et une colonne de régénération on refroidit toujours le solvant régénéré en réchauffant la solution qui sort du fond de l'absorbeur par échange thermique.

Cette opération permettra de réduire de La consommation d'énergie et favoriser en contre partie un gain économique.

II.12. choix de solvant

D'une façon générale, les solvants utilisés en absorption, en distillation extractive et distillation azéotropique doivent être dans la mesure du possible thermiquement stables, peu chers, non corrosifs, non toxiques et non inflammables, il doivent être en plus, sélectifs et facilement séparables des constituants entraînés [15].

En, plus le solvant ne doit pas être visqueux ni moussant.

❖ Volatilité :

Le solvant doit être peu volatil, en effet, les gaz sortent de la colonne, sont pratiquement saturés en solvant à la température d'entrée de celle-ci. Il est toujours intéressant de refroidir le solvant avec un circuit d'eau de réfrigération plutôt qu'un groupe frigorifique.

❖ Capacité d'absorption :

Les absorbants doivent avoir une grande capacité d'absorption tout en étant sélectifs, et facilement séparables du soluté.

La désorption se fait essentiellement par détente de solvant jusqu'à la pression atmosphérique, celle-ci peut être suivie d'un sous vide d'un stripage à la vapeur d'eau ou d'une combinaison de ces opérations pour réduire la teneur en gaz acide dans le solvant recyclé et améliorer le rendement de l'absorption.

L'absorbant choisi pour l'opération d'absorption doit au moins avoir les qualités suivantes :

- Forte solubilité Pour accélérer le taux d'absorption et économiser le solvant
- Faible viscosité une solution trop visqueuse diminue le transfert de chaleur.

II.13.L'équilibre liquide-vapeur

Dans un système gaz-liquide en contact il s'établit un équilibre macroscopique qui dépend de la nature des phases en contact, de la température et de la pression. Le gaz se dissout dans le liquide jusqu'à, ce que la concentration d'équilibre soit atteinte; si la concentration de gaz dissous dans le liquide est supérieure à celle d'équilibre, l'excès de gaz passe en phase gazeuse.

Ainsi pour un certain gaz en contact avec un liquide, la concentration à l'équilibre est une fonction de la pression et de la température:

$$C=f(P,T) \dots\dots\dots(1)$$

A température constante, la relation (1) correspond à la loi de Henry (la pression du gaz est proportionnelle à sa fraction molaire dans le liquide)

$$P_A=H_A X_A \dots\dots\dots(2)$$

Où H_A est la constante de Henry a les dimensions d'une pression.

En tenant compte de la loi de Dalton, selon laquelle, dans un mélange, le rapport de la pression partielle d'un constituant à la pression totale est égal à la fraction molaire du constituant

$$P_A/P = Y_A$$

L'équation (2) devient : $P Y_A=H_A X_A \dots\dots\dots (3)$

Avec Y_A la fraction molaire du constituant A dans la phase gazeuse.

Par conséquent, la courbe de distribution sera une droite, dont la pente H_A/P est égale au coefficient de partage (k) du soluté A : $\mathbf{K = \frac{HA}{P} = \frac{YA}{XA} \dots\dots\dots(4)}$

CHAPITRE III

Description de procédés, Sécurité et L'environnement

III.1.Description de l'installation ASCO carbone Dioxyde LTD Switzerland [16].

A l'unité de Reghaia, l'installation est de type (ASCO carbone Dioxyde), Le CO₂ est produit par la récupération des fumées de combustion du gaz naturelle ou du gasoil, Avec une capacité de combustion égale à 1000 kg /h.

Les principaux éléments qui constituent l'installation sont les suivants :

- **Rebouilleur (chaudière) :**

C'est un brûleur fonctionnant à deux types de combustible le gasoil et le gaz naturel. Il est muni d'une soupape de sécurité et d'un indicateur de niveaux (pour la solution de refroidissement) et de pression.

- **Tour du lavage :**

C'est une colonne garnie de cliquets en acier inoxydable permettant le déplacement à contre courant des fumées et l'eau.

- **Système d'absorption et de désorption :**

Deux colonnes placées en série garnie d'anneaux, dans les quels circulent à contre courant la MEA et la fumée.

- **Compresseur :**

C'est un compresseur à deux étages avec une pression de sortie égale à 1800 kPa et une température de 350° C.

- **Batterie de dessiccation (sécheur à CO₂) :**

Composée de deux colonnes garnies de gel d'alumine, les deux séchoirs fonctionnent par alternance.

- **Système de liquéfaction :**

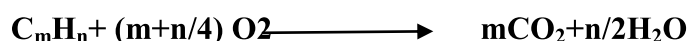
C'est un échangeur de chaleur à plaques ou le transfert de chaleur se fait entre le gaz et le réfrigérant .

III.2. Fonctionnement de chaque équipement

Rebouilleur (chaudière)

La combustion est une réaction chimique fortement exothermique, autonome, susceptible de s'accélérer brutalement et d'être accompagnée d'émission de rayonnement, elle peut être lente ou vive, turbulente, spontanée, catalytique.

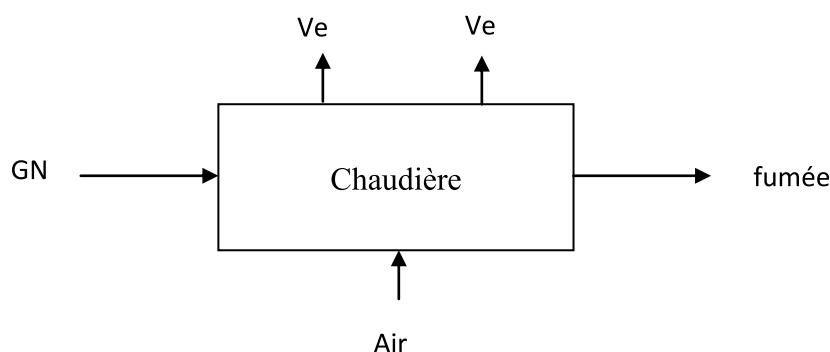
Elle nécessite un comburant (généralement l'air ou l'oxygène). et un combustible (tel que les composés hydrocarbonés). D'une manière générale la combustion complète d'un composé hydrocarboné produit le CO_2 et H_2O .



Le carburant utilisé au niveau de l'atelier de CO_2 est le gaz naturel qui est composé de 90% de CH_4 et moins de 10% de C_2H_6 , le propane et d'autres gaz sont à l'état de traces tel que :

le nC_4H_{10} , et iC_4H_{10} .

C'est le moins polluant des combustibles carbonés, il produit très peu d'hydrocarbures imbrûlés et peu d'oxyde d'azote, il est aspiré par une pompe contenant un filtre qui retire toute particule solide du carburant. La combustion se produit dans un four et génère le gaz de combustion qui passe ensuite à travers les tubes, transférant la chaleur dégagée lors de l'oxydation à la solution MEA contenue dans une enveloppe du rebouilleur. La chaleur absorbée par la solution MEA transforme une quantité de cette dernière en vapeur. Cette dernière s'achemine en suite du rebouilleur vers la tour de désorption par la ligne de vapeur. Le niveau de la solution MEA dans le rebouilleur est contrôlé par le contrôleur de niveau, qui va déclencher une alarme et un arrêt d'urgence de l'usine si le niveau est trop haut ou trop bas.



Lavage du gaz de combustion

Le gaz de combustion chaud venant du rebouilleur à une température d'approximativement 350-380°C, passe verticalement à travers la tour de lavage qui est garnie de garniture d'étanchéité de cliquets en acier inoxydable. L'eau de laveur qui a été dosée avec de la soude caustique (NaOH) ou cendre de soude (Na₂CO₃) en tête de colonne est distribuée de manière régulière, le contact entre les deux phases se fait à contre courant, refroidissant les gaz de combustion à approximativement à 35°C. Dans la tour les fumées de combustion sont débrayées de leurs impuretés (gaz acide et particules non brûlées). Ce procédé de lavage empêche ces impuretés d'entrer dans le système aminé.

Recyclage de l'eau du laveur

L'eau de laveur collectée au fond de la tour de lavage de température 55 voir 60°C, subit plusieurs opérations, elle est filtrée en premier lieu, refroidie à 35-37°C, son pH est réajusté et maintenu au point de réglage (8-9) via les pompes de la soude caustique, pour enfin réintégré la tour de lavage à nouveau. Ce recyclage présente des avantages et des inconvénients .

Absorption du CO₂ et désorption

Le fonctionnement du procédé d'absorption et de désorption du CO₂ consiste en la circulation en continue de la solution MEA, qui est refroidie et postérieurement enrichie par le CO₂ dans la tour d'absorption, ensuite chauffée et rectifiée à la vapeur. La MEA relâche le CO₂ dans la tour de désorption pour devenir une solution pauvre.

1. Absorption

Le gaz de combustion froid est introduit en bas de colonne avec une teneur de 14% à entrée de la tour d'absorption et passe verticalement vers le haut de la colonne à contre courant avec la solution MEA pauvre (50°C). La solution MEA pauvre a une grande affinité pour le CO₂ (gaz de combustion), les fumées entrent en contact étroit avec le MEA, la solution MEA riche en CO₂ quitte la tour d'absorption à d'une température de quelques degrés supérieures à celle de la solution pauvre.(chaleur récupérée par la MEA riche).

L'absorption est basée sur la différence de pression partielle de CO₂ dans les différentes phases, cette dernière doit être supérieure dans le gaz de combustion que celle dans l'absorbant(MEA).

La soupape de commande de température régule le débit d'eau de refroidissement nécessaire pour refroidir l'amine pauvre avant qu'elle entre dans la tour d'absorption.

Si la température de la MEA pauvre sortie d'échangeur de chaleur (amine/eau) est trop haute, une alarme sera enclenchée et l'unité s'arrête. La soupape de commande de débit régule le débit de la solution pauvre qui alimente la chaudière, le transmetteur de débit mesure le débit de la solution pauvre, et régularise le débit de la solution riche pauvre, il active une alarme et un arrêt d'urgence si le débit devient trop faible. La MEA est constituée de (Monoéthanolamine $\text{H}_2\text{N}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH}$) de carbonate de cuivre (CuCO_3) et l'eau. Le carbonate de cuivre est ajouté pour donner une couleur verte bleuté à la MEA .

2. Désorption (dégazage, stripping)

La solution MEA riche est pompée vers la tour de désorption, passant par un filtre à solution où les solides en suspension sont retirés de la MEA.

La solution MEA riche chauffée dans un échangeur de chaleur (aminé pauvre/aminé riche) puis injectée en haut de colonne de désorption, se déplace vers le bas de la colonne à contre courant. La vapeur d'eau venant de la chaudière à une température de 126°C . Cette dernière a pour rôle de chauffer le fond de colonne pour augmenter la concentration du soluté en tête de stripper. La désorption est possible lorsque la pression partielle de soluté dans le liquide est supérieure à celle dans le gaz.

Stripeur = dé gageur

3. Description du circuit de la solution MEA vers l'absorbeur :

La solution MEA pauvre est aspirée depuis le rebouilleur pour être acheminée jusqu'à l'absorbeur qui tend à refroidir la solution de $126,8^\circ\text{C}$ à 79°C et à transférer cette quantité de chaleur à la solution MEA riche dans un échangeur de chaleur (amine pauvre lamine riche).

La MEA pauvre a subi un deuxième refroidissement jusqu'à la $T=50^\circ\text{C}$. La circulation d'amine est représentée dans la **figure 1**.

