



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
People's Democratic republic of Algeria  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministry of Higher Education and Scientific Research  
جامعة عبد الحميد بن باديس - مستغانم  
Abdel Hamid Ibn Badis University - Mostaganem  
كلية العلوم والتكنولوجيا  
Faculty of Sciences and Technology  
قسم هندسة الطرائق  
Department of Process Engineering



**N° d'ordre : M...../IP/2021**

## **MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE**

**Filière : Industries pétrochimiques**

**Option: Génie pétrochimique**

### **Thème**

**Phénomène de moussage au niveau de la section  
Décarbonation du train 100 dans Le complexe GNL2/Z**

Présenté par

- 1- Bachir Bey Otmane
- 2- Ben Arbia Ibrahim

Soutenu le ...../...../ 2021 devant le jury composé de :

Président:	R.M GHEZZAR	PR	Université de Mostaganem
Examineur :	B. SMAIL	MAA	Université de Mostaganem
Encadrante :	H. BELHOUARI	MAA	Université de Mostaganem
Examinatrice:	Z.MOHAMED SEGHIR	MCB	Université de Mostaganem
Examinatrice :	K. BELHADJ	MCB	Université de Mostaganem

## ***Remerciements***

*Nous tenons à remercier avant tout, Dieu le tout Puissant de nous avoir donné tous les moyens et nous a dirigé vers ce qui est le meilleur pour nous tous ici-bas.*

*Ce stage a été réalisé au niveau du complexe de liquéfaction de gaz naturel GL2/Z, dirigé par le Directeur du complexe, qu'il trouve ici l'expression de notre profonde gratitude de nous avoir permis d'effectuer ce stage.*

*Nos remerciements vont également à notre encadrante Mme. Belhouari Houria de nous avoir encadrées et orientées dans ce modeste travail.*

*Nous tenons à remercier également les membres du jury le Dr B. SMAIL et Mme. Z.MOHAMED SEGHIR, Dr. K. BELHADJ et le président professeur R.M GHEZZAR. pour nous avoir fait le plaisir d'accepter de participer à notre jury et d'examiner ce travail.*

*Nous adressons nos remerciements à l'ensemble du personnel département technique ainsi qu'à tous les opérateurs au niveau de GL2/Z qui nous ont permis de réaliser ce stage dans les meilleurs conditions .En particulier :Mr O.Bensadek*

*Nos derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail*

*L'ensemble des enseignants du Département Génie des Procédés.*

*A tous les étudiants de la promotion Génie Pétrochimique.*

## **Résumé**

L'opération de réduire le taux de CO<sub>2</sub> ou décarbonations est l'une des étapes essentielles de traitement de gaz naturel avant son liquéfaction. L'apparition de mousse est le phénomène le plus répandu dans la colonne d'absorption de CO<sub>2</sub>. Dans ce travail nous avons essayé d'étudier et d'optimiser les principaux facteurs causaux comme : la concentration de la solution MEA, la température de la solution MEA, la présence d'hydrocarbures lourds et l'excès anti-mousse SAG10, sur le moussage. Les résultats d'analyses montrent que la solution MEA doit être bien préparée à 15% et que la réaction de MEA avec le gaz est favorable à 38°C. L'augmentation de la mousse est favorisée par la présence des hydrocarbures lourds sous forme de gouttelette. L'excès de l'agent anti mousse SAG10 provoque également le phénomène de moussage de solution MEA.

### **Les mots clé :**

GL2/Z, gaz naturel, décarbonation, absorption, moussage, MEA.

**Remerciements**

**Introduction générale..... 01**

**Chapitre I : Synthèses bibliographiques**

I.1 Introduction..... 03

I.2 Description du complexe GL<sub>2</sub>/Z..... 03

I.2.1 Présentation du complexe GL<sub>2</sub>/Z ..... 03

I.2.2 Description et fonctionnement ..... 03

I.3 Généralités sur le gaz naturel ..... 05

I.3.1 Caractéristiques du gaz naturel ..... 05

I.3.2 Traitement du gaz naturel ..... 06

I.3.3 Utilisation du gaz naturel ..... 07

I.4 Le gaz naturel liquéfié (GNL)..... 07

I.4.1 Principe de procédé de liquéfaction du gaz naturel ..... 07

I.4.2 Description du procédé ..... 08

I.4.2.1 Traitement du gaz ..... 08

I.4.2.2 Séparation. .... 10

I.4.2.3 Liquéfaction. .... 10

I.4.2.4 Fractionnement ..... 11

I.5 Section de décarbonatation du complexe GL/Z..... 13

I.5.1 Description de la section de décarbonatation..... 13

I.5.2 Choix de l'absorbante (la solution MEA) ..... 15

I.5.2.1 Propriétés physico-chimiques de la MEA..... 16

I.5.2.2 Mécanisme d'interaction entre le CO<sub>2</sub> et la MEA..... 17

I.5.3 Problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation ..... 17

I.5.3.1 Problème de dégradation de la MEA ..... 17

I.5.3.2 Problème de corrosion ..... 19

I.5.3.3 Problème de contamination..... 19

I.5.3.4 Pertes de la solution de MEA..... 19

I.5.3.5 Engorgement de la colonne..... 19

I.5.3.6 Stockage et manutention de la MEA..... 20

I.5.3.7 Problème de moussage..... 20

I.6 Conclusion. .... 24

**Chapitre II : Matériels et méthodes**

II.1 Introduction ..... 25

---

II.2 Principe de l'essai de moussage de la solution MEA .....	25
II.3 Analyses de la solution MEA .....	26
II.3.1 Analyse %CO <sub>2</sub> et %MEA dans la solution de MEA .....	26
II.3.2 Analyse des chlorures dans la solution de MEA .....	26
II.4 Influence de la concentration d'anti mousse sur le moussage .....	27
II.5 Influence de la température de la solution de MEA sur le moussage .....	27
II.6 Influence des hydrocarbures lourds sur le moussage .....	28
<b>Chapitre III: Résultats et Discussions</b>	
III.1 Introduction. ....	29
III.2 Analyses de la solution MEA .....	29
III.3 Facteurs de moussage .....	34
III.3.1 Influence de la température de la solution de MEA sur le moussage .....	34
III.3.2 influence des hydrocarbures lourds sur le moussage .....	35
III.3.3 Influence de l'excès d'agent anti mousse sur le moussage .....	36
III.4 dysfonctionnements de la section .....	38
III.5 Conclusion .....	41
<b>Conclusion Générale .....</b>	<b>42</b>
<b>Recommandations .....</b>	<b>43</b>
<b>Références bibliographiques</b>	
<b>Annexes</b>	

---

## Partie théorique

<b>Figure. I.01</b> : Usine de complexe GL2/Z .....	4
<b>Figure. I.02</b> : Chaîne de transport du gaz naturel liquéfié.....	8
<b>Figure. I.03</b> : Schéma synoptique d'un train de procédé.....	12
<b>Figure. I.04</b> : Schéma explicative de l'absorbeur.....	14
<b>Figure. I.05</b> : Schéma de section de décarbonatation (train 100).....	15

## Partie pratique

<b>Figure. II.01.</b> Dispositif pour les tests tendance de moussage .....	25
<b>Figure. II.02.</b> Chromatographie en phase gazeuse VARIAN (3800).....	28
<b>Figure.III.01.</b> Analyses quotidiennes de concentration de la solution MEA pauvre .....	30
<b>Figure.III.02.</b> Analyses quotidiennes de teneur en CO <sub>2</sub> dans la MEA pauvre.....	31
<b>Figure.III.03.</b> Analyses quotidiennes des chlorures dans la MEA pauvre.....	32
<b>Figure.III.04.</b> Variation de la MEA en fonction de la température.....	34
<b>Figure.III.05.</b> Effet des hydrocarbures lourds sur la tendance de moussage .....	36
<b>Figure.III. 06.</b> Variation du volume de mousse en fonction de concentration d'anti mousse (ppm) .....	37
<b>Figure.III.07</b> Photo de ballon de mélange.....	38
<b>Figure.III.08</b> Photo de vaporiseur 136-c .....	39
<b>Figure.III.09.</b> Photo de puisard 134-F.....	40

---

**Partie pratique**

**Tableau.III.01.** Analyse de la solution MEA..... 30

**Tableau.III.02.** Analyses de la solution MEA comparable avec la norme ..... 31

**Tableau.III.03.** Effet de la température de la MEA sur le moussage..... 34

**Tableau.III.04.** Composition molaire des hydrocarbures lourd (gazoline)..... 35

**Tableau.III.05.** Influence des hydrocarbures lourds sur le moussage ..... 35

**Tableau.III.06.** Influence de l'excès d'anti-mousse sur le volume de la mousse ..... 37

---

## Liste des abréviations

---

- GN : Gaz naturel
  - GNT : Gaz naturel traité
  - GNL : Gaz naturel liquéfié
  - A.P.C.I: Air Products and Chemicals-Incorporation
  - HP: Haute pression.
  - BP: Basse pression
  - GPL: Gaz pétrole liquéfié
  - GP: Gaz pétrole
  - PCI: Pouvoir calorifique inférieure
  - PCS: Pouvoir calorifique supérieure
  - Atm: Atmosphère
  - Q: Chaleur
  - $\delta$ : la tension superficielle
  - R : Rayon de la bulle
  - CH<sub>4</sub>: Méthane
  - C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>: Éthane
  - C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>: Propane
  - C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>: Butane
  - C<sub>5</sub><sup>+</sup> : Les hydrocarbures lourds (gazoline)
  - C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> : Pentane
  - C<sub>6</sub>H<sub>14</sub> : Hexane
  - C<sub>7</sub>H<sub>16</sub> : Heptane
  - C<sub>8</sub> : Octane
  - i-C<sub>4</sub> : iso-butane
  - n-C<sub>4</sub> : normal-butane
  - i-C<sub>5</sub> : iso-pentane
  - n-C<sub>5</sub> : normal-pentane
  - SO<sub>2</sub> : Dioxyde de soufre
  - He : Helium
  - N<sub>2</sub> : Azote
  - Hg : Mercure
  - 131 E : Absorbeur
  - 132 E : Régénérateur.
-

## Liste des abréviations

---

- 133-C : Échangeurs thermiques
  - 135-C : Condenseur
  - 134-C : Rebouilleur
  - 131-J/JA : Pompe
  - LV : Vanne de niveaux
  - TV : Vanne de température
  - PV : Vanne de pression
  - MCR : Multi composant réfrigérant
  - JT : Joule Thomson valve
  - X42-D : Le ballon démercuriseur
  - X41-C : Un échangeur à propane
  - X41-F : Ballon séparation
  - X41-DA/DB/DC : Les sécheurs à gaz
  - X41-LA/LB/LC : Les filtres
  - X03-C à X06-C : Les 4 échangeurs au propane
  - X07-C : Inter-échangeur
  - X01-E : La tour de lavage
  - X08-F : Reflux
  - X08-C : Un rebouilleur
  - X16-C : Le faisceau chaud
  - X06-J ou JA : Les pompes
  - X17-C : L'échangeur de gaz de rejet
  - X10-F : Ballon flash
  - X02-E : Déazoteur
  - PV 503 : Vanne de pression
  - FV512 : Vanne de débit
  - X04-J : Compresseur de gaz combustible
  - X24-C : Le rebouilleur
  - LV 506 : Vanne de niveau
  - TV 516 : Vanne de température
  - X10-J ou JA : Les pompes GNL
  - X51-E : Colonne de distillation (dé-éthaniseur)
  - X52-E : Colonne de distillation (dépropaniseur)
  - X53-E : Colonne de distillation (débutaniseur)
  - X62-C : Échangeur à l'eau de mer
  - MEA : Monoéthanolamine
  - DEA : Diéthanolamine
  - TEA : Triéthanolamine
  - COS : Sulfure de carbone
  - CS<sub>2</sub> : Désulfure
  - H<sub>2</sub>S : Sulfure d'hydrogène
  - Cu : Cuivre
  - Fe: Fer
  - H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>: Acide carbonique
  - SAG10 : Anti-mousse (silicone anti foam emulsion)
  - Ppm : Partie par million
  - Pext: Pression extérieure
  - P : Pression intérieure dans la bulle
-

Le gaz naturel est considéré comme une source d'énergie qui joue un rôle très important dans l'industrie moderne.

Le complexe **GL2/Z** a pour mission de liquéfier le gaz naturel provenant des champs gaziers de **HASSI R'MEL**, avec possibilité d'extraction du méthane, du propane, du butane et de la gazoline, en vue de faciliter son transport et son stockage (réduction d'environ 600 fois son volume initial). Ce gaz est acheminé par pipeline vers l'usine ; il est traité, liquéfié et stocké.

Cette liquéfaction ne peut s'effectuer qu'à la suite d'un certain nombre de traitements préliminaires destinés à purifier le gaz naturel de composants qui peuvent être source de problèmes dans le train de liquéfaction, tels que le dioxyde de carbone, l'eau, le mercure.

L'unité de décarbonatation est l'une des unités de traitements du gaz naturel conçue pour l'élimination d'une grande partie du gaz carbonique «CO<sub>2</sub>» contenu dans le gaz d'alimentation, le passage des températures ambiantes aux températures cryogéniques (-160°C) pour sa liquéfaction impose la nécessité d'éliminer ce gaz carbonique de la composition initiale afin d'éviter la formation de glace carbonique dans l'extrémité froide des sections cryogéniques de l'installation. Pour cela, une solution chimique appelée Monoéthanolamine (MEA) à 15% en poids est utilisée comme solvant dans une colonne d'absorption.

L'utilisation de ce produit chimique (MEA) peut provoquer de sérieux problèmes, si on ne l'utilise pas convenablement. Ces problèmes peuvent avoir des répercussions nuisibles sur le traitement ultérieur du gaz. Le problème le plus rencontré dans cette section est le problème de moussage dans la colonne d'absorption. Ce moussage limite la capacité de la section et entraîne des pertes de solution, lors de l'apparition de ce problème il faut réduire le phénomène de façon temporaire avec l'injection de l'anti mousse, et ensuite traiter la cause qui engendre le problème.

Notre travail a pour objectif de déterminer les causes qui provoquent le moussage et détecter les anomalies dans la section de décarbonatation (au niveau de train 100) dans la complexe GL2/Z. Ce travail est divisé en deux parties :

- 1- Une synthèse bibliographique consacrée à la description du complexe GL2/Z, à la description de la section de décarbonatation ainsi la théorie sur le problème de moussage.

- 2- La deuxième partie expérimentale répartie en deux chapitres qui développent les matériaux et les différentes techniques d'analyse réalisées suivie des résultats obtenus sur la chaîne d'analyses réalisée pour déterminer l'influence de la température de la solution MEA, les hydrocarbures lourds et l'excès de l'anti mousse sur le moussage, suivi par les dysfonctionnements de section décarbonatation qui contribuent à l'apparition de phénomène de moussages.

## I.1. Introduction

Le gaz naturel est un combustible fossile, il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures trouvé naturellement sous forme gazeuse. Le complexe GL2/Z est l'un des complexes de la branche LTH (Liquéfaction et transformation des hydrocarbures). Cette usine a été conçue pour assurer le transport du GN sous forme liquide provenant de HASSI R'MEL par gazoducs.

La production de GNL dans le complexe GL2/Z est assurée par les trains fonctionnant en indépendance où chacun comprend un nombre d'équipements montés principalement en série.

## I.2 Description du complexe GL2/Z

### I.2.1 Présentation du complexe GL2/Z [1]

Le complexe GL2/Z est un site industriel de production de gaz naturel liquéfié (GNL) situé dans la zone industrielle d'Arzew dans le village de **BETHIOUA**, il est implanté en bordure de la mer et distante de 40 Km à l'ouest d'Oran et de 450 Km d'Alger, Il s'étend sur une superficie de 72 hectares. Il est réalisé par la société américaine « Pullman Kellogg Plant service Alegria Incorporation ».