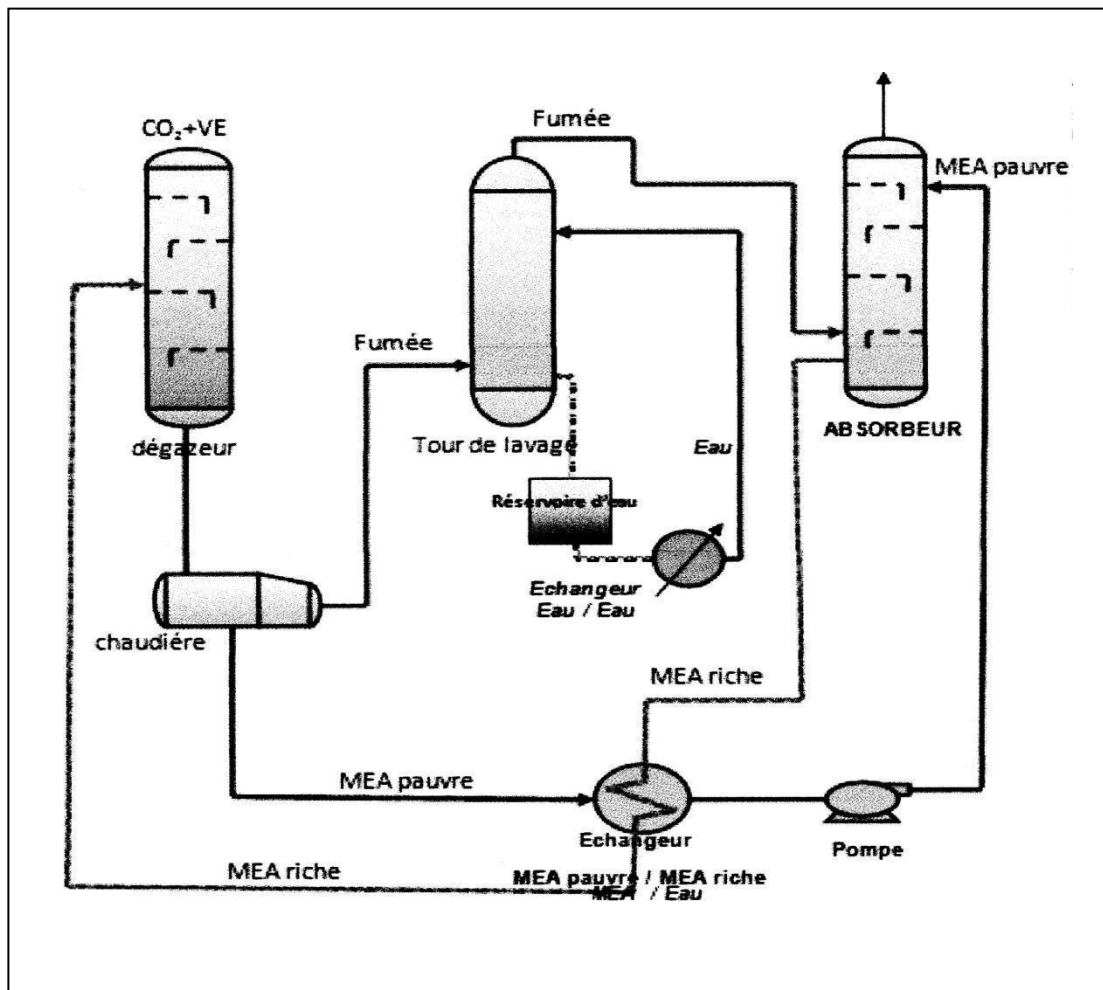


Figure III .1 : circulation de la solution amine .

❖ Traitement de CO₂ :

Après la phase de production de CO₂, vient la phase de traitement qui comprend :

- 1-Compression de CO₂ gazeux et séparation de l'humidité dans le compresseur.
- 2-Suppression efficacement de NO_x (NO+NO₂) dans l'épurateur.
- 3-Absorption de l'humidité dans l'unité d'absorption (sécheur à CO₂).
- 4-Supprimer toutes les traces de MEA pour que le CO₂ soit exempté d'impuretés dans le filtre à carbone.

Compression de gaz CO₂ :

La compression s'effectue par un compresseur à piston bi-étage, le premier étage comprime le gaz CO₂ de 0 à 3,6bars, le second étage augmente la pression du CO₂ jusqu'à 19bars.

En amont du premier étage de la compression, on retrouve l'amortisseur d'aspiration qui offre une séparation de l'humidité retenue dans le CO₂ gazeux.

Refroidissement de la tête du compresseur:

Le refroidissement s'effectue à l'eau, une jauge indique la température de sortie de l'eau de refroidissement, le débit d'eau nécessaire à cet effet est régulé par la soupape de commande thermostatique.

Refroidissement du gaz CO₂ :

Le gaz CO₂ comprimé au premier et au second étage, à température de 125-135°C, est refroidi par l'eau dans un refroidisseur intermédiaire jusqu'à une température de 35-45°C.

L'humidité est alors condensée puis séparée par le séparateur à eau, ce dernier draine l'humidité et empêche le gaz de s'échapper.

Épurateur du CO₂ :

L'épuration de CO₂ par l'élimination de NO_x est réalisée en faisant réagir à la solution alcaline de permanganate de potassium avec le gaz à haute pression.

Un interpréteur de haut niveau fournit une protection contre le haut niveau de permanganate dans l'épurateur, permet l'arrêt du compresseur et ferme la soupape de sécurité automatiquement s'il y a anomalie.

L'intercepteur de pression de l'épurateur contrôle également la soupape automatique en laissant le gaz putréfié de se déplacer, seulement si la pression de la tour est au-dessus du point de réglage (12bars).

Sécheur du CO₂ :

Le sécheur est une unité d'absorption basée sur un système de moléculaires à deux colonnes. Le sécheur opère sur un cycle standard séchage-régénération par lequel une colonne

absorbe l'humidité du gaz CO₂ et l'autre est régénérée par le gaz de régénération chauffé ou gaz de lavage).

Filtre de CO₂ à carbone :

Le filtre à carbone haute pression fournit une efficace épuration de gaz, comme le gaz CO₂ se déplace verticalement vers le filtre à carbone, tous les contaminants restant dans le gaz sont adsorbés sur la surface du charbon activé. La filtration finale est réalisée sur un ultrafiltre de (un micro). La jauge de pression différentielle sur l'ultrafiltre indique la chute de pression à travers l'ultrafiltre et signale la période de nettoyage.

Un transmetteur de point de rosée active une alarme si le point de rosée augmente trop. Un point de réglage est disponible après le filtre à charbon activé pour le contrôle de la pureté, de l'odeur et les tests de goût du CO₂

Après la récupération et le traitement, le CO₂ gaz arrive à la dernière étape qui est la liquéfaction, ou l'introduction du froid est indispensable. Au cours de cette étape, le CO₂ subit les opérations suivantes :

Système de liquéfaction :

Le système comprend deux côtés, côté CO₂ (côté gaz) et côté réfrigérant :

- Côté CO₂ le gaz CO₂ est comprimé à 17-20 bars, liquéfié entre (-28°C et -37°C) à 18 bars et stocké sous pression.
- Côté réfrigérant le fréon subit une détente pour produire du froid, à sa sortie du liquéfacteur, il est sous la forme vapeur, en suite le réfrigérant est envoyé vers le compresseur.

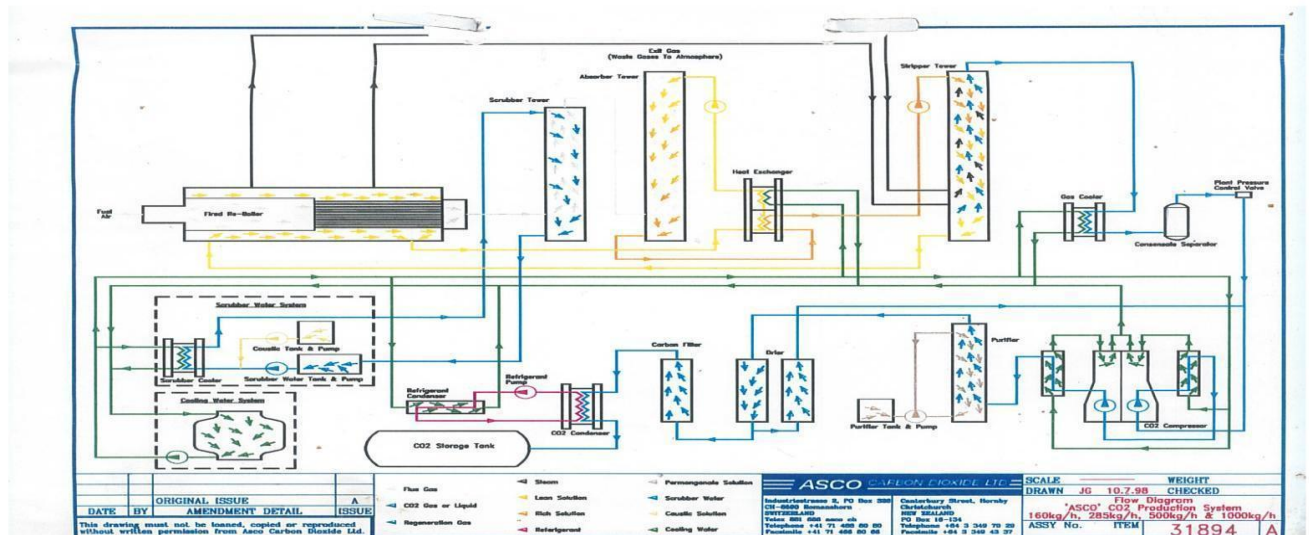


Figure III.2 : schéma de l'atelier de CO2.

- | | |
|----------------------------|------------------------------|
| 1- Rebouilleur | 10- tour de purification |
| 2- Tour de lavage | 11- réservoir de KMnO4 |
| 3- Tour d'absorption | 12- batterie de dessiccation |
| 4- Echangeur de chaleur | 13- filtre de carbone |
| 5- Tour de désorption | 14- condenseur de CO2 |
| 6- Echangeur de chaleur | 15- condenseur réfrigérant |
| 7- Séparateur de condensat | 16- tank de stockage |
| 8- Vanne de contrôle | 17- tank de NaOH |
| 9- Compresseur de CO2 | MEA monoéthanolamine |
| | EC-eau chaud |

III.3 . Consigne de sécurité

Généralité :

Pour les détails des conditions de sécurité requises, on doit se référer aux codes de pratique standard appropriés, réglementés par les organismes d'assurances, par les lois sur la santé et la sécurité et la sécurité au travail et autres informations du fabricant.

Tableau.III.1. Résumé sur les risques des matières premières .

	Précaution de manipulation	Effet sur santé et premiers secoure
MEA	-stocker loin de la chaleur dans un endroit correctement ventilé -le KMnO ₄ et MEA doivent être stockés aussi loin l'un de l'autre que possible -éviter l'écoulement dans l'égout.	-l'aspiration dans les poumons peut causer des l'émissions pulmonaire -bruleurs chimique de la bouche, gorge, œsophage et estomac. -ne pas faire vomir, donner deux verres de lait ou d'eau
Charbon actif	Scelle hermétiquement Peut s'enflammer spontanément	Irritations du système du système respiratoire Se moucher le nez pour en retire la poussière
Permanganate de potassium	Porter des vêtements de protection Stocker loin de matériaux combustibles	Rincer abondamment l'œil avec de l'eau
Anti mousse	Eviter tout contact avec les yeux, la peau et les vêtements, éviter également d'en respirer les vapeurs.	Le liquide peut causer sur les yeux une douleur avec rougeurs immédiatement par l'eau. Peut casser des perturbations gastriques

III.4 .L'environnement

L'air est l'un des éléments nécessaires à la vie, et celui que nous consommons en plus grande quantité : 14kg d'air en moyenne chaque jour, pour 1,5 kg de nourriture et 2 kg d'eau. L'atmosphère joue également un rôle majeur vis de la régulation des climats et le maintien des conditions d'équilibre de la biosphère.

III.4.1.L'effet de serre

L'effet de serre est un phénomène Naturel qui permet à notre planète d'accueillir la vie. Sans lui, la température à la surface terrestre serait de l'ordre de -18°C , alors qu'elle est aujourd'hui de l'ordre de $+15^{\circ}\text{C}$. cette pollution atmosphérique renforce l'effet de serre et entraîne un réchauffement climatique [17].

III.4.2.Les effets de l'augmentation de l'effet de serre sur l'environnement

Les problèmes engendrés par une accentuation de l'effet de serre seraient :

Le réchauffement de la planète (entre $1,5$ et 6°C) avec les risques associés : fonte des calottes glacières, hausse du niveau de la mer .certaines régions risquent fortement d'être inondées

Sécurité :

La sécurité d'un usines de traitement des hydrocarbures est une importance fondamentale elle a pour but d'assurer la protection des installations afin de permettre la poursuite de leurs activités et d'éviter tous les risques qui menacent l'intégrité des travailleurs et de l'environnement.

III.4.3.mesure de sécurité pour le CO₂**✓ Toxicologie, symptômes :**

Le dioxyde de carbone n'est pas considéré comme un gaz dangereux mais une augmentation de sa concentration dans l'organisme conduit à une modification de PH (acidité) et à des effets sur le métabolisme cellulaire.

✓ Prévention :

Le contrôle de la ventilation est suffisant pour maintenir le taux de CO₂ à un niveau acceptable .il faut être vigilant dans les habitations bien isolées où les combustions sont importantes et dans les caravanes où l'espace est réduit.

III.4.4.Mesure de sécurité pour la MEA**✓ Toxicologie, symptômes :**

Des effets toxiques graves sont provoqués par l'utilisation imprudente de la MEA

Lorsque la MEA est chauffée, il se forme de la vapeur concentrée dans de très grandes proportions

La MEA est un composé alcalin puissant et peut irriter les yeux et la peau. Les solutions diluées même jusqu'à 1% peuvent provoquer des irritations considérables en cas de contact prolongé ou répété.

✓ **prévention :**

La méthanolamine doit être stockée loin de la chaleur dans un endroit correctement ventilé.

Suivant la réglementation, éviter les écoulements dans l'égout.

Au brûlage, il peut produire des oxydes de carbone et des produits de combustion, il faut utiliser le CO₂ poudre pour éteindre le feu.

CHAPITRE IV

Matériels et méthodes

Partie I

IV. Analyses et contrôles

IV.1. Les essais effectués au cours de la combustion

(Les tests sont réalisés au laboratoire de l'atelier).

- Le contrôle des fumées issues de la combustion s'effectue par l'analyse de paramètre

Suivant :

- Teneur en CO_2

➤ Contrôle de la teneur en CO_2

- **But de travail:** recherche du dioxyde de carbone dans les fumées.
- **Principe:** le gaz carbonique est absorbé par une solution de potasse.

Matériels et réactifs:

- **Matériels:** appareil: burette Claude (0-100%).
- **Réactifs:** - solution de potasse (300 gr dans 100 ml d'eau distillée).
- pureté potasse caustique utilisée 86%.

Mode opératoire:

- Laver la burette à grande eau et l'égoutter soigneusement.
- Ouvrir les deux robinets de la burette.
- Relier la partie inférieure de la burette à la source du gaz CO_2 à analyser, régler à faible débit, par l'intermédiaire d'un tuyau caoutchouc.
- Faire circuler le gaz dans la burette pendant quelques secondes pour la purger.
- Fermer le robinet supérieur de la burette, puis immédiatement après le robinet inférieur.
- Séparer la burette de la source de dioxyde de carbone.
- Faire tourner rapidement d'un demi-tour le robinet supérieur de façon à évacuer un éventuel excès de pression.

- La burette étant maintenue verticale, rempli l'entonnoir de solution absorbante.
- Ouvrir le robinet supérieur, la solution entrant en contact avec le gaz, l'absorbe et descend dans la burette.
- Attendre 10 min environ.
- Lire sur la partie graduée de la burette le niveau atteint par la solution qui y a pénétré.

Remarques: le chiffre lu sur la burette représente la teneur du dioxyde de carbone dans la fumée en pourcentage.

Les résultats sont mesurés à la pression atmosphérique (1 ATM) et à la température ambiante. Voir tableau (1)

IV.2. Les essais effectués au cours de l'absorption

Les essais sont effectués essentiellement sur :

- Contrôle de la teneur en CO₂ dans les résiduaire (mise à l'air).
- Contrôle de la concentration de la MEA.

IV.2.1. Contrôle de la teneur en CO₂ dans les résiduaire

- **But de travail:** la mesure de la teneur du CO₂ présente dans le gaz d'échappement.
- **Principe:** par absorption calorimétrique à travers des tubes dragué spécifique à l'impureté recherché, le gaz interféré est retenu dans la couche préliminaire. La couche indicatrice se colore en violet en présence du CO₂.

-Matériels:

- pompe draguer accroc.
- Tubes réactifs dragué spécifique au CO₂.

-Réactifs: amine.

Mode opératoire:

- Briser les extrémités du tube.
- Insérer fermement le tube dans la pompe suivant la flèche d'orientation, qui doit être dirigée vers la pompe.

-Aspirer l'échantillon de gaz à travers le tube, la durée de la mesure pour 10 coups de pompe est environ 4 min.

-Après utilisation, purger la pompe à l'air.

-Évaluer la longueur totale de la coloration.

-Résultat doit être donné par rapport à des conditions standard de P et T (25°C et lat.).

- Remarques: les principales conditions à respecter sont les suivantes:

* Débit du gaz parfaitement réglé à 0,5 - 1 l/min.

* Date limite d'utilisation du tube de l'indicateur non dépassé.

* Conservation des tubes à l'abri de la lumière et à une température de l'ordre de 20° C. Voir tableaux 01.

IV.2.2. Contrôle de la teneur de la solution d'absorption, monoéthanolamine

- But de travail : la détermination de la concentration de MEA dans la solution de lavage du gaz CO₂.

- Principe : Dosage de la solution de la MEA par une solution d'acide sulfurique en présence d'indicateur coloré l'hélianthine.

Matériels et réactifs :

- Matériels :

- Erlenmeyer 300ml
- Burette 50 ml graduée
- Pipette 10ml.

- Réactifs et préparation :

- H₂SO₄ (1 N) soit 28 ml/L, d'eau distillée (acide sulfurique pur utilise à 97%).
- Hélianthine (0.5W100 ml eau distillée), hélianthine utilisé > 96%.

Mode opératoire :

-A l'aide d'une pipette, mettre 10 ml de la solution d'absorption MEA dans l'erlenmeyer.

-Diluer la solution à 100 ml d'eau distillée, Ajouter quelques gouttes de la solution

D'hélianthine.

- Verser goutte à goutte à l'aide d'une burette la solution H_2SO_4 (IN), tout en agitant.

-Arrêter le titrage au moment où apparaît une coloration rouge persistante soit V le volume, lu sur la burette.

Calculs et résultats :

T : Teneur en MEA

$$T = 0.611 \times V (\%)$$

IV .3. Contrôle de la pureté du dioxyde de carbone

- **But de travail** la Mesure de la pureté du gaz carbonique.

- **Principe:** le gaz carbonique est absorbe par une solution de potasse.

Matériels et réactifs :

-Matériels :

-Burette Claude (95400%).

- Fiole jauge 11.

- Becher de 500ml.

-Réactifs :

- Solution de potasse (300g dans 1000 ml d'eau distillée).

- Pureté de la potasse caustique utilise 86 %.

Mode opératoire:

- Laver la burette à eau et l'égoutter soigneusement.

- Ouvrir les deux robinets de la burette.

- Relier la partie inférieure de la burette à la source du gaz CO_2 à analyser, régler le débit.

- Faire circuler le gaz dans la burette pendant quelques secondes pour la purger.
- Fermer le robinet supérieur de la burette, puis immédiatement après le robinet inférieur.
- Séparer la burette de la source de dioxyde de carbone.
- Faire tourner rapidement d'un demi-tour le robinet supérieur, de façon à évacuer un éventuel excès, de pression.
- La burette étant maintenue verticale, remplir l'entonnoir de solution absorbante.
- Ouvrir le robinet supérieur, la solution entrant en contact avec le gaz, l'absorbant descend dans la burette.
- Attendre 10 minutes environ.
- Lire sur la partie graduée de la burette le niveau atteint par la solution qui pénétré.

Calcul et résultat :

Le chiffre lu représente le titre en dioxyde de carbone présent dans l'échantillon exprimé en pourcentage.

Remarque :

Les résultats sont mesurés à la pression atmosphérique (01 ATM) et à la température Ambiante.

IV.4 .Détermination de la quantité de CO₂ non résorbée

Le contrôle de la quantité de CO₂ non résorbée est réalisé selon le mode opératoire suivant:

On prend 10m! De solution MEA pauvre après rectification. Dans un matras jaugé de 100 ml, on dilue par de l'eau distillée jusqu'à ce que le niveau atteigne le trait de repère et on mélange soigneusement la solution.

On prélève à l'aide d'une pipette 10 ml de la solution obtenue et après avoir ajouté à celle-ci 4 à 6 gouttes de phénophtaléine (0,1%), on titre la solution par la solution étalon de HCl jusqu'à disparition de la couleur rose par suite de l'addition d'une seule goutte.

On ajoute à la solution titrée une à deux gouttes de méthylorange, la solution devient jaune, on continue le titrage jusqu'à ce que la coloration rose apparaisse[18] .

Calculs :

Lors du titrage de la solution par la phénophtaléine, on titre le MEA libre et la moitié du sel. Après addition du méthylorange, on titre la deuxième moitié du sel.

$$V_1HCl = 0 \text{ ml}$$

$$V_2HCl = 10 \text{ ml}$$

$$N_{Sel} = \frac{NHCL.2(V_2-V_1)}{10}$$

$$= \frac{0.1023 \times 2(10 - 0)}{10}$$

$$N_{Sel} = 0.20HCL$$

$$Q_{Sel} = N_{sel}.Meq_{sel} .0.1$$

$$= 92 \times 0.2046 \times 0.1$$

$$Q_{sel} = 1.88232g$$

$$Meq = 92g/mol$$

$$N_{HCL} = 0.1023$$

Interprétation

Les analyses réalisées sur la production du dioxyde de carbone, nous ont permis de retenir trois principales sources de pertes:

- 1) Les sorties résiduelles en haut de la colonne d'absorption représentent Une quantité relativement plus importante.
- 2) Une quantité de CO₂ est restée dans la MEA pauvre après la désorption.
- 3) le reste des pertes en CO₂ est confirmé lors du retour d'une partie de celui-ci vers la régénération des deux batteries de dessiccation.

Commentaire:

Malgré le peu d'intérêt que représentent les pertes en haut de colonne, il est préférable de les récupérer et les gagner dans la production.

La circulation de la MEA (solution) conjointement à sa concentration détermine l'efficacité de fonctionnement du procédé d'absorption et la rectification du CO₂.

Une concentration de MEA trop importante requiert une température de rectification trop haute ce qui pouvait entraîner une détérioration du MEA.

Une concentration de MEA qui va augmenter le niveau de CO₂ dissout par unité de MEA qui pourrait augmenter les pertes de CO₂ dans les amines pauvres. Si la quantité de la MEA est en dessous de 6%, l'ajout de cette dernière, en accord avec la capacité de production de l'usine.

Dans le cas où la teneur de la MEA est en dessus de 10%, on réduit ou on arrête l'appoint de la MEA jusqu'à ce que la concentration exigée soit atteinte.

Tableau.IV.1 .Bulletin de contrôle

Désignation	Standards	Teneur									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CO ₂ (fumée)	11.8-12%	11.8	11.2	11.6	12	11.8	12	12	11.6	11.8	11.8
CO ₂ (sortie gaz échappement)	<1%	0.9 %	0.9	0.6	0.9	0.5	0.6	0.9	1	0.6	0.9
Solution MEA	<8%	7.86%	6%	7.84	7.87	8.6	7.86	7.6	7.85	7.86	7.85
Pureté de CO ₂	≥99.5	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9

IV.5. Analyse de la pureté de CO₂ par CARBOSCAN 300, CCE

➤ Principe de la méthode

CARBOSCAN 300 contrôle le CO₂ en continu et à la demande. Il mesure les concentrations des contaminants de CO₂ dans un intervalle allant de mm (partie par millier) à ppb (partie par billion). Les lignes d'échantillonnage sont branchées à différentes conduites de CO₂, (avant et après le filtre au charbon actif, par exemple). En mode Scan continu, le CARBOSCAN 300 fonctionne entièrement automatique. L'intervalle entre deux mesures est de 9 secondes. Lors des inspections de réception, le CARBOSCAN 300 travaille à la demande. Après le lancement d'une mesure de contrôle d'un camion citerne on démarre du tableau de commande, le CARBOSCAN 300 passe à la ligne d'échantillonnage requise et effectue la mesure automatiquement. Après un nombre de mesures configurable, il affiche le résultat de l'analyse dans le tableau de commande Camion. La seconde ligne d'échantillonnage, qui sera mesurée à la demande, est le canal de test. Pour contrôler la sensibilité du système, il est conseillé de tester régulièrement le CARBOSCAN 300 avec un mélange gazeux. Deux bouteilles de gaz de test et un mélangeur sont disponibles à cette fin. Pour effectuer un test, il faut ouvrir les deux bouteilles de gaz et appuyer sur le bouton Gaz d'essai du tableau de commande du CARBOSCAN 300. L'appareil effectue automatiquement la mesure et imprime le résultat sur un certificat [19].