La construction de l'usine a débuté en 1977 et sa mise en production remonte à 1981.

### I.2.2 Description et fonctionnement du complexe GL2/Z [2]

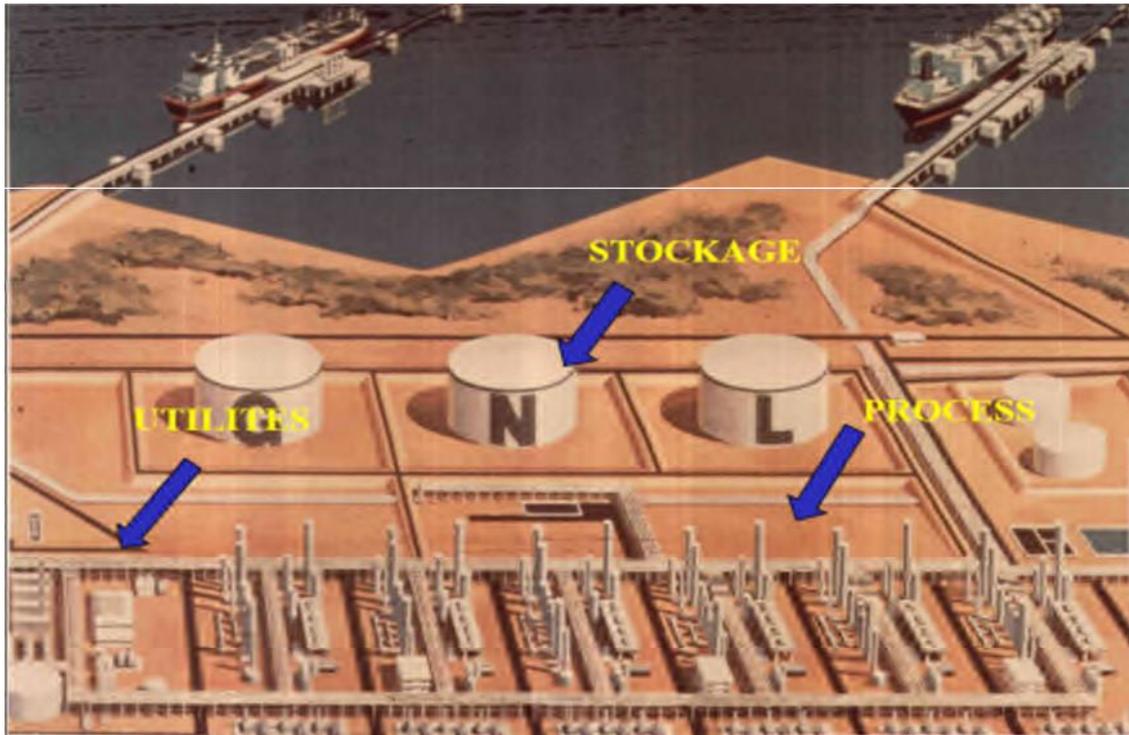
Parmi les unités de liquéfaction, le complexe GL2/Z a été construit sur la base d'une technologie performante. Il est composé de six (06) trains de liquéfaction qui travaillent en parallèle mais reliés entre eux par des lignes de transfert. Le Gaz Naturel d'alimentation de chaque train est réalisé par des réseaux de canalisations.

L'usine est composée de trois zones :

- ▮ Une zone de procédé.
- ▮ Une zone d'utilités.
- ▮ Une zone pour le stockage et le chargement.

Le procédé A.P.C.I (Air Products and Chemicals - Incorporation) utilisé dans le complexe GL2/Z fonctionne avec deux fluides frigorigènes, le propane et le MCR (Multi Composant Réfrigérant).

La liquéfaction du Gaz Naturel nécessite quatre étapes essentielles qui seront décrites plus loin et utilise deux systèmes de réfrigérants (le propane et le réfrigérant mixte MCR).



**Figure.I.01.** Usine de complexe GL2/Z [3].

### **Zone de procédé**

La zone de procédé est constituée de six trains identiques fonctionnant en parallèle. Ils sont alimentés de GN qui provient de Hassi-R'mel à une pression de 46 bars et à des températures ambiantes (voir annexe A figure.01). Chaque train est composé de sections suivantes :

- ▮ Décarbonatation.
- ▮ Déshydratation.
- ▮ Démercurisation.
- ▮ Fractionnement des hydrocarbures.
- ▮ La liquéfaction.

Le GN contient des hydrocarbures lourds et légers ainsi que des huiles, de l'eau, du gaz carboniques (CO<sub>2</sub>) de l'azote, de l'hélium (He) et de mercure (Hg).

### **Zone utilités**

Cette zone est essentiellement autonome et assure la fourniture de toutes les utilités pendant le démarrage et la mise en marche des six (06) trains de liquéfaction, et de toutes les installations de production. Elle consiste principalement à la production et la fourniture de ce qui suit : Énergie électrique, la vapeur, l'eau dessalée, l'air, l'eau de refroidissement.

### Zone de stockage et chargement

Le GNL est stocké à  $-162^{\circ}\text{C}$  dans 3 bacs d'une capacité unitaire de  $100\,000\text{ m}^3$  chacun. Le chargement du produit est assuré au niveau de 2 quais de chargement pouvant recevoir des méthaniers d'une capacité de  $40\,000$  à  $145\,000\text{ m}^3$  GNL. Le stockage de la gazoline produite est assuré par deux (02) bacs de  $14.500\text{ m}^3$  chacun.

### I.3 Généralités sur le gaz naturel [2,4]

Le gaz naturel est un hydrocarbure naturel. Les hydrocarbures forment une classe de composés organiques constitués de carbone et d'hydrogène. Le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon en font partie. Le constituant principal du gaz naturel est le méthane  $\text{CH}_4$  et on peut le trouver en quantité extrêmement variable d'un gisement à un autre :

- Des hydrocarbures plus lourds que le méthane (de  $\text{C}_2$  à  $\text{C}_8$ ).
- Du dioxyde de soufre  $\text{SO}_2$ .
- Du sulfure d'hydrogène appelé aussi gaz acide  $\text{H}_2\text{S}$ .
- Du dioxyde de carbone  $\text{CO}_2$ .
- De l'azote  $\text{N}_2$ .
- Parfois de petites quantités d'Hélium (He) et de Mercure (Hg).

La genèse du gaz naturel est tout à fait analogue à la genèse du pétrole (qui est un mélange d'hydrocarbures lourd) et résulte de la décomposition de la matière organique essentiellement sous-marine déposée au cours des époques géologiques et en forme sous les couches sédimentaires. C'est la raison pour laquelle les couches dans lesquelles se trouvent piégé du gaz naturel sont en général plus profond. Une certaine quantité du gaz naturel se présente toujours en association avec les gisements de pétrole, c'est le cas par exemple à Hassi Messaoud.

#### I.3.1 Caractéristiques du gaz naturel [4]

##### Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur exprimée en KWh ou MJ, qui serait dégagée par la combustion complète d'un  $\text{m}^3$  normal de gaz sec dans l'air à une pression absolue constante égale à  $1,01325\text{ bar}$ , le gaz et l'air étant à une température initiale de  $0^{\circ}\text{C}$ , tous les produits de combustion étant ramenés à  $0^{\circ}\text{C}$  et une pression de  $1,01325\text{ bar}$ .

On distingue deux pouvoirs calorifiques :

a) **Pouvoir calorifique supérieur PCS** : l'eau formée pendant la combustion complète d'un m<sup>3</sup> normal de gaz restant à l'état liquide, et les autres produits étant à l'état gazeux.

b) **Pouvoir calorifique inférieur PCI** : l'eau formée pendant la combustion complète d'un m<sup>3</sup> normal de gaz se transformera en vapeur.

#### □ **Densité**

La densité se définit par le rapport de la masse volumique dans les conditions de références choisies (Ex : 1 atm et 15°C) à celle de l'air dans les mêmes conditions (1,225 Kg/m<sup>3</sup>).

### **I.3.2 Traitement du gaz naturel [5]**

À sa sortie du gisement, le gaz naturel est inutilisable. Le gaz brut extrait est composé essentiellement de méthane, mais contient une quantité variable d'autres composants dont certains sont impropres à la consommation.

Le gaz naturel subit une série d'opérations de traitement pour éliminer les éléments nocifs, conserver ceux qui peuvent être commercialisés et donner au gaz son odeur caractéristique, et ces opérations consistent à :

#### □ **Détente**

Pour pouvoir être transporté dans de bonnes conditions, il faut réduire la pression et la température du gaz naturel. Il sort du puits à une pression de plusieurs centaines de bars et à plus de 100°C, on lui fait donc subir une détente qui ramène sa pression de l'ordre de 80 bars et à une température de 50°C.

#### □ **Séchage**

On sèche le gaz naturel en éliminant l'eau qu'il contient naturellement. Lors de sa combustion. En revanche, à l'état liquide elle provoque la corrosion des canalisations, le bouchage des détendeurs par la formation du givre ou d'hydrates de gaz qui risquent de colmater les conduites. On élimine l'eau du gaz par les procédés :

- ▮ Détente du gaz où son refroidissement abaisse sa température (l'eau se condense).
- ▮ Lavage sélectif du gaz par un liquide hygroscopique (tri éthylène glycol (TEG)).
- ▮ Adsorption de l'eau par des tamis moléculaires.

#### □ **Extraire les gaz acides**

L'extraction se fait pour le sulfure d'hydrogène  $H_2S$  qui est à la fois toxique et corrosif, et le dioxyde de carbone  $CO_2$  qui est également corrosif et de valeur thermique nulle.

#### □ **Séparation des hydrocarbures (dégazolinage)**

Cette opération permet de récupérer les hydrocarbures lourds présents dans le gaz naturel :  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$  et  $C_{5+}$ .

### **I.3.3 Utilisation du gaz naturel [4]**

Le gaz naturel joue un rôle majeur dans l'approvisionnement énergétique, rôle qu'il devrait continuer à jouer dans le bouquet énergétique de demain.

- **Marché résidentiel** : Il est connu surtout pour son usage domestique, le chauffage et la cuisson.
- **Secteur industriel** : Le gaz naturel est utilisé comme matière première dans l'industrie chimique, notamment pour la pétrochimie et le raffinage.
- **Production d'électricité** : le secteur électrique est devenu le moteur principal de l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel dans le monde.
- **Le transport** : Plusieurs millions de véhicules fonctionnant au gaz naturel circulent dans monde.

## **I.4 Gaz naturel liquéfié (GNL)**

### **I.4.1 Principe du procédé de liquéfaction du gaz naturel [3].**

Pourquoi liquéfier le gaz naturel ?

Le Gaz Naturel Liquéfié étant avant tout du gaz naturel sous une autre forme physique, il est impossible d'en parler sans se référer à l'industrie gazière dans son ensemble, qu'il s'agisse des aspects techniques ou commerciaux. C'est pourquoi avant de présenter quelques considérations sur les marchés du Gaz Naturel Liquéfié puis sur les spécificités techniques de son exploitation, il est utile de préciser les raisons pour lesquelles l'industrie gazière a eu recours à cette transformation physique du gaz naturel pour satisfaire la demande des consommateurs. Les initiales GNL, pour Gaz Naturel Liquéfié, désignent plus précisément le gaz naturel rendu liquide à  $-160^\circ C$  environ aux alentours de la pression atmosphérique. Sa masse volumique est alors environ 600 fois supérieure à celle du même produit à l'état gazeux.

Cette transformation ouvre la possibilité de transporter et/ou de stocker d'importantes quantités d'énergies dans des volumes réduits. La réduction de volume apportée par le GNL est enfin (et surtout) utilisée pour transporter l'énergie en liquéfiant le gaz naturel à proximité de la source, en transportant le produit ainsi obtenu par voie maritime jusqu'à un terminal situé près de zones de consommation dans lesquels le GNL est regazéifié et injecté dans le réseau de gaz naturel. L'ensemble constitué de l'usine de liquéfaction, de navires méthaniers, et d'un terminal de regazéification porte le nom de chaîne de GNL (figure.I.02).

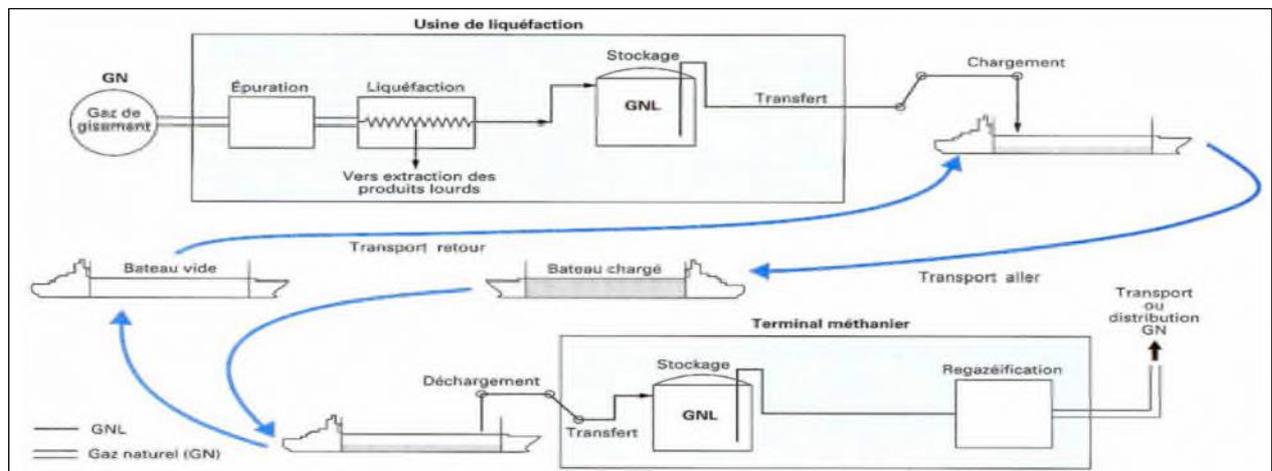


Figure.I.02. Chaîne de transport du gaz naturel liquéfié [3].

## I.4.2 Description du procédé de liquéfaction [6]

Le gaz naturel entrant dans chaque train avec un débit de  $3320\ 000\ \text{Nm}^3/\text{h}$ , il doit être traité avant d'être liquéfié. Les composants du gaz naturel tels que le gaz carbonique, la vapeur d'eau et les hydrocarbures lourds tendraient à se condenser dans l'extrémité froide du train de liquéfaction, puis à se solidifier, provoquant l'obstruction de la tuyauterie et de l'équipement froid. C'est pourquoi ces composants condensables sont d'abord éliminés dans une série d'unités de traitement avant que le gaz naturel puisse être liquéfié (voir figure.I.03).

### I.4.2.1 Traitement du gaz [7]

Le GN doit être conditionné avant sa liquéfaction aux températures cryogéniques, ce conditionnement comprend l'élimination des contaminants tels que le mercure, le gaz carbonique et la vapeur d'eau assurés par le démercuriseur, la section décarbonatation et la déshydratation.

### □ Démercurisation

Réalisée par adsorption moléculaire. Un lit de tamis moléculaire recouvert de sulfate de cuivre ( $\text{CuSO}_4$ ) est contenu dans le ballon démercuriseur (X42-D). Le gaz traverse le lit de haut en bas. La capacité d'adsorption et la faible quantité de mercure contenue dans le GN mois de ( $1\mu\text{gNm}^3$ ) permettent un temps de fonctionnement relativement long et évite une régénération. Il est toutefois prévu un séchage du tamis par gaz chaud par une installation démontable.

### □ Décarbonatation

Le principe d'élimination du gaz carbonique est mis en œuvre par un procédé d'absorption à haute pression 42 bars et basse température  $38^\circ\text{C}$ . L'absorption du gaz carbonique se fait à contre-courant par une solution aqueuse de mono éthanol amine (MEA) diluée à 15%. Le gaz naturel débarrassé du  $\text{CO}_2$  quitte la tête de l'absorbeur pour être envoyé dans la section de déshydratation.

La solution riche en  $\text{CO}_2$  quitte le fond de l'absorbeur pour la régénération dans une colonne à basse pression et à haute température. (Cette section sera détaillée dans le chapitre II).

### □ Déshydratation

À la sortie de l'absorbeur, le gaz d'alimentation est humide, surtout par le fait qu'il a absorbé de l'eau de la solution MEA. La phase suivante du traitement du gaz d'alimentation est l'élimination de l'eau en vue d'en réduire la teneur à moins de 0,5 ppm. Cette opération est effectuée dans un jeu de 3 sécheurs à tamis moléculaire (voir annexe Afigure.04).

#### a) Pré-refroidissement du GN au propane

Le gaz d'alimentation sortant de l'absorbeur à  $38^\circ\text{C}$  est d'abord refroidie à  $21^\circ\text{C}$ , pour ce faire, il entre dans un échangeur à propane (X41-C) et en sort à une température d'environ  $21^\circ\text{C}$  pour condenser le maximum d'humidité et éviter la formation d'hydrates dont la présence perturberait les sections suivantes dans le procédé. Il entre ensuite dans un ballon séparateur (X41-F) où l'eau partiellement condensée est séparée puis évacuée par le fond du ballon.

#### b) Adsorption de l'eau

Le GN entre par le haut dans les Sécheurs à gaz (X41-DA/DB/DC) (deux en service et le troisième étant en régénération) et descend le long de ces sécheurs à travers des lits

d'alumine et des tamis moléculaires superposés qui fixent les molécules d'eau par adsorption ; À la sortie, le GN passe dans un filtre (X41-LA/LB/LC) (un filtre par sécheur) pour retenir les poussières entraînées et passe vers la section suivante du processus de liquéfaction.

#### □ Régénération des sécheurs

À tour de rôle et après un temps de service de 16 heures, chaque sécheur subit une régénération pour éliminer l'eau par désorption suivant un cycle de 08 heures. Ce cycle comprend trois phases : Régénération chaude, régénération froide et attente.

### I.4.2.2 Séparation [6]

Le GN venant de la section déshydratation est refroidi par paliers successifs à environ  $-31^{\circ}\text{C}$  au travers de quatre (04) échangeurs au propane (X03-C à X06-C) (voir annexe Afigure.06) ; par passage dans l'inter-échangeur (X07-C) à contre-courant, le GN est partiellement condensé par les vapeurs froides de la tête de la tour de lavage (X01-E).

Ce courant à deux phases alimente la colonne (X01-E) (15 plateaux à clapet) au niveau du 10<sup>ème</sup> plateau. Sous l'action d'un courant de reflux (X08-F) et d'un rebouilleur (X08-C), les hydrocarbures lourds tels que le C2, C3 et C4... seront en grande partie condensés et séparés du C1. Ces produits lourds sont recueillis au fond de la colonne (X01-E) et seront acheminés vers le fractionnement.

Les vapeurs de tête telles que l'Azote, l'hélium et le Méthane céderont une partie de leurs frigories au GN en traversant l'inter-échangeur (X07-C) et se dirigeront vers le faisceau chaud du (X16-C) (condenseur de tête de (X01-E)). Par échange thermique avec le MCR, elles seront refroidies et partiellement condensées.

La partie liquide est recueillie dans le ballon de reflux (X08-F), puis envoyée comme reflux à la colonne (X01-E) par les pompes (X06-J ou JA). Les vapeurs de tête du (X08-F) seront acheminées vers les faisceaux central et froid où elles seront refroidies et condensées par le MCR (voir annexe Afigure.05).

### I.4.2.3 Liquéfaction [6]

Le gaz naturel riche en constituants légers provenant du ballon de reflux (X08-F) se dirige vers le faisceau central (X16-C) en traversant le faisceau froid où il sera condensé par le MCR liquide issue de la détente à travers la JT froide.

Le GNL liquéfié sort en tête du X16-C et se dirige vers l'échangeur de gaz de rejet (X17-C), dans cet échangeur à plaques, le GNL sera refroidi tout en chauffant les vapeurs de

tête du déazoteur (X02-E) et du ballon flash (X10-F). À sa sortie, il se mélangera avec le courant des réinjections de C2 et C3. Ces deux courants (C2 et C3) sont également sous refroidis dans le X17-C par les vapeurs de tête du X10-F et X02-E et leur débit est régulé par les PV 503 et la FV512. Ce mélange pénètre dans le X10-F où suite à un flash les vapeurs seront séparées du Liquide. Les vapeurs du X10-F et X02-E seront donc réchauffées dans le X17-C tout en refroidissant les réinjection C2, C3 et le GNL.

Les vapeurs de tête du X02-E sont acheminées vers le X04-J, tandis que celles du X10-F seront dirigées vers Hélios pour produire de l'hélium liquide et de l'azote vapeur ou vers les réchauffeurs pour servir de combustible pour les chaudières (marche perturbée).

Le GNL liquide sortant du fond du X10F sera sous refroidi dans le rebouilleur(X24-C) par le GNL à  $-162^{\circ}\text{C}$  du fond de X02-E, puis sera détendu à travers la LV 506 avant d'alimenter le déazoteur (X02-E). Une ligne de by-pass avec la TV 516 a été prévue autour du X24-C pour réguler la température. Dans le X02-E, le courant liquide de GNL descendant sera en contact avec les vapeurs montantes pour séparer l'azote du GNL afin de contrôler les spécifications et le pouvoir calorifique.

Le GNL du fond X02-E sera acheminé par les pompes GNL (X10-J ou JA) vers les bacs de stockage (voir annexe Afigure.05).

#### **I.4.2.4 Fractionnement [8]**

Au niveau de cette section, la charge lourde issue de la tour de lavage sera traitée dans trois colonnes de distillation pour en extraire successivement l'éthane, le propane, le butane et la gazoline (voir annexe Afigure.07).

##### **a) Séparation de l'Éthane**

Cette séparation s'effectue dans une colonne de distillation X51-E (Dé-éthaniseur) fonctionnant à 29.9 bars et une température de  $105^{\circ}\text{C}$  en fond de colonne. Il permet d'extraire l'éthane en haut de la colonne pour être réinjecter dans le GNL, l'excès est utilisé comme combustible dans le système fuel gaz. Les produits de fond du Dé-éthaniseur sont acheminés vers la colonne de dépropaniseur.

##### **b) Séparation du propane**

Cette séparation s'effectue dans une colonne de distillation X52-E (Dépropaniseur) fonctionnant à 18 bars et une température de  $122^{\circ}\text{C}$  en fond de colonne. Son rôle est de produire le propane en tête de colonne et de l'acheminer en grande partie vers GP1/Z pour y être commercialisé ou réinjecté dans le GNL, l'autre partie est sert comme appoint dans la

boucle MCR et propane réfrigérant. Les produits de fond sont acheminés vers la colonne de débutanisation.

### c) Séparation du butane et gazoline

Cette séparation s'effectue aussi dans une colonne de distillation (X53-E) (Débutaniseur) fonctionnant à 4.9 bars et une température de 114°C en fond de colonne. Le produit de tête de colonne est du butane, il est envoyé vers GP1/Z pour être commercialisé ou réinjecté dans le GNL.

Le soutirage de fond de colonne, constituant la gazoline, sera refroidi dans un échangeur (X62-C) à eau de mer, et dirigé vers le stockage pour y être commercialisé.

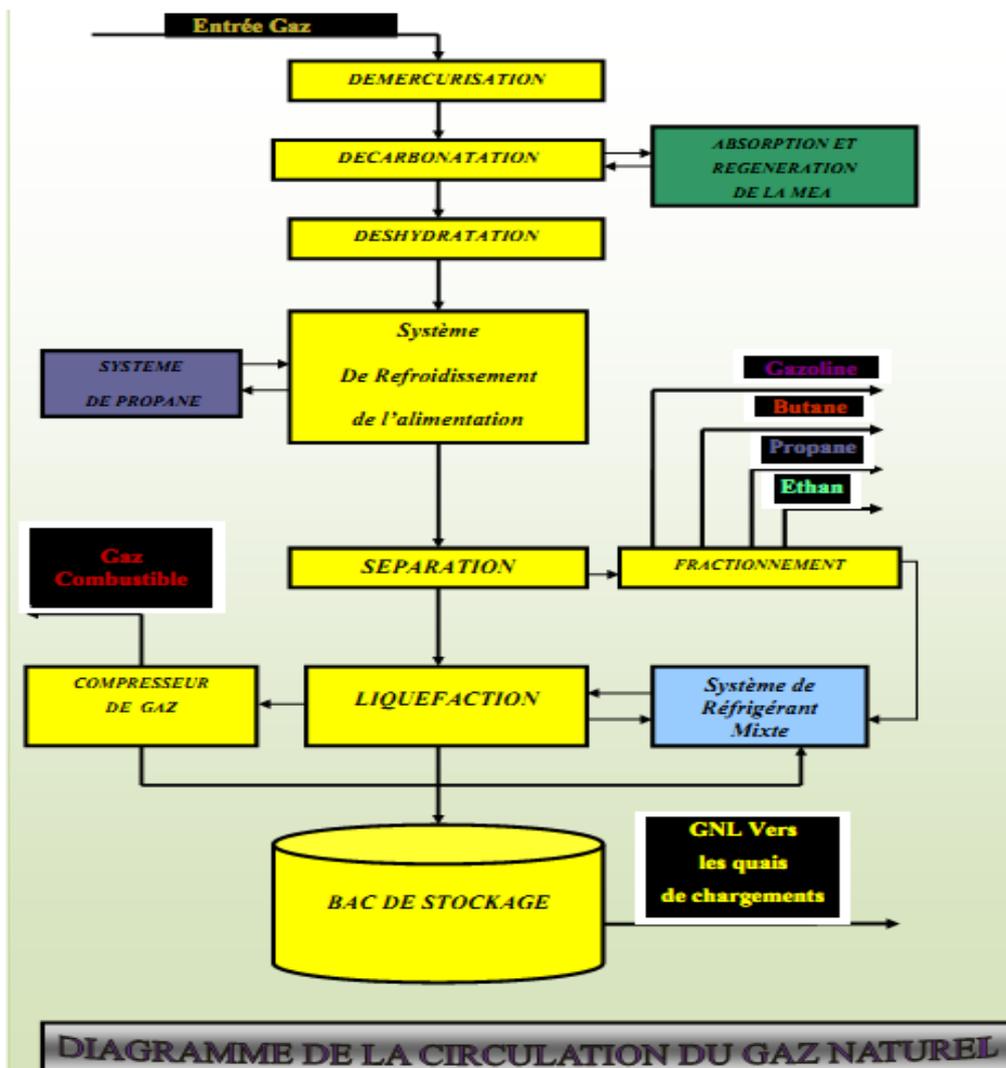


Figure. I.03. Schéma synoptique d'un train de procédé

## I.5. Section de décarbonatation du complexe GL2/Z

Le gaz naturel brut alimentant le complexe de liquéfaction GL2/Z contient une teneur non négligeable de gaz carbonique. Afin d'éviter le colmatage du système par la solidification du CO<sub>2</sub> dans les sections froides situées en aval du procédé de liquéfaction, une unité de traitement du gaz naturel d'alimentation qui est la section décarbonatation est conçue pour réduire la teneur du CO<sub>2</sub> aux valeurs requises.

L'élimination du gaz carbonique s'effectue dans chaque train de production par traitement chimique en utilisant un produit chimique appelé mono-éthanol-amine (MEA) dans une colonne d'absorption. L'utilisation de ce produit chimique (MEA) peut provoquer des sérieux problèmes, si on l'utilise pas convenablement. Ces problèmes peuvent avoir des répercussions nuisibles sur le traitement ultérieur du gaz. Parmi les problèmes rencontrés dans la section, on trouve le problème de moussage de solution MEA en tête de la colonne d'absorption.

### I.5.1 Description de la section de décarbonatation [2]

#### a) Circuit de gaz

Le GN, à son entrée dans le train passe d'abord dans un ballon de séparation (131-F) où tous les hydrocarbures liquides en suspension sont récupérés et éliminés afin de ne pas contaminer la MEA. Il est ensuite chauffé à 38°C dans le préchauffeur (131-C) pour entrer à la base de la colonne de lavage 131-E sous une pression de 42 bars environ.

Dans cette colonne à plateaux le gaz circule vers le haut à contre-courant de la solution de MEA pour être débarrassé du CO<sub>2</sub> jusqu'à une teneur inférieure à 70 ppm en tête de colonne. Puis le GN est dirigé vers la section de déshydratation.

La solution de MEA pénétrant en haut de l'absorbeur s'enrichit en CO<sub>2</sub> au fur et à mesure qu'elle descend pour quitter la colonne sous forme de MEA riche (voir la figure.I.04).

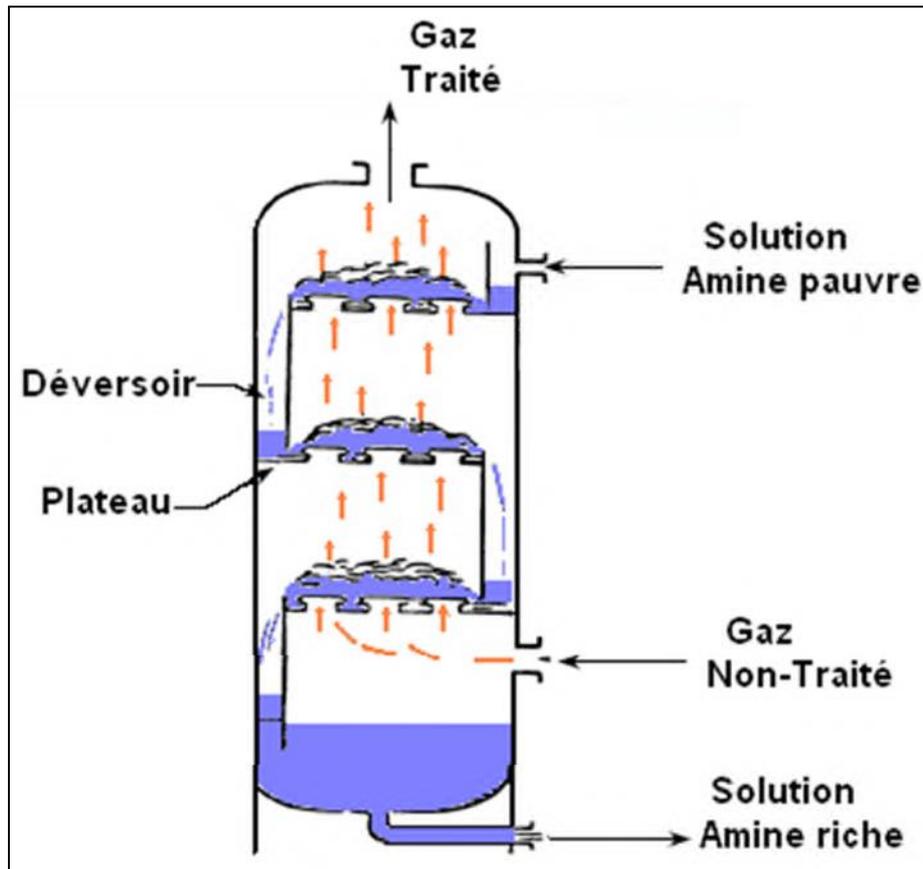


Figure.I.04. Schéma explicative de l'absorbeur [9].