- **Vue d'ensemble :**

Le système CARBOSCAN 300 comprend, outre le système de mesure, deux systèmes satellites d'observation des mesures d'évaluation des résultats des mesures et de contrôle des activités. Tous les systèmes sont connectés au CARBOSCAN 300 à l'aide de câbles. CARBOSCAN 300 et VISU prennent entièrement en charge les réseaux LAN et WAN.

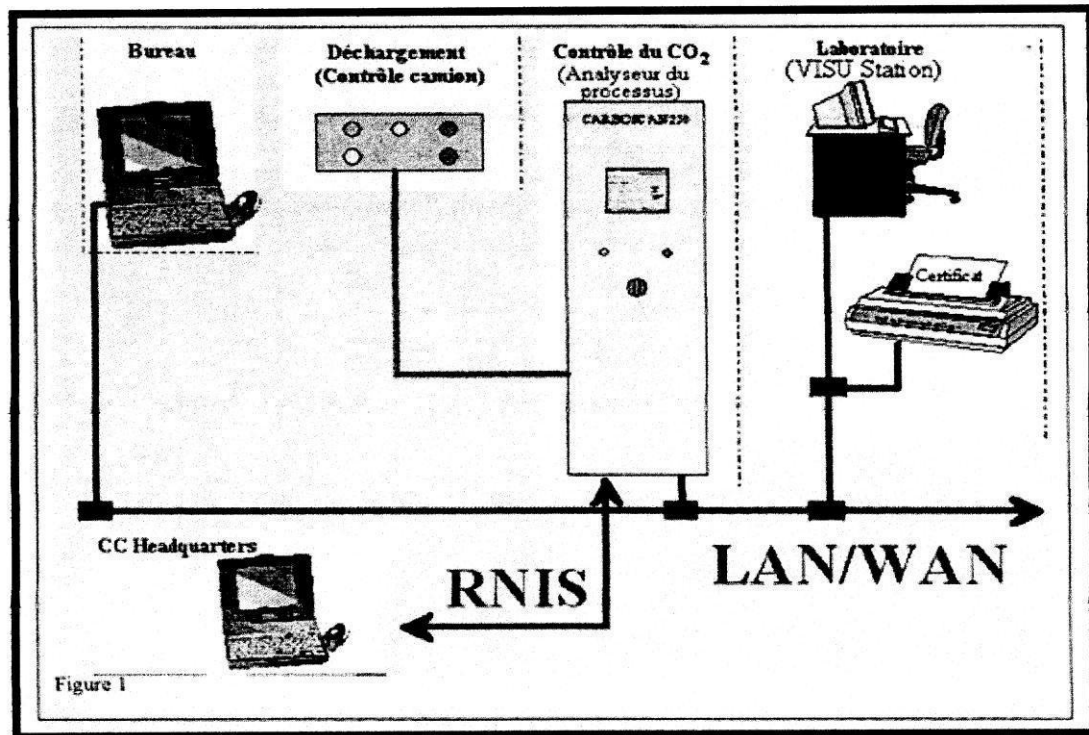


Figure IV.1 : l'installation principale du système de mesure.

- **CARBOSCAN 300 NIMI Version 3.10 :**

CARBOSCAN 300 MMI contrôle le procédé de mesure, affiche les résultats et vérifie les paramètres périphériques tels que la pression (suppression /sous-pression), la température et le débit de gaz. IL permet aux utilisateurs de démarrer et d'annuler l'analyse, ainsi que de changer les canaux de lignes d'échantillonnage. Plusieurs paramètres de configuration sont réglables à l'aide de CARBOSCAN 300 MMI. Ce dernier permet de gérer les appareils de mesure intégrés, de surveiller les paramètres périphériques et d'intégrer CARBOSCAN 300 à un environnement industriel donné.

L'interface utilisateur est dotée d'un écran "UT 10,4" et d'un clavier digital, qui permet d'effectuer toutes les opérations autorisées par CARBOSCAN 300 MMI. Bien que ce dernier plaid en charge les commodes manuelles (souris), il n'est pas conseillé de l'utiliser pour commander ses applications.

- **Procédure de mesure avec CARBOSCAN 300 :**

Mise en route du système CARBOSCAN 300

- Démarrez/redémarrez le système de CARBOSCAN 300.
- Le système d'exploitation Windows NT se lance automatiquement.
- Le MSS (serveur de système de contrôle) démarre automatiquement.
- Le module d'impression PDV & manu automatiquement au bout d 1 minute.
- CARBOSCAN 300 MMI s'ouvre automatiquement au bout de 2 minutes.
- 10 secondes plus tard, CARBOSCAN 300 MMI démarre le système automatiquement
- Le CARBOSCAN 300 commence à scanner le canal de ligne d'échantillonnage par défaut.

- **Procédure de mesure après la mise en route :**

1. Le CARBOSCAN 300 utilise la pression de CO₂ dans l'intervalle 2 à 1 bar.
2. Le CARBOSCAN 300 démarre le mode évacuation (évacuation des cellules de mesure, durée environ 3 minutes).
3. Le CARBOSCAN 300 démarre le mode mesures de référence (15 mesures).
4. Le CARBOSCAN 300 arrête l'évacuation et ouvre la vanne d'entrée de l'alimentation en CO₂. La pression de service est réglée à 2 bars.
5. Le CARBOSCAN 300 lance le mode mesure et remplit le tampon moyen avec les 15 mesures. Ensuite, CARBOSCAN 300 MMI commence l'actualisation des graphiques.
6. Lorsque le CARBOSCAN 300 atteint le nombre de mesures configuré, il recommence la procédure à partir de l'étape 1.

IV .6. Fonctions principales de l'installation d'analyse

➤ Vue d'ensemble de l'installation

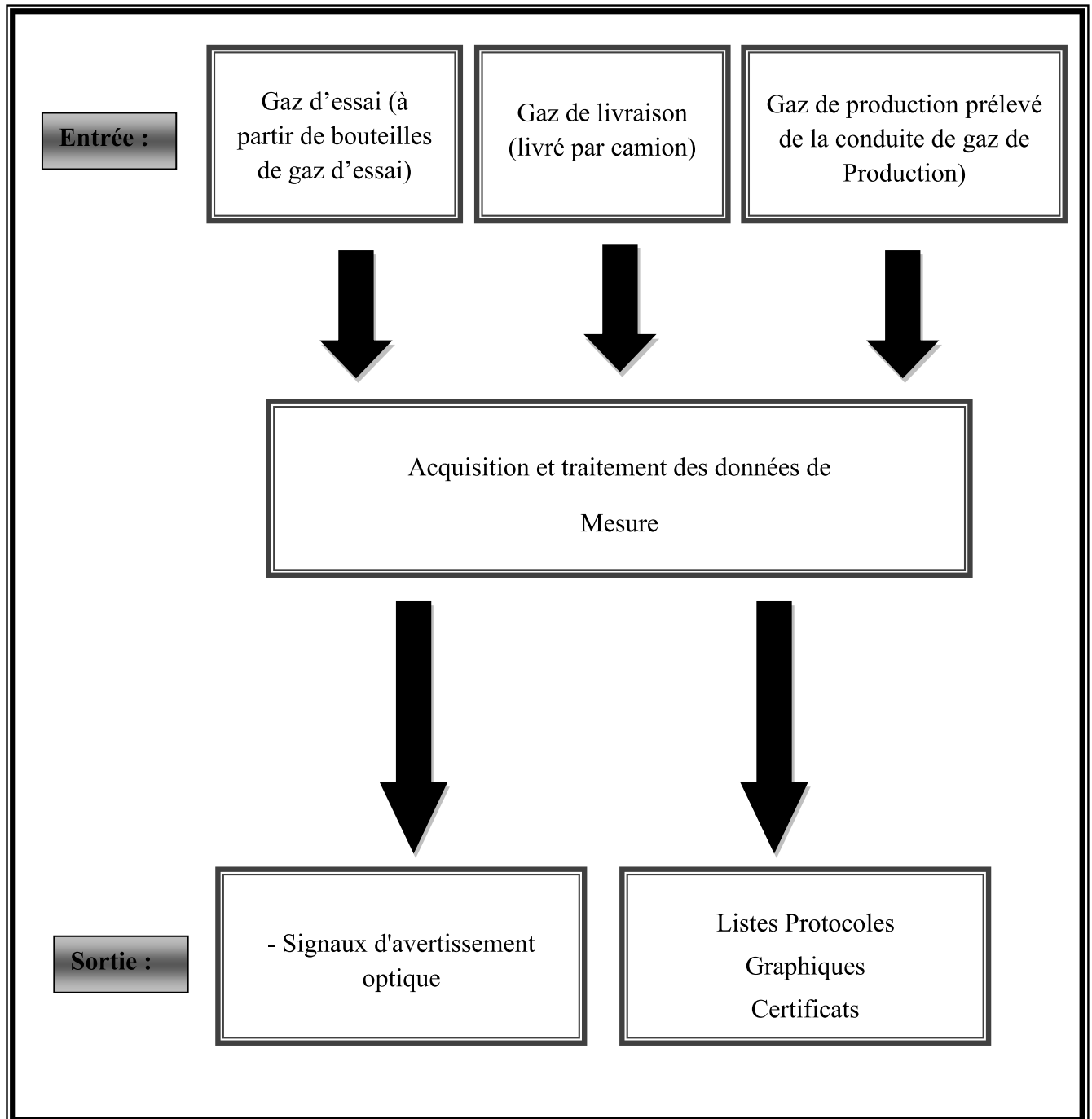


Figure IV.2:l'installation d'analyse.

➤ **Principes de fonctionnement CARBOSCAN Compact 300 :**

Ce système permet de surveiller les étapes suivantes :

- De lancer le prélèvement manuel du gaz CO₂ livré (contrôle camion). (1)
- De prélever en continu le CO₂ à partir des conduites de production (procédé). (2)
- D'alimenter le système en gaz d'essai, afin de vérifier la mesure (étalonnage). (3)
- De faire évaporer les échantillons, éventuellement liquides. (4)
- D'évaluer et de représenter en continu les données du procédé. (5)
- De fixer les valeurs limite pour le déclenchement de l'alarme. (6)
- La Visualisation des données du procédé sur la visu station . (7)

les composants de gaz concernés sont les suivants :

CH₄ (méthane).

NH₃ (ammoniaque).

PH₃ (phosphine).

C₂H₄O (acétaldéhyde).

CO (monoxyde de carbone).

COS (carbonyl de sulfure).

H₂S (hydrogène sulfuré).

SO₂ (dioxyde de soufre).

NO (monoxyde d'azote).

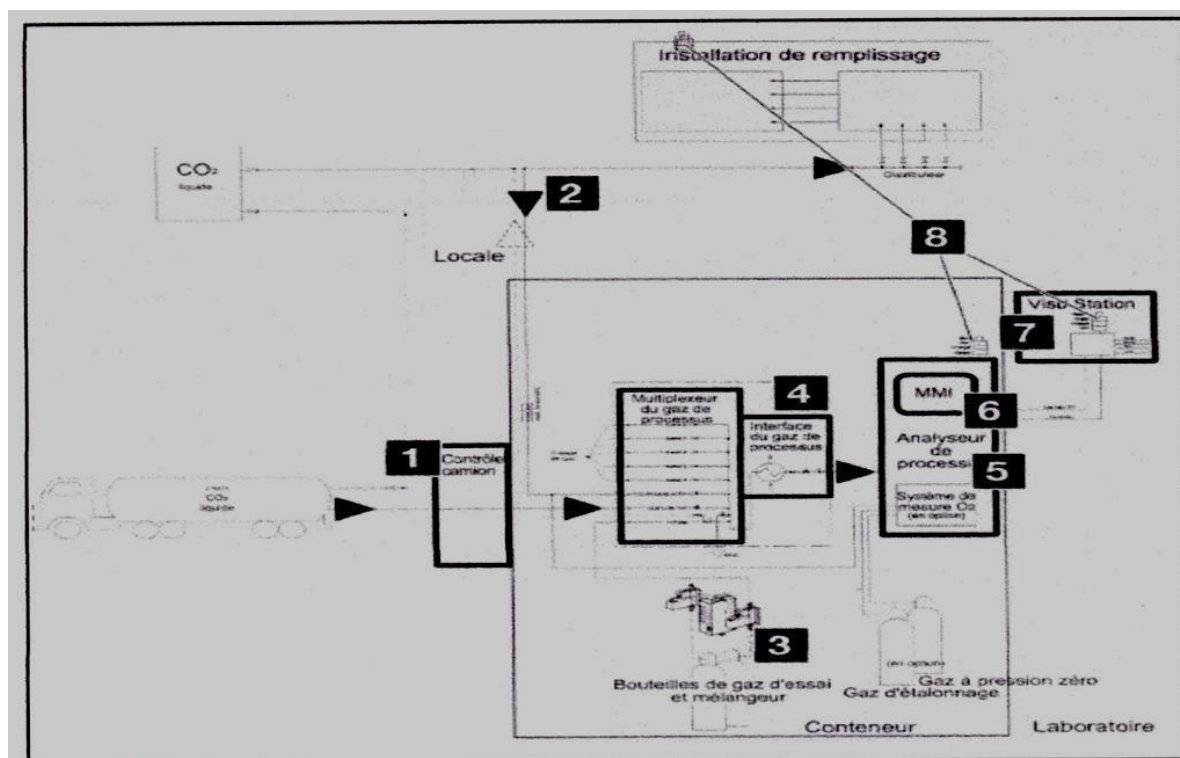
C₆H₆ (benzène).