### b) Circuit de MEA

La solution de MEA riche est d'abord détendue dans un ballon où se séparent les hydrocarbures éventuellement dissous puis est chauffée à 102°C par échange thermique avec la solution MEA pauvre régénérée 133-C. Elle est alors introduite en tête de la tour de régénérateur 132-E fonctionnant à 110°C et 1 bar effectif en fond de colonne.

La solution de MEA riche en CO<sub>2</sub> descend dans la colonne pour y être épurée par les gaz ascendants provenant de l'évaporation du produit de fond (rebouilleur 134-C). Le liquide (solution MEA) s'appauvrit en CO<sub>2</sub> est renvoyé à l'absorbeur par la pompe 131-J/JA, après avoir réchauffé la MEA riche en CO<sub>2</sub> passent dans 132-C, les vapeurs de tête 135-C, où les condensats sont renvoyés dans la tour de régénération, les gaz incondensables (essentiellement de CO<sub>2</sub> sont évacués à l'atmosphère).

#### □ Système d'injection anti mousse

L'unité d'injection anti mousse permet d'éliminer ou de réduire l'émulsion. Elle est comprise un réservoir muni d'un niveau visuel et un mélangeur installé par-dessus pour agiter le contenu. L'agent anti mousse est versé dans le réservoir par un petit tuyau de remplissage

placé en tête, et la quantité désirée de condensat est ajoutée par la ligne de condensat, située au sommet du réservoir [7].

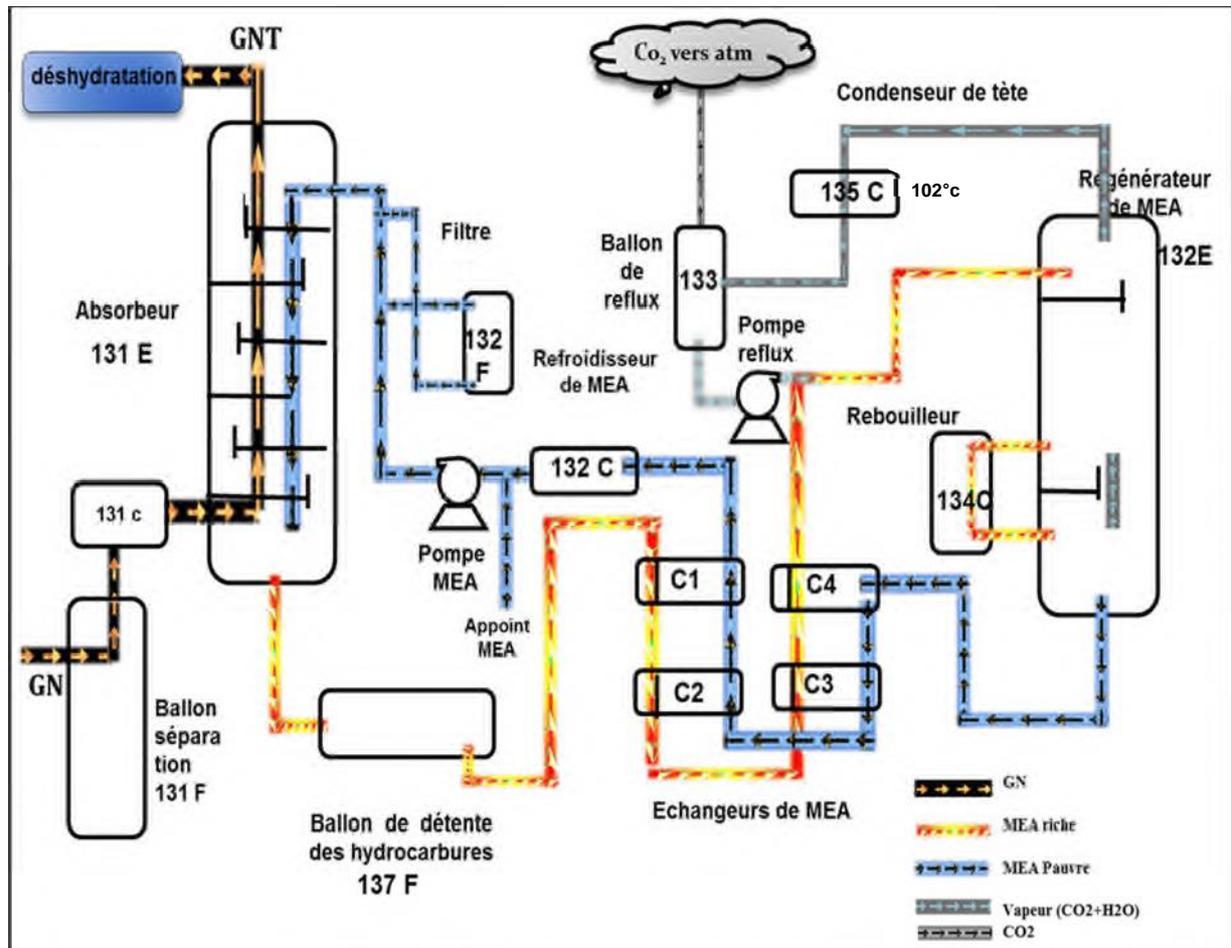


Figure.I.05. Schéma de section de décarbonatation (train 100).

### I.5.2 Choix de l'absorbante (la solution MEA) [10]

Ce choix est déterminé par la nature du gaz à traiter et les conditions de pression et de température. Il existe différents absorbants qui sont utilisés pour éliminer le dioxyde de carbone du GN, due :

- ▮ La solution aqueuse de monoéthanolamine (MEA)  $\text{OH-CH}_2\text{-CH}_2\text{-NH}_2$ .
- ▮ La solution aqueuse de diéthanolamine (DEA)  $\text{NH-(CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH)}_2$ .
- ▮ La solution aqueuse de triéthanolamine (TEA)  $\text{N-(CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH)}_3$ .

La TEA a été la première des alcooamines à être utilisée pour l'élimination des composés des gaz acides dans le GN. Elle a été remplacée principalement à cause de sa faible réactivité et de sa stabilité assez faible.

En effet, si le GN ne contient pas de sulfure de carbone(COS) et de désulfure ( $CS_2$ ), Il est préférable d'utiliser souvent de la MEA qui est très active mais si le GN contient du ( $CS_2$ ), Il est préférable d'utiliser souvent de la DEA, car la MEA réagit avec la ( $CS_2$ ) pour donner des composés stables non Régénérable.

La MEA en solution aqueuse et le solvant préféré pour épurer les gaz qui ont relativement une faible concentration de  $H_2S$  et  $CO_2$ , ne contient pas le COS et le  $CS_2$ , ou bien pour le gaz contenant uniquement le  $CO_2$ .

La faible masse moléculaire de la MEA conduit à un pouvoir absorbant important pour une solution de concentration et de masse faible ainsi que sa récupération facile à partir de solution contaminée, ce sont des avantages qui équilibrent les inconvénients :

- ▮ Formation des composés stables et irréversibles avec le COS et  $CS_2$ .
- ▮ Pertes de la MEA par vaporisation de fait de sa pression de vapeur élevée.
- ▮ Corrosivité élevée particulièrement pour des solutions à plus de 20 % en masse et fortement chargée en gaz-acide.

### I.5.2.1 Propriétés physico-chimiques de la MEA [11]

La MEA est un composé mixte qui possède à la fois des propriétés des alcools et des amines. Aux conditions normales de pression et de température, la MEA est un liquide légèrement visqueux, présentant une faible odeur ammoniacale, elle est soluble en toute proportion à l'eau, les Alcools et les Cétones Aliphatiques à chaîne courte. Sa solubilité est nulle dans les esters des Hydrocarbures Aliphatiques et Aromatiques ainsi que dans l'éther. La MEA est légèrement volatile avec la vapeur d'eau et absorbe l'anhydride carbonique de l'air.

Elle possède de forte propriétés basiques ( $pH=12,5$  à température ambiante). La MEA n'est pas nocive dans les conditions normales d'emploi, mais sa manipulation est plus dangereuse car sa nature alcaline peut provoquer des maladies oculaires et une irritation cutanée.

Par exposition prolongée à la lumière la MEA finit par se colorer en jaune claire et cela est dû sans doute à l'influence d'impuretés et des traces de métaux (Cu, Fe) présents dans les cuves d'appoint (une solution brune indique une oxydation due à un contact avec l'oxygène). Sa cristallisation conduit à des cristaux blanc translucides, elle a une densité légèrement supérieure à celle de l'eau ( $d=1,0179$ ). C'est un corps combustible (voir annexe B tableau.01).

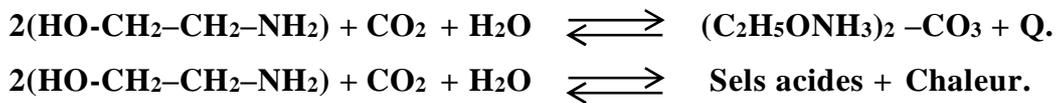
Il y a d'autres propriétés chimiques :

- ▣ Désignation chimique : 2 – Aminoéthanol –1 Amine (NH<sub>2</sub>).
- ▣ Structure chimique : NH<sub>2</sub> – CH<sub>2</sub> – CH<sub>2</sub> – OH Hydroxyde (OH).
- ▣ Attaque le cuivre et ses alliages, le fer, l'aluminium.
- ▣ Réaction exothermique avec les acides.
- ▣ S'oxyde au contact de l'air.

### I.5.2.2 Mécanisme d'interaction entre le CO<sub>2</sub> et la MEA [10]

L'absorption du CO<sub>2</sub>, par la Monoéthanolamine aura lieu à basse température et à haute pression. Le gaz naturel est amené dans la colonne à contre-courant par une solution aqueuse à 15 % à la température d'amorçage : 38 °C et la pression 42 Bars.

Il va se produire la réaction chimique suivante :



C'est une réaction exothermique accompagnée d'un dégagement de chaleur (Q).

Elle est réversible, en apportant une certaine quantité d'énergie au produit de réaction, nous pouvons retrouver les produits initiaux (MEA + Eau en phase gazeuse, CO<sub>2</sub> en phase gazeuse). Ce qui permet d'éliminer le CO<sub>2</sub>, de réutiliser la Monoéthanolamine et de fonctionner sans perte ; En théorie, cette régénération est parfaite et le système fonctionne sans perte, ce qui n'est pas le cas en pratique ou il faudrait éliminer d'autres produits tels que les hydrocarbures entraînés avec la MEA pour retrouver la solution de départ.

### I.5.3 Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation [10]

L'utilisation de la solution MEA dans le procédé de décarbonatation du GN peut provoquer de sérieux problèmes. Ces problèmes peuvent avoir des répercussions nuisibles sur le traitement ultérieur du gaz. Par conséquent, le rendement global de l'unité accuse une baisse relativement importante.

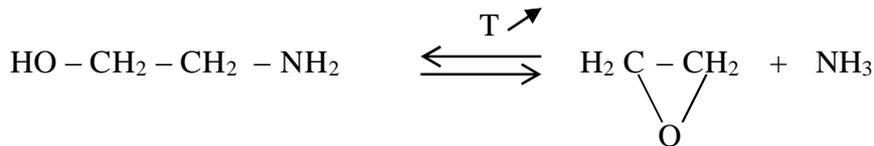
Les problèmes les plus importants rencontrés dans cette section sont comme suit :

#### I.5.3.1 Problème de dégradation de la MEA [12]

Sa dégradation peut entraîner une mauvaise absorption du CO<sub>2</sub>. Les produits formés lors de la dégradation de la MEA sont généralement moins volatils et peuvent être séparés de la solution par vaporisation. Cette dégradation est due aux facteurs suivants :

### A) Dégradation thermique

La dégradation de la MEA par la décomposition thermique est un problème lorsqu'elle est soumise à des hautes températures. Ce problème se produit dans les rebouilleurs, où les températures de fond élevées peuvent causer des surchauffes localisées et sous l'action de la chaleur dans le rebouilleur de la vapeur d'eau dont la température ne dépasse pas 150°C, la MEA se décompose selon la réaction suivante :



Monoéthanolamine

oxyde d'éthylène  
(Très réactif)

Ammoniac

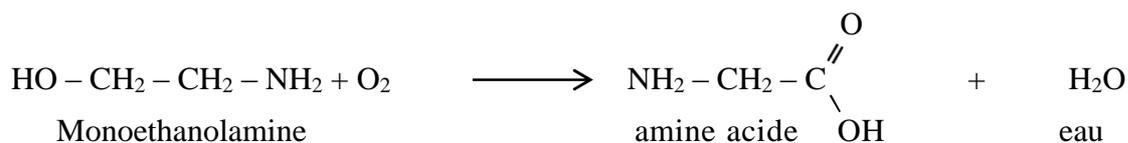
La vitesse de la réaction de décomposition est assez sensible à partir de 130°C, 180°C, la décomposition de la MEA est instantanée.

Les produits de décomposition, en particulier l'oxyde d'éthylène sont extrêmement réactifs. Les produits de ces réactions, qu'ils soient solides ou liquides, désactivent la solution de la MEA et favorisent l'effet corrosif et le moussage de la solution d'amine.

### B) Dégradation par formation de produits non régénérables

#### a) Réaction avec l'oxygène

Au contact de l'air la MEA s'oxyde rapidement pour former des produits organiques corrosifs et pouvant même entamer le problème de moussage, selon la réaction suivante :



L'amine acide formé peut aussi se poly condenser et donne des polymères.

#### b) Réaction avec le dioxyde de carbone

En plus de la réaction de la MEA avec le CO<sub>2</sub> donnant des produits régénérables, la MEA réagit aussi avec le CO<sub>2</sub> de façon irréversible et cette réaction est très lente et très complexes.

#### c) Réaction avec les acides forts

La MEA étant considérée comme une base (faible) réagit avec les acides minéraux forts pour former des sels.

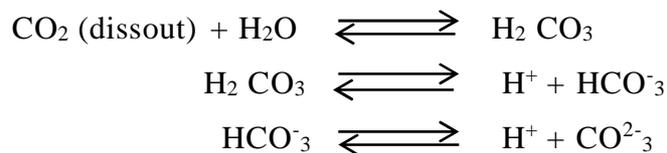
Ce phénomène peut exister en particulier si l'eau de préparation de la solution de la MEA n'est pas bien préparée (présence de  $\text{Cl}^-$  et  $\text{SO}_4^{2-}$ ).

### I.5.3.2 Problème de corrosion [12]

La corrosion est considérée comme le problème le plus grave touchant les unités à éthanolamine (décarbonatation), l'étendue de cette corrosion dépend d'un certain nombre de facteurs tel que : Le type d'amine, la nature des contaminants, la charge de la solution, les pressions et les températures qui règnent dans les différentes parties du système.

#### C) Corrosion par gaz acides

La réaction de la MEA avec  $\text{CO}_2$  forme un acide carbonique  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , selon réactions suivantes :



La présence de cet acide en solution dans la MEA fait de cette solution une substance agressive vis-à-vis les métaux des différents équipements.

#### D) Corrosion par des amines

Les produits de dégradation des solvants sont les agents de corrosions les plus puissantes, ces produits résultent de la réaction irréversible entre certains constituants du gaz naturel et de la solution d'amine.

L'utilisation de la solution monoethanolamine à forte concentration provoque l'augmentation de la température de la boucle d'absorption suite à une mauvaise évacuation de la chaleur dégagée par l'effet thermique de l'absorption suite à un faible débit de la solution MEA en circulation.

### I.5.3.3 Problème de contamination [13]

La contamination de la MEA par les Inhibiteurs de corrosion qui sont toujours des produits organiques très lourds et les produits de dégradation (produits non régénérables) à une grande influence, non seulement sur les équipements, mais aussi sur le processus

#### I.5.3.4 Pertes de la solution de MEA [13]

Les pertes d'amines peuvent se produire par entraînement de la solution, dégradation chimique de l'amine ou par fuites mécaniques et évaporation.

#### I.5.3.5 Engorgement de la colonne [13]

La MEA se combine avec certaine impureté contenue dans le gaz à traiter et donne des produits de dégradation, si on les laisse s'accumuler, les produits de dégradation forment des dépôts solides qui bouchent de plus les déversoirs et les clapets de la colonne et empêche de plus la circulation MEA- GN, et les niveaux liquides des plateaux montent sans cesse, on dit qu'il y a un engorgement de la colonne, cet engorgement provoque l'augmentation de la pression différentielle dans la colonne, due :

- ▮ Au niveau du liquide de plus en plus haut sur les plateaux.
- ▮ Au manque de la souplesse des clapets qui sont gênés dans leurs courses.

#### I.5.3.6 Stockage et manutention de la MEA [13]

Le transport et le stockage de la MEA doivent se faire dans des récipients en fer revêtu en acier résistant à la corrosion en verre ou en polyoléfine. Le produit ne doit pas rester trop longtemps en contact du fer pour éviter la coloration son hygroscopicité et sa propriété d'absorption du CO<sub>2</sub> exige une fermeture étendre à l'air. Dans le réservoir d'amine pure on utilise des serpentins de chauffage en cas de température ambiante très basse on préfère des réservoirs calorifuge.

Généralement le stockage et la manutention de la solution aqueuse de la MEA est plus facile que pour la MEA pure, cela due au fait que les solutions aqueuses aient des viscosités et des points de congélation inférieur.

#### I.5.3.7 Problème de moussage [13]

On définit la mousse comme un système micro hétérogène composé d'une phase dispersée gazeuse et d'un milieu dispersant liquide étiré en pellicules.

$$P = 2\delta/R \text{ (Formule de Laplace).}$$

Cette formule exprime la relation dans la bulle (**P**), son rayon (**R**) et la tension superficielle (**δ**). Si la pression du gaz dans la bulle (**P**) dépasse la pression extérieure (**P<sub>ext</sub>**), la bulle crève et la mousse ne peut pas se former.

Une bulle ne sera stable que si la solidité de ces parois dépasse la différence des pressions extérieure et intérieure soit la grandeur (**P - P<sub>ext</sub>**). La formule de Laplace montre que la diminution de la pression intérieure des bulles gazeuses, donc la diminution de la

grandeur ( $P - P_{ext}$ ) peut être obtenue en réduisant la tension superficielle, cet effet s'obtient par l'introduction dans le système des corps tensioactifs, notamment du savon, ainsi on obtient une mousse stable en barbotant de l'air ou un gaz dans l'eau contenant une substance tensioactive (savon). Il en résulte que la tension superficielle a une importance essentielle dans les processus tel que le lavage d'un gaz par un liquide. Il s'accomplit plus facilement que la tension superficielle du liquide est plus faible.

L'addition de substance tensioactive augmente en général l'aptitude des liquides à former des mousses. L'augmentation de la viscosité du liquide, la diminution de sa volatilité, ainsi qu'une résistance mécanique élevée de la mousse favorisent la formation d'une mousse stable.

La MEA a une tension superficielle de 48,8 ergs/cm<sup>2</sup> à 20°C tandis que celle de l'eau à la même température est de 72,6 ergs/cm<sup>2</sup>, donc d'après Laplace, les solutions aqueuses de MEA sont à caractère moussante même si elles sont propres et l'augmentation de la concentration de la solution de la MEA favorise le moussage d'une part et augmente les pertes de la MEA d'autre part. C'est pourquoi lors de la conception des unités de traitement de gaz, le constructeur prévoit toujours certaines dispositions (piège à gouttelettes, ballon séparateur, écart important entre plateaux et surdimensionnement de l'absorbeur).

Le phénomène de moussage est surtout rencontré dans l'absorbeur du CO<sub>2</sub> mais il peut également être perceptible dans la colonne de régénération de la MEA.

### **E) Facteurs favorisant le moussage [10,12]**

Le moussage peut réduire le débit des installations, augmenter les pertes de MEA, empêcher une régénération adéquate et affecter de manière contraire l'efficacité de traitement.

Le moussage réduit également l'efficacité de transfert de masse sur les plateaux à cause du mauvais contact entre le gaz et le liquide, il est presque toujours accompagné d'une élévation de la perte de charge de la colonne.

L'expérience a montré que ce problème pouvait intervenir en cas de présence de :

#### **a) Des hydrocarbures liquides dans le gaz**

Ces hydrocarbures lourds peuvent être présents dans le gaz naturel par une mauvaise séparation au niveau des unités de dégazolinage de Hassi R'mel.

#### **b) Des solides en suspensions finement divisés**

- ▮ Les matières solides apportées par le gaz naturel.
- ▮ Les produits des équipements.

**c) Des inhibiteurs de corrosion**

Les Inhibiteurs de corrosion qui sont toujours des produits organiques très lourds (polyamines ...) peuvent être utilisés dans les unités placées en amont du lavage du gaz ou en protection des tuyauteries de transfert du gaz. Les traces d'inhibiteurs de corrosion passant dans la solution d'amine ne peuvent être éliminées que par adsorption au charbon actif ou par le purificateur d'amine.

Les produits de corrosion se déposent sur les plateaux de la colonne et cause un manque de souplesse des clapets qui sont gênés dans leurs course par une texture fibreuse, cela limite le débit du liquide et augmente la vitesse du gaz, générant des problèmes de moussage.

**d) Des produits de dégradation de MEA**

Les produits de dégradation résultent de :

- ▮ Dégradation thermique.
- ▮ Dégradation par formation des produits non régénérables.

**e) L'excès d'agent anti mousse**

L'excès d'agent anti mousse à se comporter comme un agent moussant.

**f) Variation brusque de débit de charge GN ou de MEA**

Le phénomène de moussage a été aussi observé suite à des modifications brusques de débit de GN ou de MEA.

**g) Turbulences excessives et une grande vitesse de contact liquide/gaz entraînent également un moussage de la solution.****h) Température et Concentration élevées de la solution MEA**

L'augmentation de la concentration et la température de la solution MEA favorise le moussage d'une part et augmente les pertes d'autres parts, c'est pourquoi il est recommandé à des concentrations aussi basses que possible (permet d'avoir MEA à une grande tension superficielle).

**i) Huiles et graisse**

Ces produits peuvent être introduits au niveau des compresseurs véhiculant le gaz ou par les produits d'entretien utilisés sur la robinetterie.

**j) Non efficacité des plateaux**

Les produits de dégradation forment des dépôts solides qui bouchent les déversoirs et les clapets de la colonne et empêchent de plus en plus la circulation MEA-GN, ce qui provoque une augmentation de pression différentielle dans la colonne et par conséquent l'entraînement de la MEA à la sortie de la colonne d'absorption.

**k) Fines particules de charbon actif**

Une mauvaise filtration en aval du filtre à charbon actif peut entraîner des fines particules causant le problème de moussage.

**F) Conséquences du moussage [10]**

Ce moussage limite la capacité de la section de décarbonatation, entraîne des pertes de solution et affecte la performance de l'absorbeur et de la colonne de cette section, car le moussage signale une solution de mauvaise qualité. Lorsqu'il se développe une couche stable de mousse, la solution d'amines est entraînée jusqu'à la tête de la colonne d'absorption. Ceci affecte l'efficacité de l'élimination des gaz. En outre, le moussage diminue l'efficacité du transfert de masse sur les plateaux en raison d'un mauvais contact gaz- liquide.

Lors du moussage, les espacements entre les plateaux et les déversoirs sont totalement remplis de mousse, le liquide ne peut plus absorber le CO<sub>2</sub> qui crée le bouchage au niveau des échangeurs cryogéniques.

Le moussage est presque toujours accompagné d'une augmentation de la chute de pression dans la colonne. Un indicateur-enregistreur de pression différentielle est très utile pour le contrôle des problèmes dus au moussage.

Généralement, la turbulence excessive et une vitesse élevée de contact liquide-vapeur provoquent également le moussage de la solution qui réduit la capacité de l'unité. Le moussage se manifeste par les phénomènes suivants :

- ▮ Une chute de pression à travers les plateaux de l'absorbeur.
- ▮ Une augmentation du niveau de liquide dans le ballon séparateur du sécheur d'alimentation.
- ▮ Une chute de pression dans le régénérateur.

## I.6 Conclusion

La liquéfaction de gaz naturel dans le complexe GL2/Z nécessite de refroidir le gaz naturel jusqu'à sa température de condensation [-162°C] environ à pression atmosphérique, pour cette raison le GN passe dans quatre étapes essentielles :

- ▮ Le traitement de GN : pour éliminer CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, Hg contenant dans le GN.
- ▮ Séparation : pour séparer le méthane existant dans le GN.
- ▮ Liquéfaction : pour liquéfier le méthane à température de -162°C.
- ▮ Fractionnement : pour extraire l'éthane, propane, butane, gazoline.

L'élimination de CO<sub>2</sub> Contenant dans le GN nécessite d'utiliser la solution MEA, ce dernier est injecter dans l'absorbeur à contre-courant avec le GN, lors entrainement provoque le problème de moussage, ce problème limite la capacité de section et augmente les pertes de solution MEA et ensuite réduit l'efficacité de traitement.

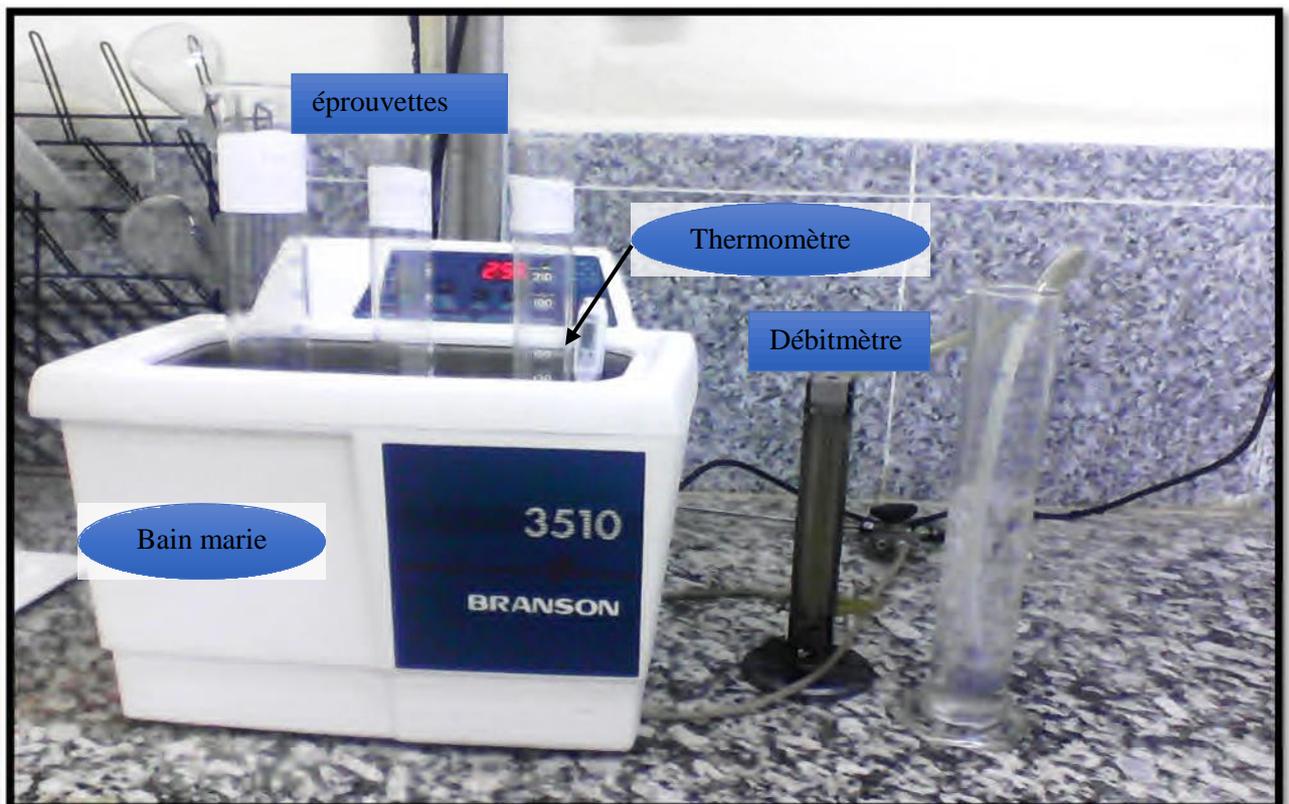
Le meilleur remède contre le problème de moussage et de prendre soin de la solution amine, et un filtrage de la solution sont nécessaire et l'utilisation d'anti mousse pour calmer le problème.

## II.1 Introduction

Après avoir présenté le problème de moussage concernant la section de décarbonation (dans train 100), notre travail dans cette partie consiste à découvrir l'influence des trois facteurs qui favorisent l'apparition de problème de moussage à savoir : la température de la solution MEA, les hydrocarbures lourds et enfin la concentration de l'anti mousse. En se basant sur des expériences au niveau du laboratoire du complexe GL2/Z on a suivi l'influence de chaque paramètre sur le volume de la mousse dégagée.

## II.2 Principe de l'essai de moussage de la solution MEA [14]

On a déterminé empiriquement l'influence des principaux facteurs (température, hydrocarbure lourds, l'excès anti mousse) qui favorisent le phénomène de moussage d'une solution de MEA à l'aide d'une installation simple (figure.II.01), constituée d'admission de gaz (azote), un régulateur de pression, une éprouvette graduée en verre et un tube de dispersion de gaz (diffuseur). On disperse le gaz dans une éprouvette graduée de 250 ml contenant 50 ml de la solution échantillonnée à analyser. On enregistre le volume de la mousse produite en (ml).



**Figure.II.01.** Dispositif pour les tests tendance de moussage.

### II.3 Analyses de la solution MEA

Avant de commencer notre test sur le moussage, nous avons fait les analyses de vérification de solution MEA pauvre à l'entrée de l'absorbeur.

#### II.3.1 Analyse %CO<sub>2</sub> et %MEA dans la solution de MEA [15]

##### a) Principe

Cette méthode est basée sur le titrage alcalimétrique par l'intermédiaire de deux indicateurs colorés (phénol phtaléine et indicateur mixte). C'est une méthode simple et directe.

##### b) Mode opératoire

On prend 5 ml de l'échantillon (MEA pauvre) dans un erlenmeyer de 250 ml, on ajuste l'eau distillée jusqu'à 100 ml. Après, on ajoute 2 gouttes de phénophtaléine.

On remarque que la solution devient rose. Ensuite, on titre avec H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> (1N) jusqu'à la décoloration complète de la solution, on note le volume (**V1**) d'acide utilisé en millilitre.

Dans la même solution, on ajoute 2 gouttes d'indicateur mixte. Après on continue le titrage jusqu'à l'apparition de la couleur rose. On note le volume (**V2**) d'acide utilisé depuis le début du titrage en ml.