- l'impression des données de mesure. (7)

- des alarmes en cas de dépassement de valeur limite (éventuellement associées à un

Arrêt du procédé). (8)

Voir le schéma(3)



➤ **Principe du traitement des données de mesure:**

Un spectre d'extinction est enregistré toutes les 9 secondes.

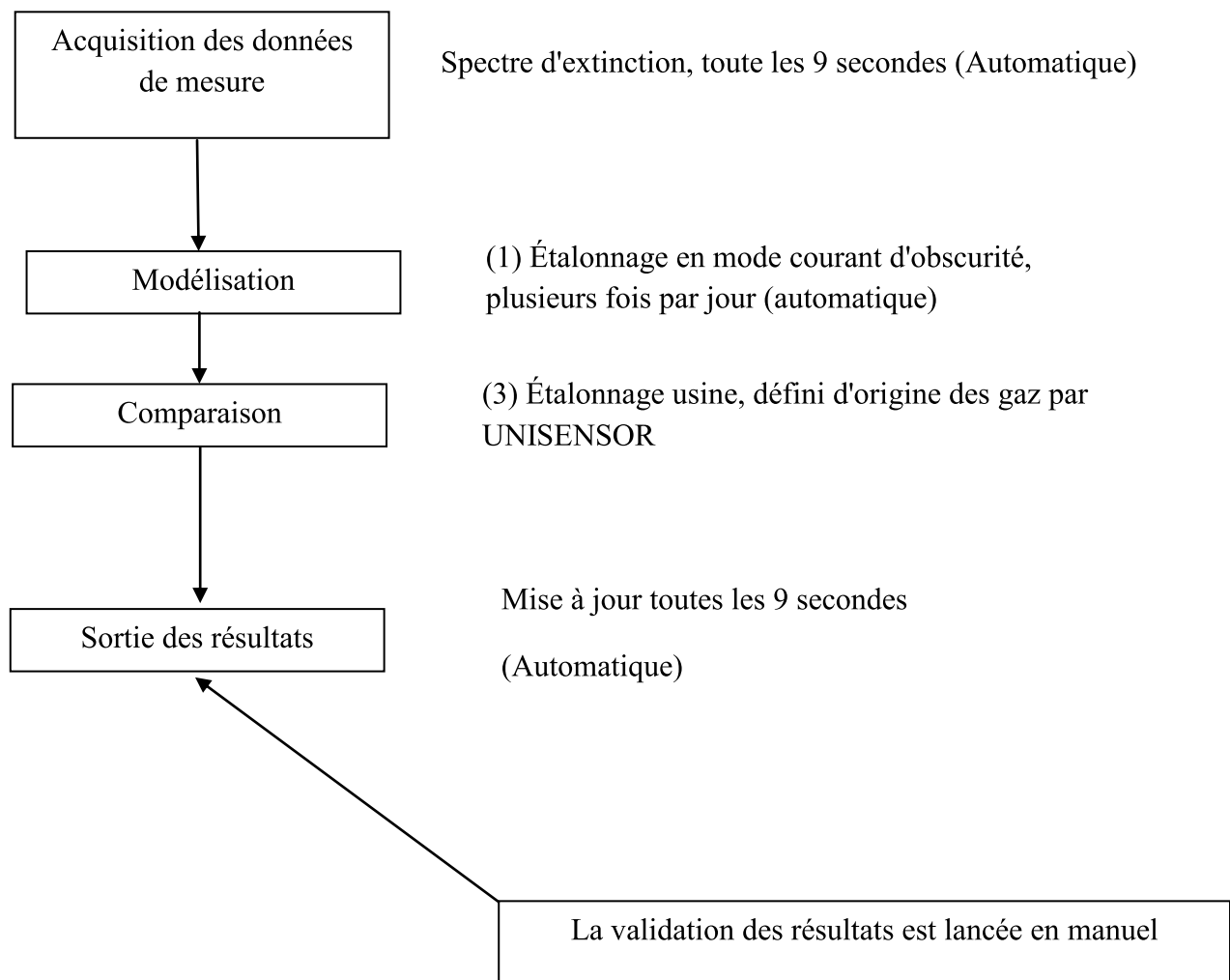
Les données de mesure enregistrées sont modelées de manière normative par « l'étalonnage en mode courant d'obscurité » (1) et par étalonnage de base» (2) pour les opérations de

Comparaison requises.

Le schéma d'analyse de référence pour les substances qui quittent l'installation principale de production vers le stockage est défini selon l'étalonnage usine. (3).

Voir l'organigramme(1)

principe du traitement des données de mesure

**Figure IV.3 :** principe du traitement des données de mesure.

D'après les résultats d'analyse de CO₂ (certificat de conformité) qui sera présentée dans l'annexe on peut indiquer la conformité de gaz produit avant sa distribution à partir d'un certificat de spécification.

Partie II

Cette partie de calcul consiste à déterminer la quantité de dioxyde de carbone capté par la solution de MEA (monoéthanolamine) au niveau de l'absorbeur et conclure le rendement de la production.

IV.1. Données de départ

Gaz naturel : le gaz naturel est un combustible idéal à haut pouvoir calorifique. En outre c'est une source de matière première de choix pour la pétrochimie.

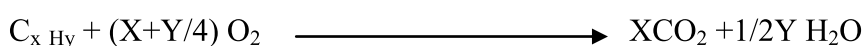
La composition de gaz naturel utilisé pour la production de CO₂ est représentée dans le tableau suivant [20].

Tableau IV.2 : Composition du gaz naturel.

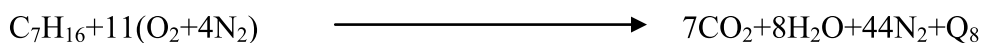
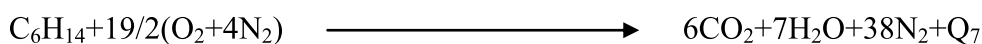
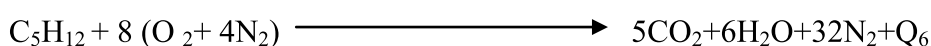
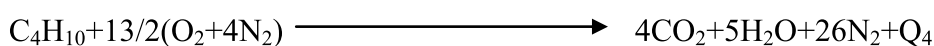
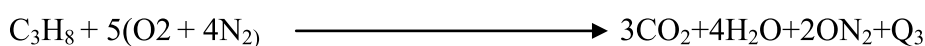
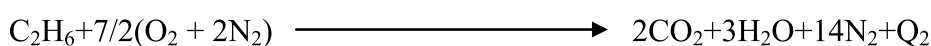
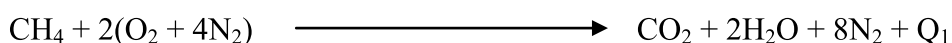
Compo.	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6	N ₂	CO ₂
Porc %	85,774	8,714	1,594	0,22	0,1421	0,0379	0,0362	0,017	2,598	0,866

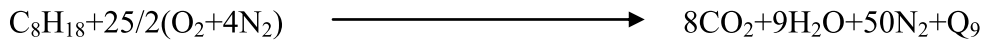
IV.2. Composition de mélange air-combustible et des fumées

Les quantités des constituants de l'air nécessaire pour la combustion, et celle des gaz des fumiers dégagés ont été calculées d'après la réaction générale suivante :



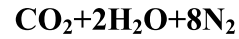
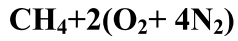
D'après la formule précédent on déduit la réaction suivante :





Qi : La chaleur spécifique de chaque réaction en Kcal /K mol.

Exemple de calcul :



Pour 1Kmol CH ₄	→	2Kmol O ₂	}	n=171,55Kmol de O ₂
85,774Kmol CH ₄	→	n		
Pour 1Kmol CH ₄	→	1Kmol CO ₂	}	n=85,774Kmol de CO ₂
85,774Kmol CH ₄	→	n		
Pour 1Kmol CH ₄	→	1Kmol H ₂ O	}	n=171,55Kmol de H ₂ O
85,774KmolCH ₄	→	n		
Pour 1Kmol CH ₄	→	8Kmol N ₂	}	n=686,192Kmol de N ₂
85,774Kmol1CH ₄	→	n		

Et ainsi de suite pour les autres constituants de combustible.

On obtienne le tableau suivant :

Le calcul a été fait pour 100Kmol de combustible avec un excès d'air de 20%

Tableau IV.3 : composition du mélange air – combustible et des fumées.

Composition de 100k mol de combustible.				Composition de l'air (Kmol)		Composition de la fumées.			
Constituants	V% Molaire	M _i Kg/Kmol	M _{Iv}	O ₂	N ₂	CO ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂
CH ₄	85,774	16,043	13,76	171,55	686,192	85,774	171,55	-	686,192
C ₂ H ₆	8,714	30,070	2,6202	80,499	12,996	17,428	26,142	-	12,996
C ₃ H ₈	1,594	44,097	0,7029	7,970	31,880	4,782	6,376	-	31,880
NC ₄ H ₁₀	0,1421	58,124	0,0825	0,923	3,6940	0,568	0,710	-	3,6940
IC ₄ H ₁₀	0,220	58,124	0,1278	1,410	5,720	0,880	1,100	-	5,720
NC ₅ H ₁₂	0,0362	72,171	0,0261	0,289	1,158	0,181	0,217	-	1,158
IC ₅ H ₁₂	0,0379	72,171	0,0734	0,303	1,212	0,189	0,227	-	1,212
C ₆ H ₁₄	0,017	86,178	0,0146	0,161	0,646	0,102	0,119	-	0,646
N ₂	2,598	28,013	0,7277	-	-	-	-	-	2,598
CO ₂	0,866	44,010	0,3811	-	-	0,886	-	-	-
TOTAL	-	-	18,466	213,10	743,498	110,77	206,439	-	746,148
Exe20%	-	-	-	42,620	148,699	-	-	42,62	149,229
TOTAL	100	-	18,466	255,72	892,197	110,77	206,439	42,62	895,377

➤ Composition des fumées

Calculée comme suite :

$$V_i(\%) = \frac{Q_i}{\sum Q_i}$$

$$N_2 = \frac{Q_{N_2}}{\sum Q_i} = \frac{895,377}{1255,206} = 71,333$$

$$H_2O = \frac{Q_{H_2O}}{\sum Q_i} = \frac{206,439}{1255,206} = 16,446$$

$$O_2 = \frac{Q_{O_2}}{\sum Q_i} = \frac{42,620}{1255,206} = 3,395$$

$$CO_2 = \frac{Q_{CO_2}}{\sum Q_i} = \frac{110,770}{1255,206} = 8,825$$

Les résultats de calcul sont portés dans Tableau (3) : **composition de la fumée**

Tableau IV.4 : composition de la fumée

Composition de la fumée	M _i (Kg/Kmol)	Q _i	V _i	M _i V _i
CO ₂	44,010	110,770	8,824	3,883
H ₂ O	18,015	206,439	16,446	2,962
O ₂	31,999	42,620	3,395	1,086
N ₂	28,013	895,377	71,333	19,982
TOTAL		1255,206	100	27,913

IV.3. Masse moléculaire moyenne des fumées

Elle est calculée par : $M_{\text{moy}} = \sum M_i V_i$

M_i : La masse moléculaire de constituant (i) des fumées.