##### c) Calculs

$$\% \text{ MEA} = V2 \times 1,25$$

$$\% \text{ CO}_2 = V2 - (V1 + 0,75) \times 0,7$$

#### II.3.2 Analyse des chlorures dans la solution de MEA [15]

##### d) Principe

La méthode est basée sur la fixation des ions Cl<sup>-</sup> par les ions Ag<sup>+</sup>. Au cours de ce phénomène, on procède au titrage par une solution de nitrate d'argent, la réaction est la suivante :



##### e) Mode opératoire

On prend 5 ml de l'échantillon (MEA pauvre et riche) dans un erlenmeyer de 250 ml, on ajuste l'eau distillée jusqu'à 44ml. après, on ajoute 5ml d'acide nitrique (0,1N) et 2ml de nitrate d'argent (0,1N) et on agite la solution et laissée reposer dans l'étuve à une température de 40°C pendant 25 minutes.

Enfin, On passe la solution au spectrophotomètre à une longueur d'onde 430 nm.

$$\text{Concentration} = \text{absorbance} / 200$$

## II.4 Influence de la concentration d'anti mousse sur le moussage

### a) Principe

L'essai consiste à appliquer le test de moussage de la solution MEA en variant à chaque fois la concentration de l'anti mousse (SAG10) à une température constante de 38 °C.

### b) Mode opératoire

Premièrement, on prépare la solution mère de MEA à 15%, Deuxièmes, on prépare la solution de l'anti mousse à différente concentration de (10 à 300ppm) après on ajuste avec la solution MEA 15%. Afin de préparer une solution de (MEA15%+SAG10) de 50 ml (voir annexe B.02).

À l'aide d'un bain marie, on chauffe la solution (MEA+ SAG10) à 38 °C, on plonge le tube de dispersion de gaz (azote) dans l'éprouvette graduée. Après ça, On note le volume initiale(**A**) de solution. Puis, on règle le débit d'azote à 32cc par minute. Enfin, On attend exactement 3 min, et on note le volume (**B**) de mousse.

## II.5 Influence de la température de la solution de MEA sur le moussage

### a) Principe

L'essai consiste à suivre le moussage (volume de la mousse dégagée) de la solution MEA, sans et avec addition d'anti mousse(SAG10) en fonction de la variation de température de la solution.

Les résultats sont portés sur un graphique en vue de tracer la courbe de la variation du moussage en fonction de Température.

### b) Mode opératoire

On prend 50ml de la solution MEA dans une éprouvette graduée de 250 ml. À l'aide d'un bain marie, on chauffe la solution MEA à différentes températures de 25 °C jusqu'à 50°C. Ensuite, on plonge le tube de dispersion de gaz (azote) dans l'éprouvette, et note le volume initial (**A**) de la solution. Après, on règle le débit d'azote à 32c m<sup>3</sup> par minute, on attend 3 min et on note le volume (**B**) de moussage.

On répète la même méthode de l'essai avec addition d'anti mousse (50 ppm de SAG10).

## II.6 Influence des hydrocarbures lourds sur le moussage

### a) Principe

L'essai consiste à appliquer le test de moussage de la solution MEA, sans et avec addition d'anti mousse(SAG10) en variant à chaque fois le volume de la gazoline (hydrocarbures lourds appelée aussi C<sub>5</sub>+) tout en gardant la température constante à 38 °C.

### b) Mode opératoire

On prend 50ml de la solution MEA dans une éprouvette graduée de 250 ml, on ajoute différents volume de gazoline (0.5, 1, 3, 5, 9ml). À l'aide d'un bain marie, on chauffe la solution (MEA+ gazoline) à 38 °C. Après, on plonge le tube de dispersion de gaz (azote) dans l'éprouvette graduée, et on note le volume initial (**A**) de solution.

Ensuite, on règle le débit d'azote à 32cm<sup>3</sup> par minute, On attend exactement 3 mi et on note le volume (**B**) de moussage.

On répète la même méthode de l'essai avec addition d'anti mousse (50 ppm de SAG10).

**NB :** La gazoline utilisée dans notre essai est vérifiée par la chromatographie en phase gazeuse (VARIAN 3800).



**Figure.II.02.** Chromatographe en phase gazeuse (VARIAN 3800)

### III.1 Introduction

Dans le but de découvrir les principaux facteurs qui favorisent l'apparition de moussage de solution MEA à 15%, nous avons effectuées différentes analyses.

Les résultats de ces analyses sont présentés dans des graphes et des tableaux pour mieux comprendre les promoteurs de problème de moussage.

. Nous avons procédé dans cette partie à l'étude de l'influence des principaux facteurs qui favorisent l'apparition du phénomène de moussage.

Notre étude est basée sur :

- Analyses de la solution MEA
- L'influence de la température de la solution MEA sur le moussage. .
- L'influence de la présence d'hydrocarbure lourd sur le moussage.
- L'influence d'excès anti-mousse SAG10 sur le moussage.

### III.2 Analyses de la solution MEA [13]

Avant de commencer nos tests sur le moussage, nous avons effectué des analyses de vérification de la solution MEA pauvre à l'entrée de l'absorbeur.

Nous avons évalué la concentration de MEA, la teneur en CO<sub>2</sub>, et la concentration en chlorure dans la solution de MEA pauvre d'échantillons de MEA pauvre pris directement des trains 100 à l'entrée de l'absorbeur.

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau.III.01.

Tableau III.01: Analyses de la solution MEA [17]

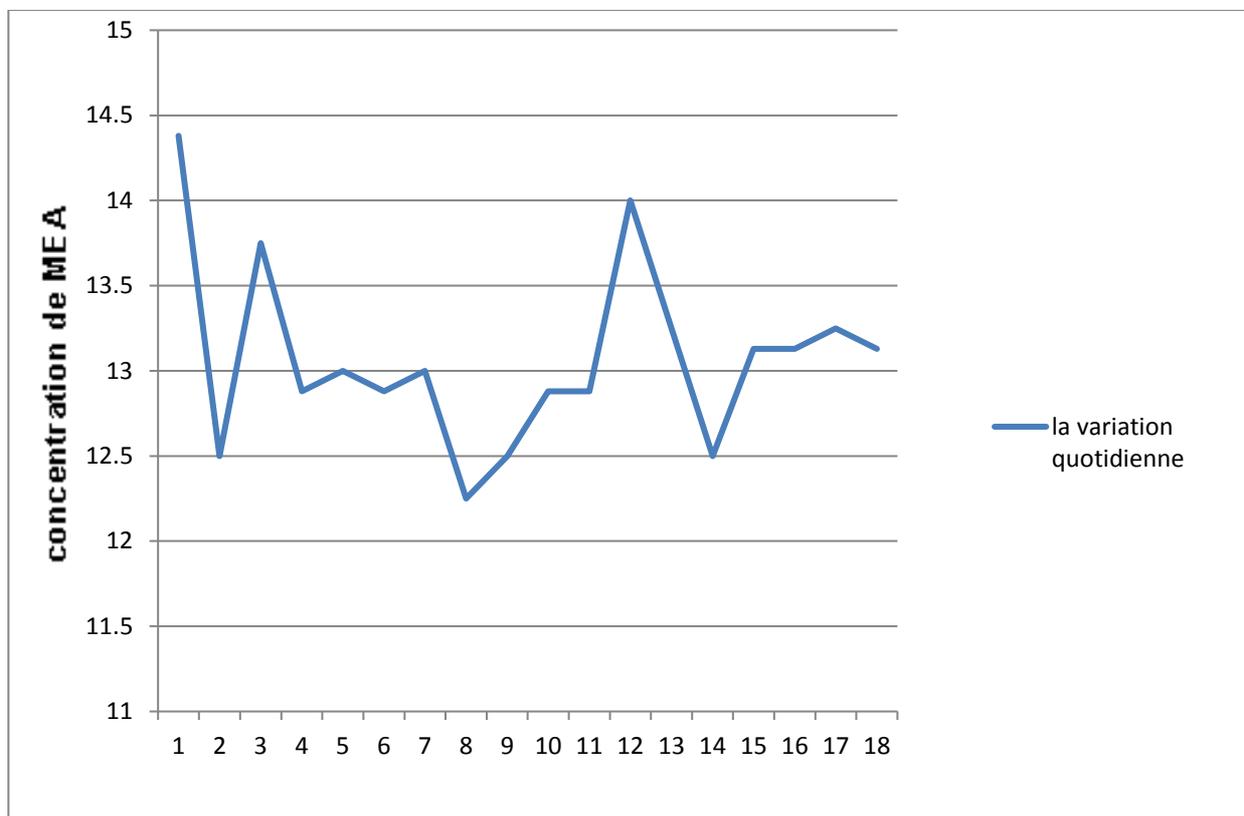
DATE (J)	MEA (%)	CO <sub>2</sub> (%)	Cl <sup>-</sup> (ppm)	MOUSSAGE (ml)
20/06/2021	14,38	1,71	46	15
20/06/2021	12,50	0,88	46	10
21/06/2021	13,75	1,09	47	10
21/06/2021	12,88	1,04	47	10
22/06/2021	13,00	1,29	46	10
22/06/2021	12,88	0,46	46	10
23/06/2021	13,00	1,16	51	20
23/06/2021	12,25	0,88	51	15
24/06/2021	12,50	1,13	51	15
24/06/2021	12,88	1,22	52	10
25/06/2021	12,88	0,88	52	10
25/06/2021	14,00	1,08	46	15
26/06/2021	13,25	1,01	46	15
26/06/2021	12,50	0,88	58	10
27/06/2021	13,13	1,01	58	15
27/06/2021	13,13	0,88	58	15
28/06/2021	13,25	0,59	59	10
28/06/2021	13,13	1,22	59	10

Le tableau III.02 résume les analyses de la solution MEA mesurés et comparai avec la norme.

**Tableau III.02:**analyses de la solution MEA mesurée comparable avec la norme [17]

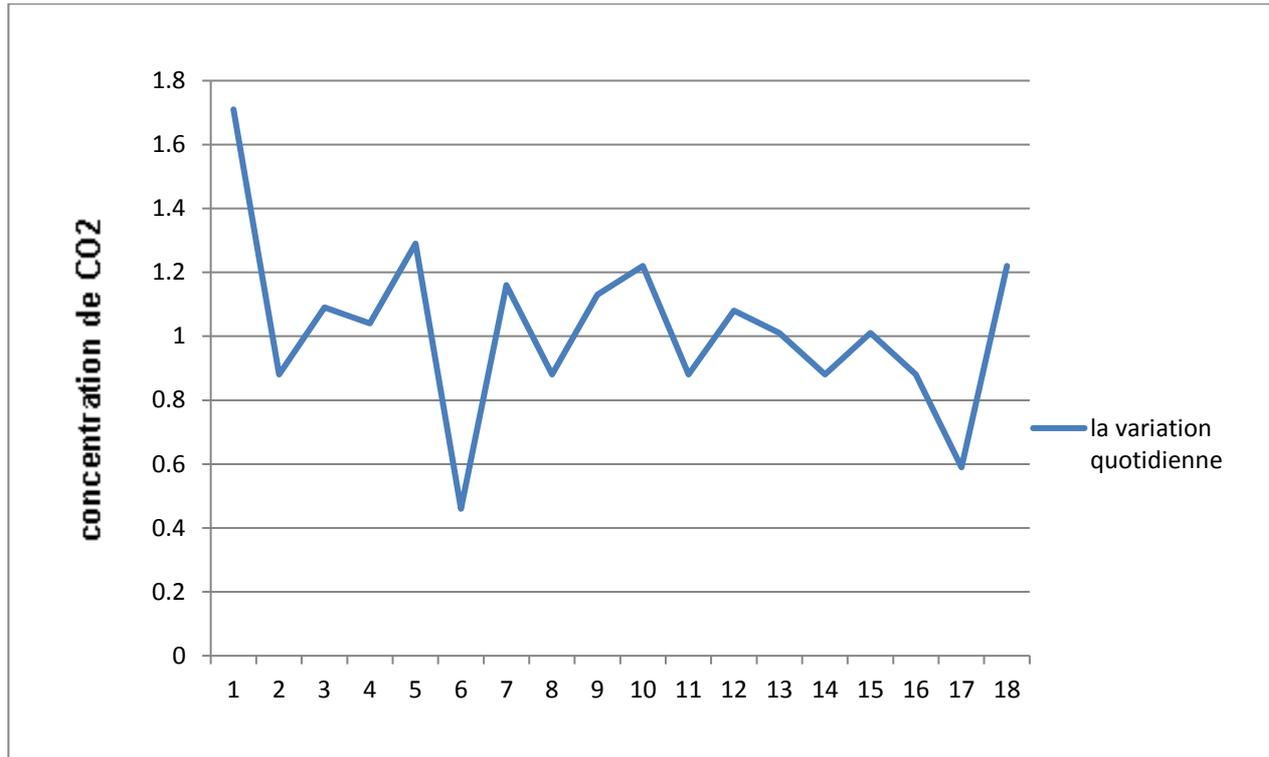
	<b>Norme</b>	<b>Mesurée</b>
<b>%MEA</b>	Min 15%, max 20%	12,25 à 14,38
<b>%CO<sub>2</sub></b>	Min 0,2%, max 2%	0,46 à 1,71
<b>Chlorures</b>	< 70 ppm	46 à 59 ppm

Les valeurs des tableaux (III.01 et III.02) sont représentées sous forme de graphe pour mieux les comparai avec la norme.

**Figure III.01 :** Analyses quotidiennes de concentration de la solution MEA pauvre.

### Les résultats présentés dans Figure III.01

La concentration de MEA dans la solution pauvre est de 12.25 à 14.38, c'est la norme requise qui est de 15 à 20% en MEA. En revanche la concentration utilisée est conforme.

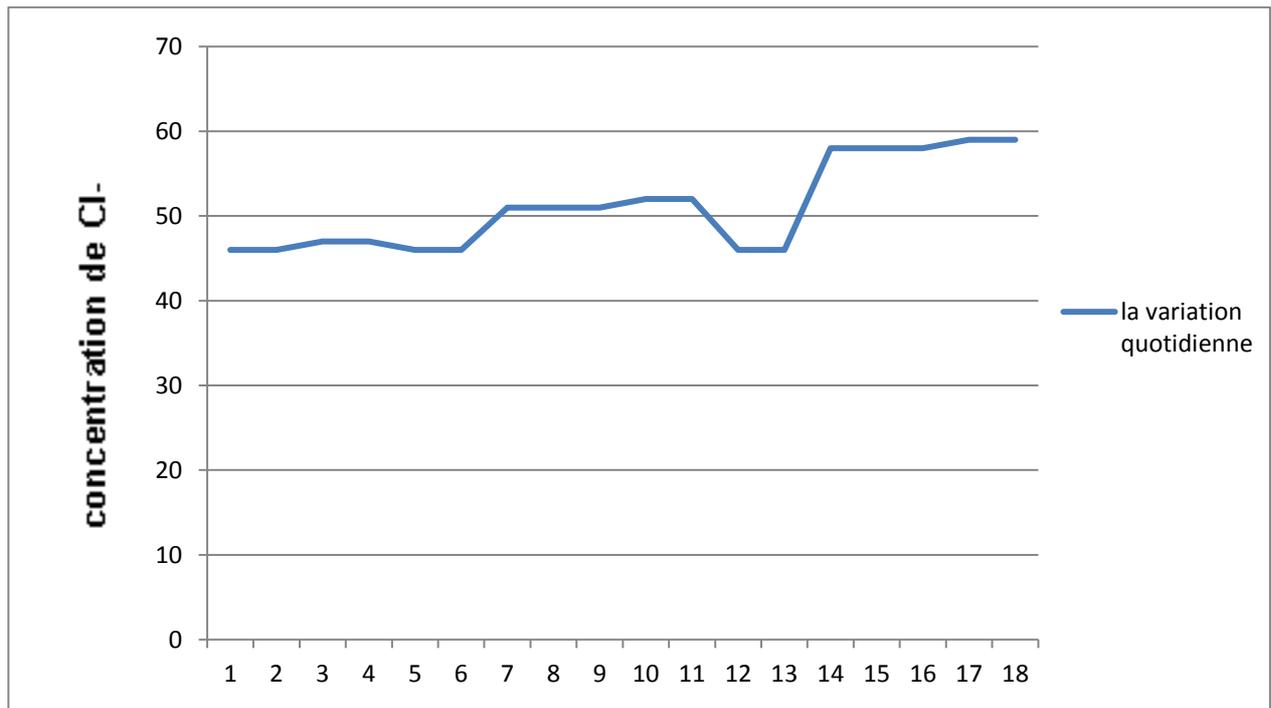


**Figure III.02 :** Analyses quotidiennes de teneur en CO<sub>2</sub> dans la MEA pauvre.

### Les résultats présentés dans Figure III.02

la teneur en CO<sub>2</sub> dans la solution de MEA pauvre est de 0.46 à 1.71, elle n'est pas conforme à la norme.