V_i : Fraction molaire de constituants i des fumées.

M_{moy} : masse moléculaire moyenne des fumées.

Donc : **M_{moy} = 27,913Kg/Kmol.**

IV.4. Le débit des fumées

Il est calculé d'après la formule suivante :

$$D_F = (1 + \alpha L_0) \cdot D_{GN} = (1 + L_P) D_{GN}$$

Avec :

α : l'excès de l'air.

L_0 : quantité d'air théorique en Kg d'air /Kg de combustible .

L_P = quantité d'air pratique .

DGN : débit de gaz naturel = $4,033 \times 10^5 \text{ l/h}$ (donnée).

D'après le tableau 2 :

$$L_0 = 213,1 + 743,498$$

$$L_0 = 956,598 (\text{Kmol d'air} / \text{Kmol de combustible}).$$

Calcul de débit massique de combustible (gaz naturel) :

$$D_{GN} (\text{débit massique}) = D_{GN} \times P_{GN}$$

$$L_p = 1147,917 (\text{Kmol d'air} / \text{Kmol de combustible}).$$

Avec :

volumique D_{GN} : débit.

P_{GN} : masse volumique .

Calcul de la masse volumique de combustible aux conditions normales.

$$P_{GN} = \frac{M_{\text{moy GN}}}{22,4}$$

$$P_{GN} = \frac{18,466}{22,4} = 0,8243 \text{ kg/m}^3$$

$$P_{GN} = 0.8243 \text{ kg/m}^3$$

D'où :

$$D_{GN} = 4,033 \times 10^5 \times 0,8243 \times 10^{-3}$$

$$D_{GN} = 332,48 \text{ kg/h.}$$

Donc :

$$D_F = (1 + 147,915) \times 332,48$$

$$D_F = 3,82 \times 10^5 \text{ kg/h.}$$

IV.5. Simulation

Les données de départ

Tableau IV.5 : Dimensionnement de la colonne d'absorption

Hauteur(m)	20
Diamètre(m)	1.5
Hauteur de lit (m)	14
Type de garnissage	Annaux rashing

Tableau IV.6 : Les propriétés de fumée et de l'amine (MEA) pauvre à l'entrée

Propriétés	Fumée	MEA pauvre
Température (°C)	35	50
Débit MEA	131	1259 L/M
Débit molaire (k mol /h)	13730	31670
Débit massique (kg/h)	382000	732500

Tableau IV.7 : La composition de la fumée et l'amine à l'entrée

Constituant	MEA	fumée
CO ₂	0 ,0000	0,0826
H ₂ O	0,9109	0,1654
Oxygène	0 ;0000	0,0342
Nitrogène	0 ,0000	0 ,7175
MEA	0 ,0891	0,000

IV.6. Validation de l'utilisation du logiciel HYSYS

✓ Définition

Le simulateur HYSYS est un ensemble des modèles mathématiques des opérations unitaire (ballon, colonne de distillationetc.) ,Ces opérations sont connectées dans un schéma de procédé PFD par le courant d'information généré ces opérations .

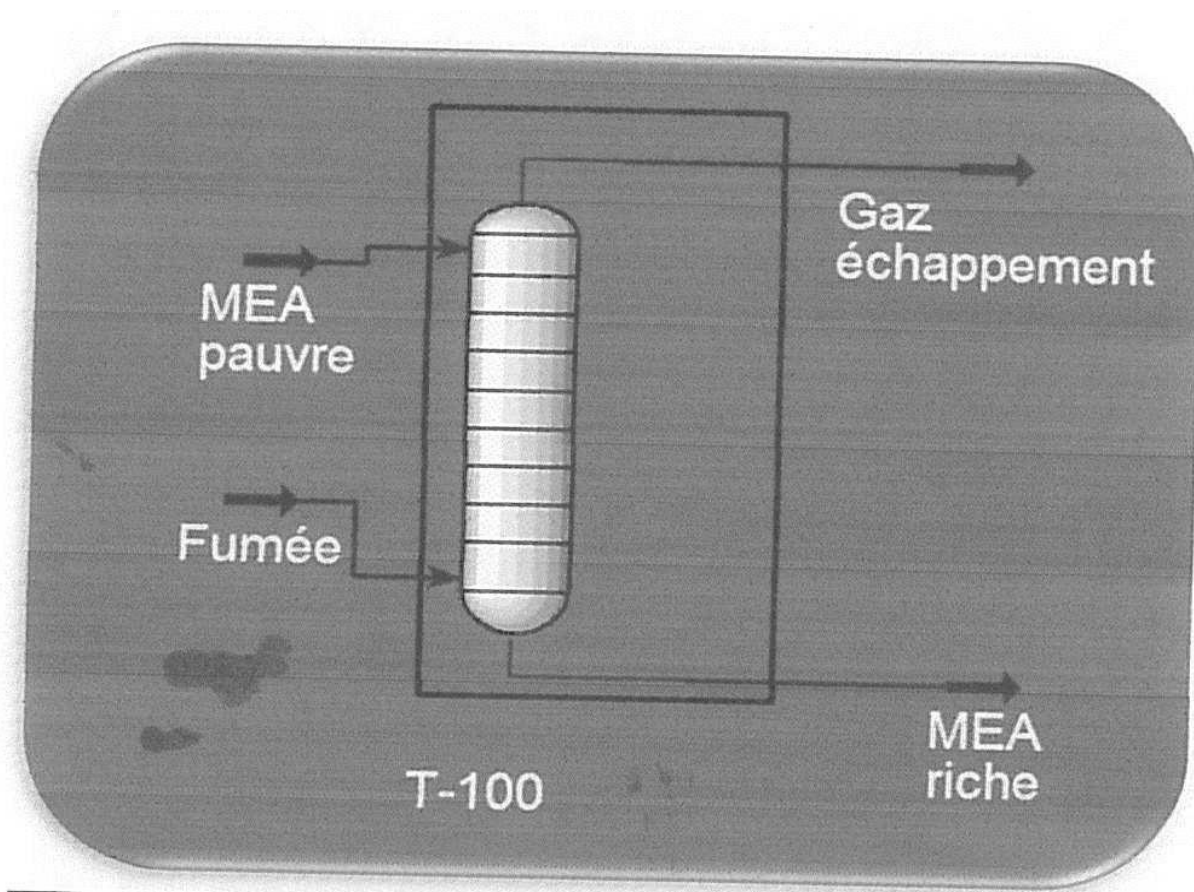


Tableau IV.8 : Variation de la température de gaz d'échappement et d'amine riche avec variation de concentration de MEA

Concentration de MEA	Température des gaz d'échappements	Température d'amine riche
0,07119	60,17	70,86
0,07985	60,29	71,89
0,087532	60,39	72,83
0,09796	60,62	73,58
0,1062	60,94	74,25
0,1175	61,05	74,44
0,1275	61,4	74,99
0,1317	61,56	75,26
0,1456	61,84	75,63
0,1566	62,08	75,99
0,1675	62,3	76,3

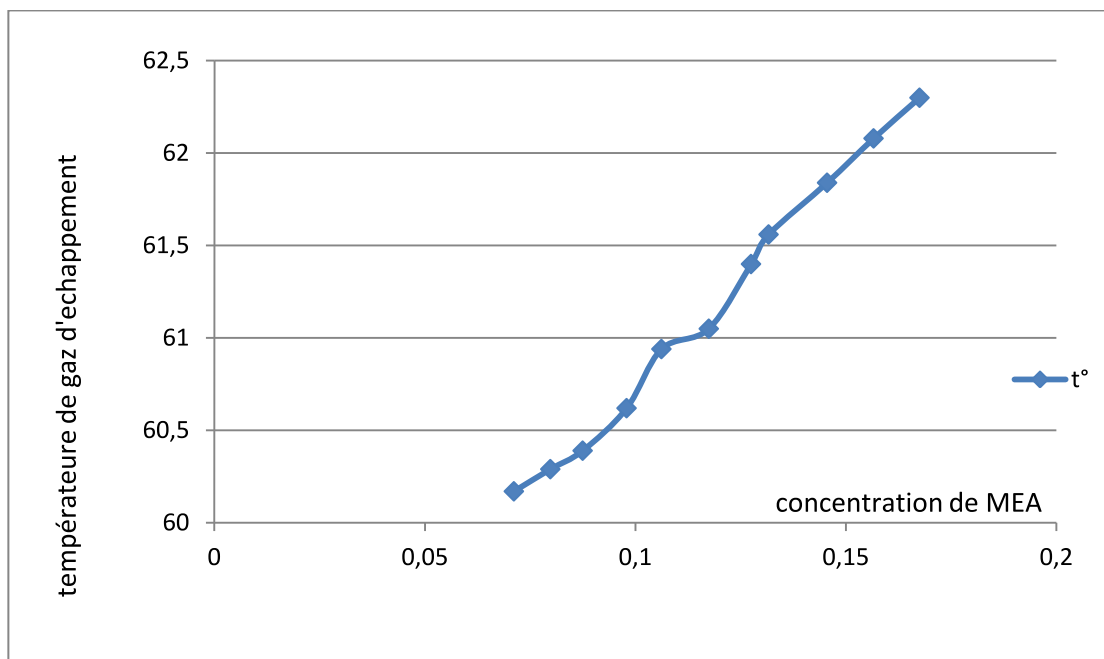


Figure IV.4: la température de gaz d'échappement en fonction de concentration de MEA.

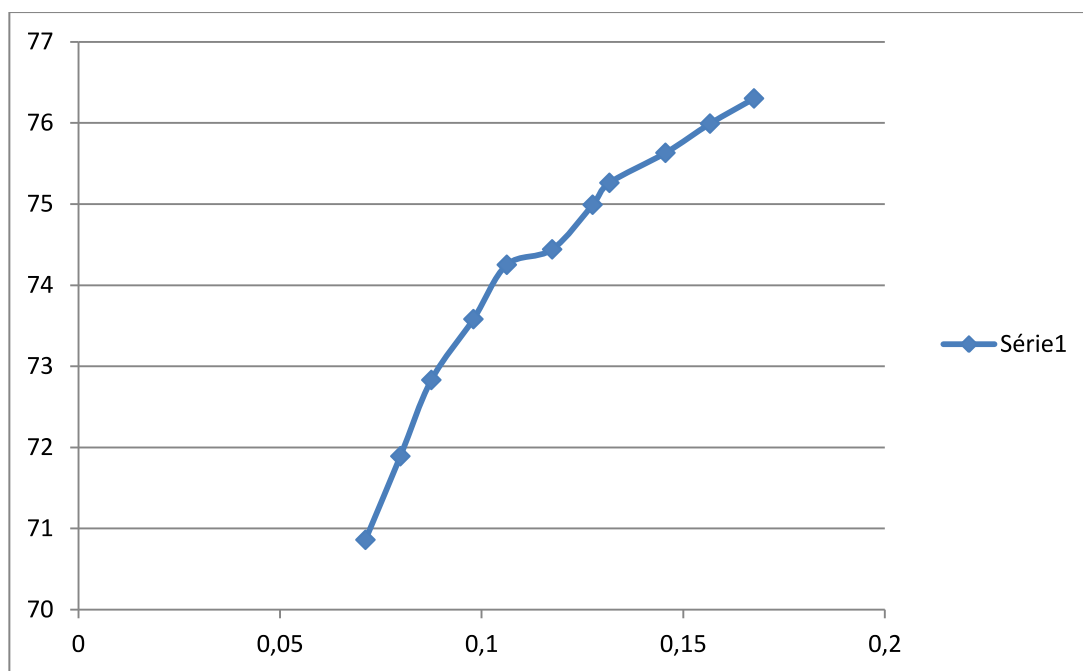


Figure IV.5: Température d'amine riche en fonction de concentration de MEA.