La capacité d'absorption (% CO<sub>2</sub>) de la solution MEA est contrôlée aussi par le pH. En générale, le pH de la solution MEA pauvre de 15% à 20% en MEA est d'environ de 12 à 12,5.



**Figure III.03 :** Analyses quotidiennes des chlorures dans la MEA pauvre.

### Les résultats présentés dans Figure III.03

D'après les résultats du figure.3, l'augmentation de la concentration des chlorures provoquent l'augmentation de la mousse. Les chlorures de l'eau de mer provoquent la dégradation Partielle de la solution MEA ce qui rend la réaction entre la MEA et CO<sub>2</sub> non parfaite D'où mauvaise absorption du CO<sub>2</sub>. Pour éviter le problème de mousse la quantité de chlorure doit être < 70 ppm.

Deux sources majeure sont a l'origine de cette contamination :

- Le refroidisseur de la MEA pauvre à la sortie du régénérateur.
- Le condenseur de tête de la colonne de régénération.

### III.3 Facteurs de moussage [13]

La température élevée de la solution MEA, les gouttelettes d'hydrocarbure lourd dans le GN et l'excès d'inti mousse, ces sont les principaux facteurs qui contribuent à l'apparition de moussage au niveau de l'absorbeur. Par conséquent, ces paramètres ne peuvent pas être évalués à l'échelle industrielle.

Nous avons suivi l'influence de ces facteurs sur le volume du moussage dégagé au laboratoire afin de d'optimiser les valeurs et proposer des solutions pour réduire le volume de la mousse générée lors du la décarbonations.

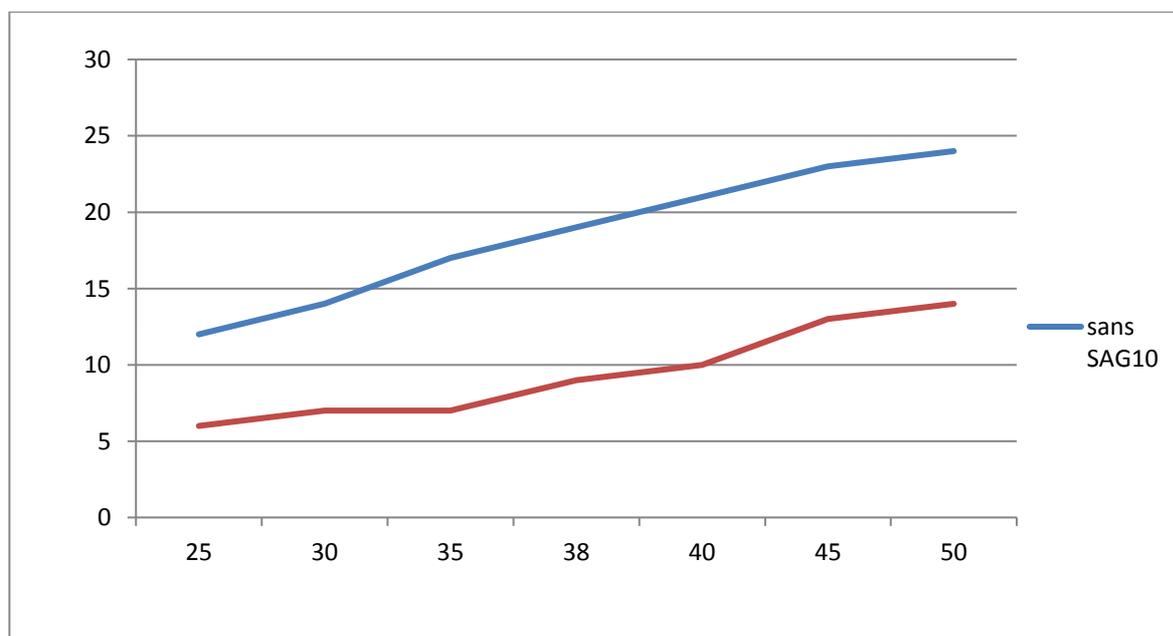
#### III.3.1 Influence de la température de la solution de MEA sur le moussage :

- **Exploitation des résultats**

Les résultats de la lecture de mousse sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau.III.03** : influence de la température de la MEA sur le moussage

T de solution de MEA (C°)	25	30	35	38	40	45	50
Moussage sans SAG10 (ml)	12	14	17	19	21	23	24
Moussage avec SAG10 (ml)	6	7	7	9	10	13	14



**Figure III.04** : Variation du volume de moussage en fonction de la température de MEA.

### Les résultats présentés dans Figure III.04

Lorsque la température dépasse 20°C, le phénomène de moussage est accéléré. La réaction entre la MEA et CO<sub>2</sub> est une réaction réversible à deux sens. L'absorption de CO<sub>2</sub> se fait à basse température tandis que la régénération c'est-à-dire la libération de CO<sub>2</sub> ce fait à haut température ; ce qu'augmentation de moussage à partir de 20 °C car les hautes températures apportent une énergie d'activation qui favorise la libération de CO<sub>2</sub> ce qui engendre l'élévation du taux du moussage.

Nous remarquons que l'élévation de la température de la solution de 20°C à 50°C provoque l'augmentation du phénomène du moussage.

### III.3.2 Influence des hydrocarbures lourds sur le moussage :

- Principe

La gazoline est un hydrocarbure lourd, sa composition molaire est donnée par la chromatographie.

Tableau III.04: composition molaire des hydrocarbures lourds (Gazoline)

Composants	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7	C8	C9	C10 <sup>+</sup>
% molaire	00	00	0,026	28,134	32,871	22,806	11,232	3,776	0,925	0,23

- Exploitation des résultats

Tableau III.05 : influence des hydrocarbures lourds sur le moussage

Volume de la gazoline (ml)	0,5	1	3	5	9
Moussage sans SAG10	21	21	22	23	24
Moussage avec ASG10	10	11	12	12	13

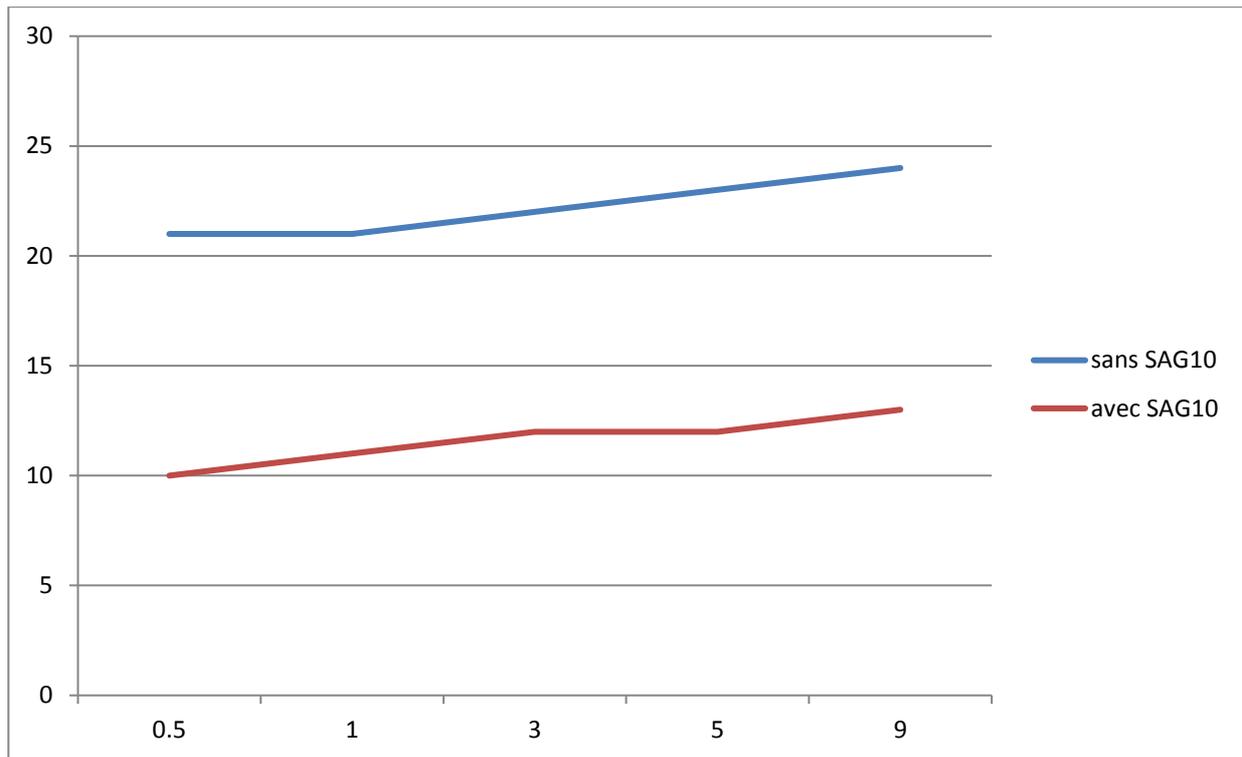


Figure III.05 : Effet des hydrocarbures lourds sur la tendance de moussage.

### Les résultats présentés dans Figure III.05

Nous remarquons que le moussage augmente avec l'élévation du volume de la gazoline de 0,5 à 9 ml. La présence de la gazoline dans la MEA augmente le phénomène de moussage qui conduit à une mauvaise absorption de CO<sub>2</sub>. Par conséquent, cela, confirme l'hypothèse de la contribution de la contamination de la MEA par les huiles sur le phénomène de moussage.

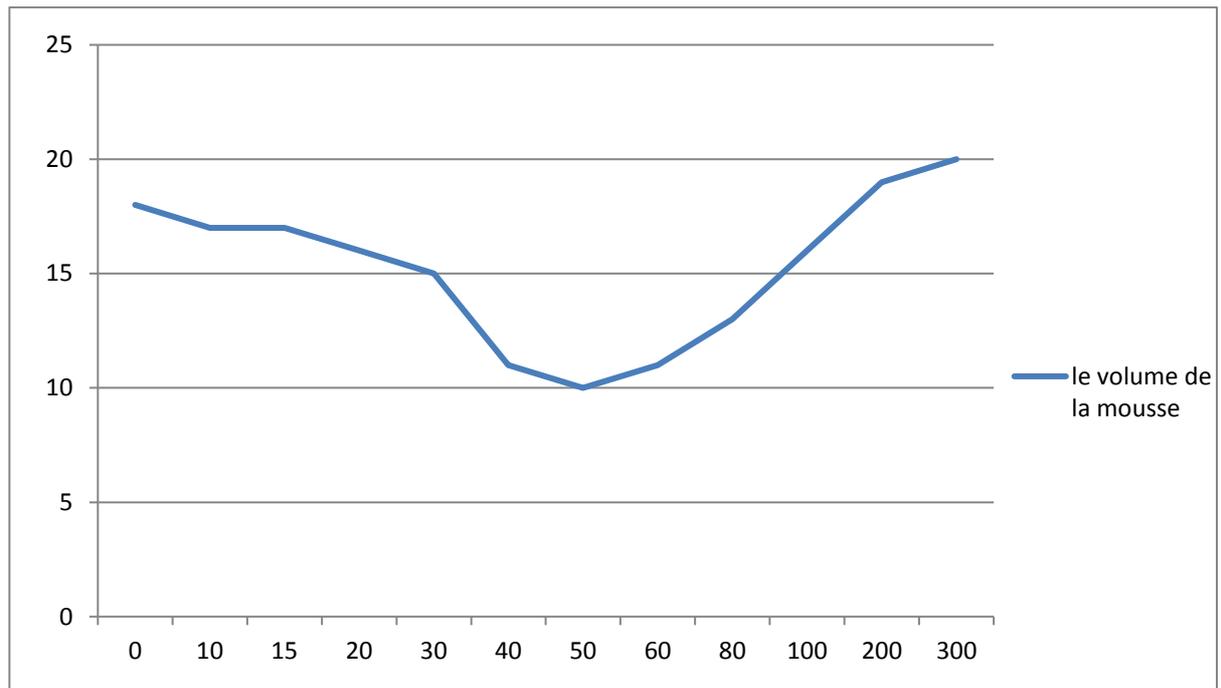
### III.3.3 Influence de l'excès d'agent anti mousse sur le moussage

Dans cette partie de notre travail, nous avons étudié l'effet de l'augmentation de concentration d'anti mousse (SAG 10) sur le volume des mousses formées (en ml), nous avons fixé la température de la solution à 38°C, puis on fait varier la concentration d'anti mousse, le volume des mousses formées est noté et

les résultats obtenus sont représentés dans le tableau.

**Tableau III.06** : Influence de l'excès d'anti-mousse sur le volume de la mousse

Concentration d'anti mousse (SAG10) (ppm)	0	10	15	20	30	40	50	60	80	100	120	200	300
Mousse (ml)	18	17	17	16	15	11	10	11	13	16	18	19	20

**Figure III.06** : Variation du volume de mousse en fonction de concentration d'anti mousse (ppm)

### Les résultats présents dans Figure III.06

nous remarquons que le volume de la mousse diminue avec l'augmentation de la concentration de SAG10 jusqu'à une valeur de 50 ppm et à partir de cette valeur jusqu'à 300 ppm on remarque que l'augmentation provoque un volume de mousse d'environ 10ml pour un volume de la solution de MEA de 50ml, donc à l'échelle industriel dont le débit volumique de la solution est de l'ordre  $66 \text{ m}^3$  injectée entrainera un volume de mousse de presque  $13.2 \text{ m}^3$ , ce qui égale à 20%.

D'après les tests effectués au niveau de laboratoire, la concentration recommandée est de 50 ppm.

### III.4 Dysfonctionnements de la section

Pendant notre stage à GL2/Z nous avons remarqué plusieurs anomalies au niveau de la section de décarbonatation, qui présentent un rôle très important de l'apparition de phénomène du moussage dans la colonne d'absorption.

#### ▣ Circuit anti mousse

L'injection de SAG10 se fait à l'aspiration de pompe afin d'éviter les phénomènes de moussage dans la colonne d'absorption.

La pompe qui véhicule le produit anti mousse ne fonctionne pas, de ce fait la préparation de la solution ne se fait pas dans le bac qui assure la bonne dilution.

La mauvaise préparation (soit l'excès) d'anti mousse favorise l'augmentation de moussage.



**Figure.III.07.** Photo de ballon de mélange 132-l.

### ▣ Le vaporiseur 136-C

La régénération par vaporisation et condensation partielle ne permet pas d'éliminer certains produits non vaporisables pour cela on utilise un vaporiseur qui assure le lavage de la solution MEA pauvre qui provient du régénérateur par la vapeur désurchauffée, ce dernier ne fonctionne pas.