D'après les figures 3 et 4 on remarque :

Que l'augmentation de concentration de MEA est suivie par une augmentation de la température (l'exothermicité de la réaction d'absorption)

b- Le taux d'absorption de CO₂ :

Le taux d'absorption est calculé d'après la formule suivante :

$$\text{taux d'absorption de CO}_2 = X_{\text{CO}_2} / Y_{\text{CO}_2}$$

X_{CO_2} : fraction molaire CO₂ dans l'amine riche

Y_{CO_2} : fraction molaire de CO₂ dans la fumée

Tableau IV.9 : Variation de taux d'absorptions de CO₂ en fonction de concentration de MEA

Concentration de MEA	Composition molaire de CO ₂ dans le gaz d'échappement	Composition molaire de CO ₂ dans l'amine riche	Débit de CO ₂ absorbé Kmol /h	Taux d'absorption(%)
0,079263	0,000089	0,031472	1137,0750	0,0828168
0,089109	0,000045	0,032052	1137,5845	0,828539
0,098923	0,000028	0,032627	1137,7914	0,828690
0,106796	0,000020	0,033086	1137,8789	0,0828750
0,118436	0,000014	0,033763	1137,9526	0,0828800
0,128514	0,000011	0,034343	1137,9904	0,0828830
0,131984	0,000010	0,034543	1138,0006	0,082840
0,147345	0,000007	0,035416	1138,0299	0,0828860
0,158001	0,000006	0,036024	1138,0444	0,0828870
0,167984	0,000005	0,036586	1138,0539	0,0828880

A partir de tableau ci-dessus en a le graphe de variation de taux d'absorption de CO₂ en fonction de concentration de MEA suivant :

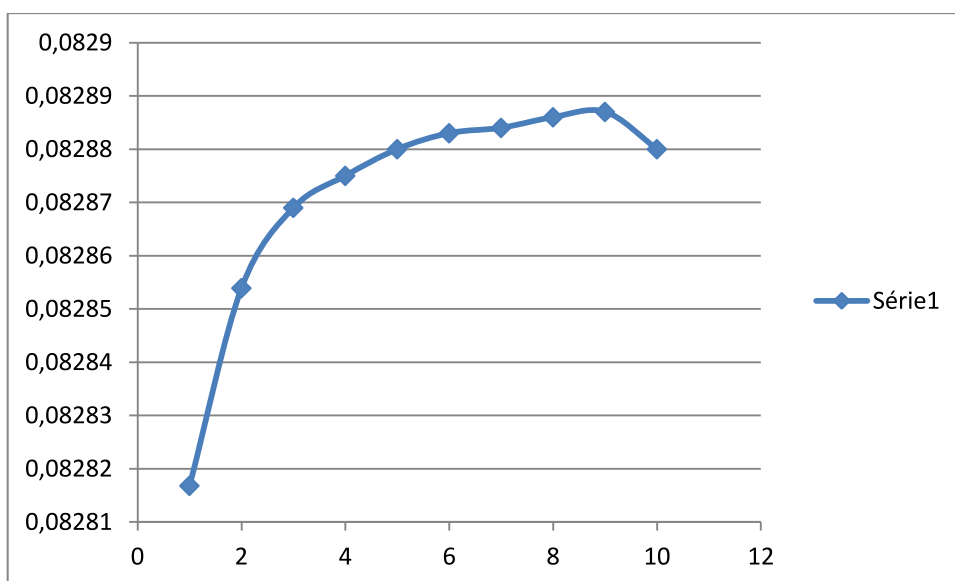


Figure IV.6: d'absorption de CO₂ en fonction de concentration de MEA taux.

Remarque :

D'après le graphe de taux d'absorption de CO₂ en fonction de la concentration de MEA on constate que :

Dans l'intervalle de concentration 7,92%-11,84%

- A partir de la valeur de Le taux d'absorption augmente avec l'augmentation de concentration de MEA
concentration de MEA égale à 12,85% on remarque une faible évolution de taux d'absorption de CO₂.

Interprétation :

D'après les résultats obtenus on a :

concentration de l'absorbant (MEA) introduite jusqu'à une limite où la MEA sera saturée étant donnée que le procédé d'absorption est exothermique, l'augmentation de la température déplace l'équilibre et favorise la réaction inverse et au même temps favorise la diffusion de gaz carbonique dissout vers la phase gazeuse.

Cette croissance de température n'est pas désirable car une concentration de MEA trop importante implique une température de dégazage trop haute ce qui pourrait entraîner une détérioration de MEA et fortement une corrosion, car un surchauffage supplémentaire de la solution MEA peut libérer le CO₂ et précipiter le fer et le carbone de fer insoluble.

D'une autre part une concentration de MEA pas assez importante va augmenter la quantité de CO₂ par unité de MEA, ce qui peut provoquer une perte dans le gaz d'échappement.

Conclusion

Générale

CONCLUSION GENERALE

Au travers de notre étude, plusieurs points semblent importants d'être cités :

Technologie de récupération de CO₂ des fumées présente :

- un gain économique car le procédé d'absorption de CO₂ par absorbeur chimique MEA est moins coûteux et le produit final peut être utilisé dans des procédés divers à la fois industriels et commerciaux.

- une protection environnementale qui rend possible l'usage des carburants fossiles tout en réduisant les émissions de CO₂ dans l'atmosphère, et en réduisant ainsi l'impact des gaz à effet de serre sur le changement climatique.

L'étude consiste à étudier l'effet de la variation de concentration de l'absorbant sur le taux d'absorption de CO₂ sous une pression réduite et dans un absorbeur ouvert à l'atmosphère dont le but est de minimiser la concentration de soluté dans la phase gazeuse pour maximiser le taux de récupération de soluté. Cela est possible par le choix optimal des paramètres opératoires de pression, température et de la nature physico-chimique de l'absorbant

A la fin on aboutit au résultat suivant :

Le taux d'absorption de CO₂ augmente avec l'augmentation de la concentration de MEA d'une valeur optimale de 11% qui est légèrement supérieure à celle utilisée réellement à l'unité estimée à 8%.

Bibliographie

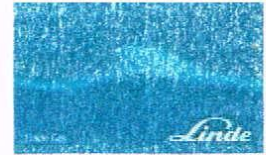
Bibliographie

Bibliographie

- [1]- documentation de l'entreprise « L'ENGI, unité de Réghaia »
- [2]-www .future-science.com
- [3]-HENRI, GURIN, « traité de manipulation et d'analyse de gaz »,centre de documentation INH ,Boumerdes,1981
- [4]-SENCKEISEM.J, « dioxyde de carbone », technique de l'ingénieur, traité de génie des procédés chimique, J6280
- [5]-BONNARD.N.BRONDEAU.M.T fiche établie par les services techniques et médicaux L'INRS
- [6]-INH, « propriété des principaux gaz industriels
- [7]-« Manuel de fonctionnement de l'atelier de dioxyde de carbone » .L'ENGI inité de Réghaia.
- [8]-A.DAVIDANS, M. shama, « gas-acide masse Transfer coefficient in packed columns », chemical engineering science, vol22(1967)
- [9]-J.I.Lee-f. DOTTO, « equilibrium between carbone dioxyde and aqueus monoethanolamine solution », application chimique biotechnologies (1976)
- [10]-MARTECHNKO, « chimie physique et colloïdal ».
- [11]-J.P WUQUIER, « procède de séparation »
- [12]-copigneaux.P, distillation, absorption, colonne garnie ».technique d'ingénieur J2626.
- [13]-WITHIER.P, « raffinage, génie chimique », France, édition technique(1967)
- [14]-« détermination des propriétés physico chimique des substances » .INH
- [15]-« principe de la technologie chimique ».
- [16]-documentation technique de l'entreprise :[functional description section 7-10.05.00] ,[ASCO,CO2 production]
- [17]-GRAMER.F « chemical ingineering technologie »
- [18]-V .ALEXEEV, « analyse quantitative », édition MIR
- [19]-documentation de l'entreprise « UNISENSOR »
- [20]-S .BELAKH.OWSKY, « introduction aux combustibles a la combustion »

Annexes

TANK CARBOSCAN 300



Certificate-No.: 20190701_042

Date/Time: 2019-07-01 / 13:59:28

Data

Channel:

Truck Control

Successful:

not successful

Arzew Citerne 15461/885 / 531

Specification and analytical result

Parameter	Unit	Specification Limit	Result
Moisture (H2O)	ppm	< 20.0	78.0
Oxygen (O2)	ppm	< 30.0	4.6
Carbon monoxide (CO)	ppm	< 10.0	< 0.5
Ammonia (NH3)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric monoxide (NO)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric dioxide (NO2)	ppm	< 2.50	1.56
Total NO NO2 (NOx)	ppm	< 2.50	1.72
Methanol (CH3OH)	ppm	< 10.0	< 1.0
Methane (CH4)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethanol (C2H6O_ETH)	ppm	< 20.0	< 1.0
Dimethyl ether (C2H6O_DIM)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethane (C2H6)	ppm	< 20.0	< 1.0
Propane (C3H8)	ppm	< 20.0	< 1.0
Total CH (THC)	ppm	< 50.0	< 4.0
Total Non-Methane CH (TNMHC)	ppm	< 20.0	< 4.0
Acetaldehyde (C2H4O)	ppm	< 0.20	< 0.03
Benzene (C6H6)	ppm	< 0.020	< 0.004
Toluene (C7H8)	ppm	< 0.020	< 0.004
Xylene (C8H10)	ppm	< 0.020	< 0.004
Total BTX (AHC)	ppm	< 0.020	< 0.009
Total Sulfur (TSC)	ppm	< 0.10	0.24
Carbonyl sulfide (COS)	ppm	< 0.10	0.05
Hydrogen sulfide (H2S)	ppm	< 0.10	0.02
Sulfur dioxide (SO2)	ppm	< 1.0	< 0.2

N.A. = None detected, ppm = parts per million by volume, ppb = parts per billion by volume

Non conforme

MAISONADOK Line
Société Chimique

TANK CARBOSCAN 300



Certificate-No.: 20190701_044

Date/Time: 2019-07-01 / 14:24:24

Data

Channel:

Truck Control

Successful:

not successful

Citerne N° 15 461 / 285 / 53.1

Specification and analytical result

Parameter	Unit	Specification Limit	Result
Moisture (H2O)	ppm	< 20.0	85.8
Oxygen (O2)	ppm	< 30.0	5.1
Carbon monoxide (CO)	ppm	< 10.0	< 0.5
Ammonia (NH3)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric monoxide (NO)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric dioxide (NO2)	ppm	< 2.50	3.27
Total NO NO2 (NOx)	ppm	< 2.50	3.47
Methanol (CH3OH)	ppm	< 10.0	< 1.0
Methane (CH4)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethanol (C2H6O_ETH)	ppm	< 20.0	< 1.0
Dimethyl ether (C2H6O_DIM)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethane (C2H6)	ppm	< 20.0	< 1.0
Propane (C3H8)	ppm	< 20.0	< 1.0
Total CH (THC)	ppm	< 50.0	< 4.0
Total Non-Methane CH (TNMHC)	ppm	< 20.0	< 4.0
Acetaldehyde (C2H4O)	ppm	< 0.20	< 0.03
Benzene (C6H6)	ppm	< 0.020	< 0.004
Toluene (C7H8)	ppm	< 0.020	< 0.004
Xylene (C8H10)	ppm	< 0.020	< 0.004
Total BTX (AHC)	ppm	< 0.020	< 0.009
Total Sulfur (TSC)	ppm	< 0.10	0.34
Carbonyl sulfide (COS)	ppm	< 0.10	0.06
Hydrogen sulfide (H2S)	ppm	< 0.10	0.02
Sulfur dioxide (SO2)	ppm	< 1.0	< 0.2

N.A. = None detected, ppm = parts per million by volume, ppb = parts per billion by volume

Non conforme

HADJ SADOK Lina

Agent de Contrôle

CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190630_051
Date / Heure d'analyse:	2019-06-30 / 14:17:02
Bulletin de controle N°:	20190630_051
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 4
Identification du lot:	
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	54.8
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	17.5
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.07
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.3
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.1
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.01
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.002
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.002
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.00
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbonyle / ppm v/v	< 0.10	0.05
pureté	>99.9	N.A.
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	N.A.
goût dans l'eau	Pas de goût	N.A.
odeur dans l'eau	Pas de odeur	N.A.

*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Non conforme (signature)

Remarque: ppm = partie par million



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190430_033
Date / Heure d'analyse:	2019-04-30 / 08:59:29
Bulletin de controle N°:	20190430_033
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	
Date de fabrication:	

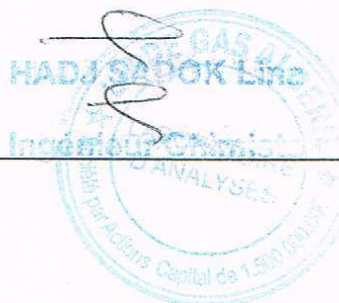
Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	5.1
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	16.1
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.01
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.3
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.0
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.007
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.006
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.006
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.00
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbonyle / ppm v/v	< 0.10	0.04
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Conforme (signature)

Remarque: ppm = partie par million



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190430_055
Date / Heure d'analyse:	2019-04-30 / 14:23:00
Bulletin de controle N°:	20190430_055
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	5.7
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	23.2
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.01
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.3
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.1
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.004
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.003
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.00
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbonyle / ppm v/v	< 0.10	0.05
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

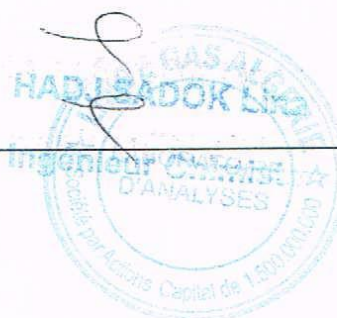
*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Conforme

(signature)

Remarque: ppm = partie par million



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190506_037
Date / Heure d'analyse:	2019-05-06 / 09:53:12
Bulletin de controle N°:	20190506_037
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	3.3
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	22.2
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.58
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.3
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.7
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.3
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.003
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.003
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.02
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbonyle / ppm v/v	< 0.10	0.05
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Conforme

(signature)

Remarque: ppm = partie par million



TANK CARBOSCAN 300



Certificate-No.: 20190515_037

Date/Time: 2019-05-15 / 09:34:00

Data

Channel:

Truck Control

0000 8-800-16

Successful:

successful

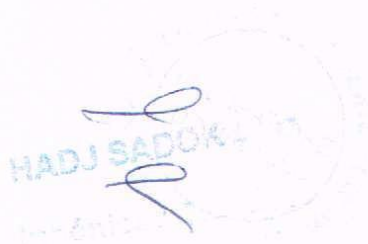
R Lic citerne N° (0000 8-800-16) / 037 / 19 / 51 / 19 / 15 / 05 / 2019

Specification and analytical result

Parameter	Unit	Specification Limit	Result
Moisture (H ₂ O)	ppm	< 20.0	9.7
Oxygen (O ₂)	ppm	< 30.0	6.7
Carbon monoxide (CO)	ppm	< 10.0	< 0.5
Ammonia (NH ₃)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric monoxide (NO)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric dioxide (NO ₂)	ppm	< 2.50	< 0.50
Total NO NO ₂ (NO _x)	ppm	< 2.50	< 0.70
Methanol (CH ₃ OH)	ppm	< 10.0	< 1.0
Methane (CH ₄)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethanol (C ₂ H ₆ O_ETH)	ppm	< 20.0	< 1.0
Dimethyl ether (C ₂ H ₆ O_DIM)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethane (C ₂ H ₆)	ppm	< 20.0	< 1.0
Propane (C ₃ H ₈)	ppm	< 20.0	< 1.0
Total CH (THC)	ppm	< 50.0	< 4.0
Total Non-Methane CH (TNMHC)	ppm	< 20.0	< 4.0
Acetaldehyde (C ₂ H ₄ O)	ppm	< 0.20	< 0.03
Benzene (C ₆ H ₆)	ppm	< 0.020	< 0.004
Toluene (C ₇ H ₈)	ppm	< 0.020	< 0.004
Xylene (C ₈ H ₁₀)	ppm	< 0.020	< 0.004
Total BTX (AHC)	ppm	< 0.020	< 0.009
Total Sulfur (TSC)	ppm	< 0.10	< 0.03
Carbonyl sulfide (COS)	ppm	< 0.10	0.05
Hydrogen sulfide (H ₂ S)	ppm	< 0.10	< 0.02
Sulfur dioxide (SO ₂)	ppm	< 1.0	< 0.2

N.A. = None detected, ppm = parts per million by volume, ppb = parts per billion by volume

conforme



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190610_024
Date / Heure d'analyse:	2019-06-10 / 09:16:55
Bulletin de controle N°:	20190610_024
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	RLC 02/19 1024/19 167/19 10/06/2019
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	4.8
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	19.2
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.01
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.02
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.4
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.0
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.003
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.003
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.00
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbone / ppm v/v	< 0.10	0.04
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

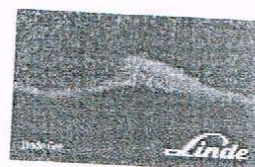
Conforme

(signature)

Remarque: ppm = partie par million



TANK CARBOSCAN 300



Certificate-No.: 20190602_022

Date/Time: 2019-06-02 / 09:39:39

Data

Channel:

Successful:

Tank 2

successful

Ruco 2/19/02219/61491 02106/2019

Specification and analytical result

Parameter	Unit	Specification Limit	Result
Moisture (H2O)	ppm	< 20.0	< 1.0
Oxygen (O2)	ppm	< 30.0	26.0
Carbon monoxide (CO)	ppm	< 10.0	< 0.5
Ammonia (NH3)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric monoxide (NO)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric dioxide (NO2)	ppm	< 2.50	1.01
Total NO NO2 (NOx)	ppm	< 2.50	1.01
Methanol (CH3OH)	ppm	< 10.0	< 1.0
Methane (CH4)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethanol (C2H6O_ETH)	ppm	< 20.0	< 1.0
Dimethyl ether (C2H6O_DIM)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethane (C2H6)	ppm	< 20.0	< 1.0
Propane (C3H8)	ppm	< 20.0	< 1.0
Total CH (THC)	ppm	< 50.0	< 4.0
Total Non-Methane CH (TNMHC)	ppm	< 20.0	< 4.0
Acetaldehyde (C2H4O)	ppm	< 0.20	< 0.03
Benzene (C6H6)	ppm	< 0.020	< 0.004
Toluene (C7H8)	ppm	< 0.020	< 0.004
Xylene (C8H10)	ppm	< 0.020	< 0.004
Total BTX (AHC)	ppm	< 0.020	< 0.009
Total Sulfur (TSC)	ppm	< 0.10	0.06
Carbonyl sulfide (COS)	ppm	< 0.10	0.04
Hydrogen sulfide (H2S)	ppm	< 0.10	< 0.02
Sulfur dioxide (SO2)	ppm	< 1.0	< 0.2

N.A. = None detected, ppm = parts per million by volume, ppb = parts per billion by volume

Conforme



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190507_006
Date / Heure d'analyse:	2019-05-07 / 10:34:17
Bulletin de controle N°:	20190507_006
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	4.2
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	10.9
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.21
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.3
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.0
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.002
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.002
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.08
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.01
*Sulfure de carbone / ppm v/v	< 0.10	0.04
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Conforme

(signature)

Remarque: ppm = partie par million



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190508_033
Date / Heure d'analyse:	2019-05-08 / 09:03:46
Bulletin de controle N°:	20190508_033
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	5.9
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	9.0
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.05
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.4
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.1
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.005
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.005
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.03
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbonyle / ppm v/v	< 0.10	0.04
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Conforme

(signature)

Remarque: ppm = partie par million



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190509_038
Date / Heure d'analyse:	2019-05-09 / 10:05:51
Bulletin de controle N°:	20190509_038
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	4.2
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	8.7
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.10
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.4
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.1
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.1
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.003
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.003
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.02
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbonyle / ppm v/v	< 0.10	0.04
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

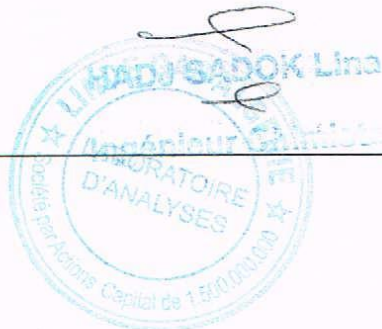
*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Conforme

(signature)

Remarque: ppm = partie par million



TANK CARBOSCAN 300



Certificate-No.: 20190516_072

Date/Time: 2019-05-16 / 14:26:26

Data

Channel:

Successful:

Truck Control
successful

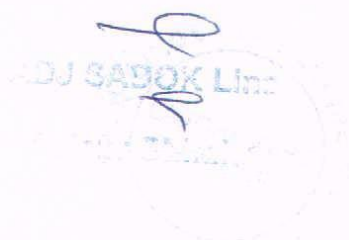
citerne 00 981-81616

Specification and analytical result

Parameter	Unit	Specification Limit	Result
Moisture (H2O)	ppm	< 20.0	17.0
Oxygen (O2)	ppm	< 30.0	3.4
Carbon monoxide (CO)	ppm	< 10.0	< 0.5
Ammonia (NH3)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric monoxide (NO)	ppm	< 2.50	< 0.50
Nitric dioxide (NO2)	ppm	< 2.50	0.83
Total NO NO2 (NOx)	ppm	< 2.50	0.83
Methanol (CH3OH)	ppm	< 10.0	< 1.0
Methane (CH4)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethanol (C2H6O_ETH)	ppm	< 20.0	< 1.0
Dimethyl ether (C2H6O_DIM)	ppm	< 20.0	< 1.0
Ethane (C2H6)	ppm	< 20.0	< 1.0
Propane (C3H8)	ppm	< 20.0	< 1.0
Total CH (THC)	ppm	< 50.0	< 4.0
Total Non-Methane CH (TNMHC)	ppm	< 20.0	< 4.0
Acetaldehyde (C2H4O)	ppm	< 0.20	0.05
Benzene (C6H6)	ppm	< 0.020	< 0.004
Toluene (C7H8)	ppm	< 0.020	< 0.004
Xylene (C8H10)	ppm	< 0.020	< 0.004
Total BTX (AHC)	ppm	< 0.10	< 0.009
Total Sulfur (TSC)	ppm	< 0.10	0.05
Carbonyl sulfide (COS)	ppm	< 0.10	0.05
Hydrogen sulfide (H2S)	ppm	< 0.10	< 0.02
Sulfur dioxide (SO2)	ppm	< 1.0	< 0.2

N.A. = None detected, ppm = parts per million by volume, ppb = parts per billion by volume

Conforme



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190603_013
Date / Heure d'analyse:	2019-06-03 / 11:26:03
Bulletin de controle N°:	20190603_013
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	1.0
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	23.4
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.37
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.4
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.0
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.002
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.002
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.01
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbonyle / ppm v/v	< 0.10	0.05
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Conforme

(signature)

Remarque: ppm = partie par million



CO2

Protocol d'analyse



Protocole numéro:	20190609_007
Date / Heure d'analyse:	2019-06-09 / 09:48:16
Bulletin de controle N°:	20190609_007
Fournisseur:	Linde Gas Algérie
Lieu de prélèvement:	Tank 2
Identification du lot:	R Lico 21 19 1 00 41 19 / 64 119 / 09/06/2019
Date de fabrication:	

Composant	Spécification	Résultat
*Humidité / ppm v/v	< 20.0	2.5
*Oxygène / ppm v/v	< 30.0	14.2
*Ammoniac / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Monoxyde d azote / ppm v/v	< 2.50	0.00
*Dioxyde / ppm v/v	< 2.50	0.04
*Monoxyde de carbone / ppm v/v	< 10.0	0.4
*Total hydrocarbures / ppm v/v	< 50.0	0.1
*Méthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Méthanol / ppm v/v	< 10.0	0.0
*Éthane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Éthanol / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Diméthyléther / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Propane / ppm v/v	< 20.0	0.0
*Aldéhyde éthylique / ppm v/v	< 0.20	0.00
*Total aromatiques BTX	< 0.020	0.003
*Benzène / ppm v/v	< 0.020	0.003
*Toluène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Xylène / ppm v/v	< 0.020	0.000
*Dioxyde de soufre / ppm v/v	< 1.0	0.0
*Total soufre	< 0.10	0.00
*Sulfure d hydrogène / ppm v/v	< 0.10	0.00
*Sulfure de carbonyle / ppm v/v	< 0.10	0.04
pureté	>99.9	99.990
apparence de dioxyde de carbon solide	Pas de couleur	OK
goût dans l'eau	Pas de goût	OK
odeur dans l'eau	Pas de odeur	OK

*Mesuré par UNISENSOR CARBOSCAN 300

Qualité

Conforme

(signature)

Remarque: ppm = partie par million