Le vaporiseur (136-C) (figure.III.08) élimine les produits de dégradation de la solution MEA ( $\text{CO}_2$ , les chlorures...) et les autres impuretés à points d'ébullition élevée qui provoquent le moussage.



Figure.III.08. Photo de vaporiseur 136-c

### ▣ Puisard 134-F

C'est un ballon enterré de Capacité  $6,35 \text{ m}^3$  permettant une récupération de toutes les purges de la section MEA et d'effectuer la préparation de la solution à 15%.

Nous avons remarquées une grande quantité des huiles sur la surface du puisard qui provient de la pompe. Aussi, l'absence du filtre qui se trouve à la surface du puisard qui assure l'élimination de toutes matières en suspension, ces dernières conduisent vers l'absorbeur et contribuent de l'apparition de problème de moussage (figure.III.09).

Ainsi la perforation des tubes des échangeurs et l'arrosage à eau de mer au voisinage du puisard contaminent la solution de MEA par des chlorures, ces dernières provoquent le moussage.



Figure.III.09. Photo de puisard 134-F

#### ▣ Circuit de l'eau de lavage

En tête de la colonne d'absorption (131-E), le gaz débarrassé de son  $\text{CO}_2$ , traverse quatre plateaux de lavage qui ont pour but de retenir la MEA entraînée. Ce lavage s'effectue par une circulation d'eau de chaudière par les pompes 136 J/JA. Ce circuit ne fonctionne pas actuellement puisque le GN sortant de l'absorbeur est rempli d'eau qui génère des problèmes dans la section de déshydratation de part, et l'arrêt de ce circuit provoque le problème de perte de MEA d'autre part.

## Conclusion

D'après notre étude on conclut que :

- ▮ La solution MEA pauvre qui est utilisée dans la section est mal préparée puisque la concentration est plus faible par rapport à la norme exigée qui est de 15%.
- ▮ l'excès de la température diminue la tension superficielle de la solution MEA et favorise la tendance de moussage de la solution d'amine à partir d'une température de 45°C.
- ▮ L'excès d'anti mousse (SAG10) provoque la mousse de solution MEA, de sans injection dans l'échantillon à analyser sert à réduire le moussage à une concentration optimale, la meilleure concentration de SAG10 recommandée est de 50 ppm au niveau du laboratoire.
- ▮ La présence des hydrocarbures lourds sous forme liquides dans le GN provoque la mousse à partir de 3ml en volume.
- ▮ Le SAG 10 a une influence positive sur la mousse lorsque la température est élevée.
- ▮ Le dysfonctionnement du vaporiseur et la pompe anti mousse ainsi que la contamination de la solution MEA dans le puisard contribuent à l'apparition de phénomène de moussages au niveau de l'absorbeur.
- ▮ Le volume de moussage est considéré comme volume mort qui entrainera la diminution du rendement du procédé de décarbonatation.

Au cours de ce travail nous nous sommes concentrés sur la section de décarbonatation et nous avons suivi le phénomène de moussage au niveau du laboratoire. Ce genre de problème se déclare souvent dans les colonnes d'absorption de complexes GL2/Z, lorsque les mousses produites deviennent trop stables ou trop volumineuses.

Nous avons étudié les principaux facteurs qui favorisent l'apparition de moussage de solution de MEA, on trouve que, l'élévation de la température à 45°C diminue la tension superficielle de la solution MEA et favorise l'apparition de la mousse dans la solution d'amine à 15%, ainsi que, la réaction de MEA avec le gaz qu'est favorable avec la température (38°C).

L'excès d'anti mousse SAG10 provoque la mousse de solution MEA puisque l'emploi des produits anti mousse ne résout pas le problème fondamental, il ne constitue qu'une manière provisoire de contrôler le problème jusqu'à la détermination et l'évolution de la cause du moussage. D'après notre expérience effectuée au niveau du laboratoire, la concentration recommandée de SAG10 est de 50 ppm.

La présence des hydrocarbures lourds (gazoline) se forme gouttelettes dans le GN favorisent aussi l'augmentation de la mousse à partir de volume de 3ml.

Il existe d'autres paramètres qui provoquent le problème de moussage qui ne peuvent pas être identifier qu'à l'échelle industrielle, la variation brusque de débit de GN et le débit de la solution MEA .

Nous avons proposé quelques recommandations d'ordre technique pour le bon fonctionnement de la section de décarbonatation en évitant en même temps le problème de moussage :

- ▣ L'injection de SAG 10 dans l'échantillon à analyser sert à réduire le moussage et la meilleure concentration recommandée est de 50 ppm.
- ▣ Il faut bien préparer la solution MEA à 15%.
- ▣ Lorsque le gaz d'alimentation contient des hydrocarbures lourds, la bonne pratique consiste à maintenir la température d'entrées de gaz d'alimentation dans l'absorbeur à environ 5°C au-dessus de la température des amines, ceci permet d'éviter ou au moins de minimiser la condensation des hydrocarbures lourds.
- ▣ Éviter le nettoyage du système MEA par l'eau de mer spécialement à côté des pompes.
- ▣ Éviter l'arrosage à l'eau de mer au voisinage de puisards MEA.
- ▣ Faire une procédure de lessivage pour l'élimination des dépôts dans les conduits.
- ▣ Faire le suivi d'analyse de la concentration des chlorures dans la solution MEA pour connaître l'origine de la contamination avec une prise d'échantillonnage dans les points suivants :
  - Sortie de régénérateur « MEA pauvre ».
  - Condenseur de tête.
- ▣ Faire un tamis moléculaire comme un remplacement d'eau de lavage pour éviter les pertes de MEA.
- ▣ Mettre le vaporiseur en service continu.
- ▣ Faire fonctionner la pompe anti mousse pour assurer la bonne dilution de la solution anti mousse et pour éviter l'excès d'injection.
- ▣ Faire le suivi d'analyse de la concentration de solution MEA à 15% avec un prélèvement après la préparation de solution MEA15% dans le puisard.
- ▣ Utilisation d'autres solvant avec une étude thermodynamique bien détaillé favorisant aussi la réalisation d'absorption de solvant/CO<sub>2</sub> et la vaporisation des hydrocarbures lourds présent dans le gaz naturel, et défavorisant la formation des mousses engendrées par l'augmentation de la température.

## Références bibliographies

---

- [1] Manuel de service formation GL2/Z « Soft tableau Process » ,2010.
- [2] Manuel opératoire du complexe GL2Z, 1993.
- [3] Manuel de service formation IAP, 2011.
- [4] Manuel de formation de base, département formation, complexe Fertial, 2010.
- [5] Pullman Kellogg, « manual de calcul pour l'usine d'ammoniac »,1998.
- [6]Manuel de service formation GL2/Z « Soft (Procède De Liquéfaction Du Gaz Naturel)Process » ,1992.
- [7] Manuel opératoire de procédé « section traitement », volume I ,1981.
- [8] Manuel opératoire GL2/Z, « Section fractionnement », Volume III, 1981.
- [9] Manuel de formation Industrie, « Décarbonatation du Gaz Naturel », UFR/ Gas Engineering & Refining.
- [10] Document soft formation ingénieur, bloc 11 module 02, 1992.
- [11] The down chemical ,«company,thealkanoamines» HAND-BOOK.
- [12] Richard R. Anderson, and Curt M ,« Degradation Pathways for Monoethanolamine in a CO<sub>2</sub> Capture Facility Brian R. Strazisar», White National Energy Technology Laboratory, U. S. Department of Energy, P.O.Box 10940, Pittsburgh, Pennsylvania, November 19, 2002.
- [13] Liver, «Gas purification»- 5th ed. /Arthur Kohl and Richard Nielsen.
- [14] Manuel de laboratoire, Pullman Kellogg, « Direction gaz naturel liquéfié », Aout 1978.
- [15] Manuel opératoire et documents de laboratoire du complexe GL2/Z, 2011.
- [16] Manuel de formation GL2/Z « Soft Traitement De Gaz » ,2010.
- [17] Stage GL2/Z ,2021.

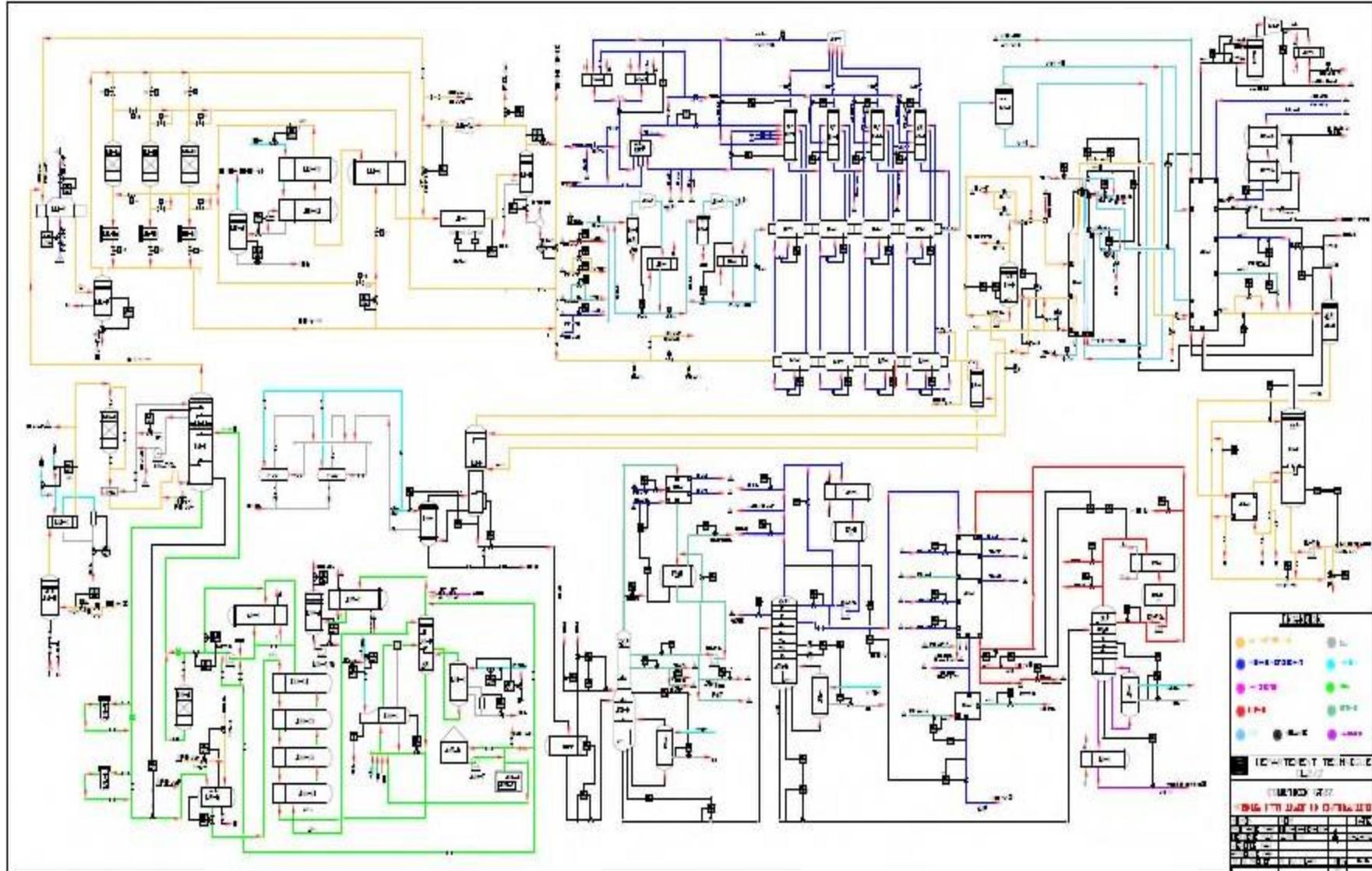


Figure.01. Schéma simplifié d'un train de production [6].

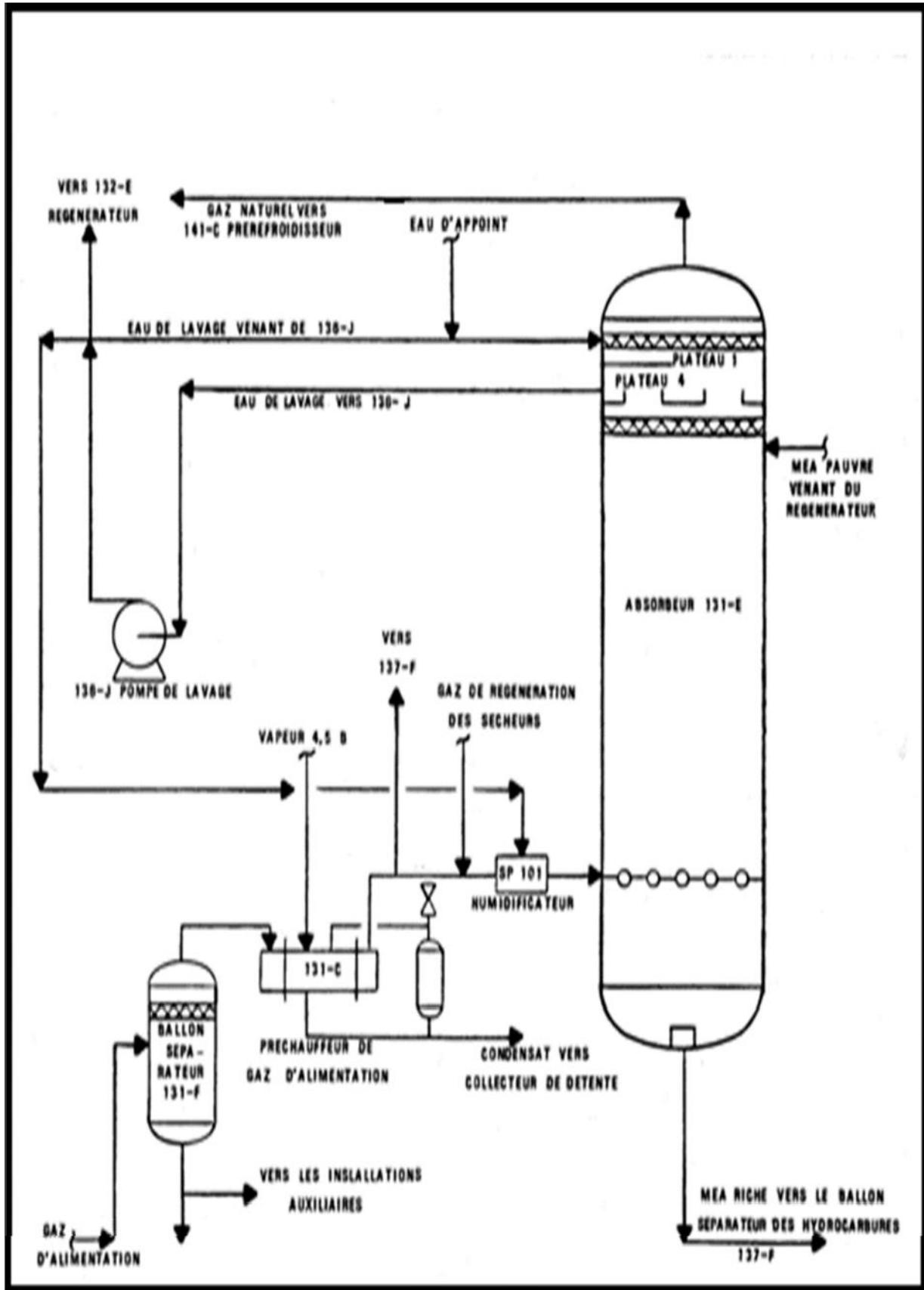


Figure.02. Schéma de procédé d'élimination du Hydrocarbure et CO<sub>2</sub> [2].

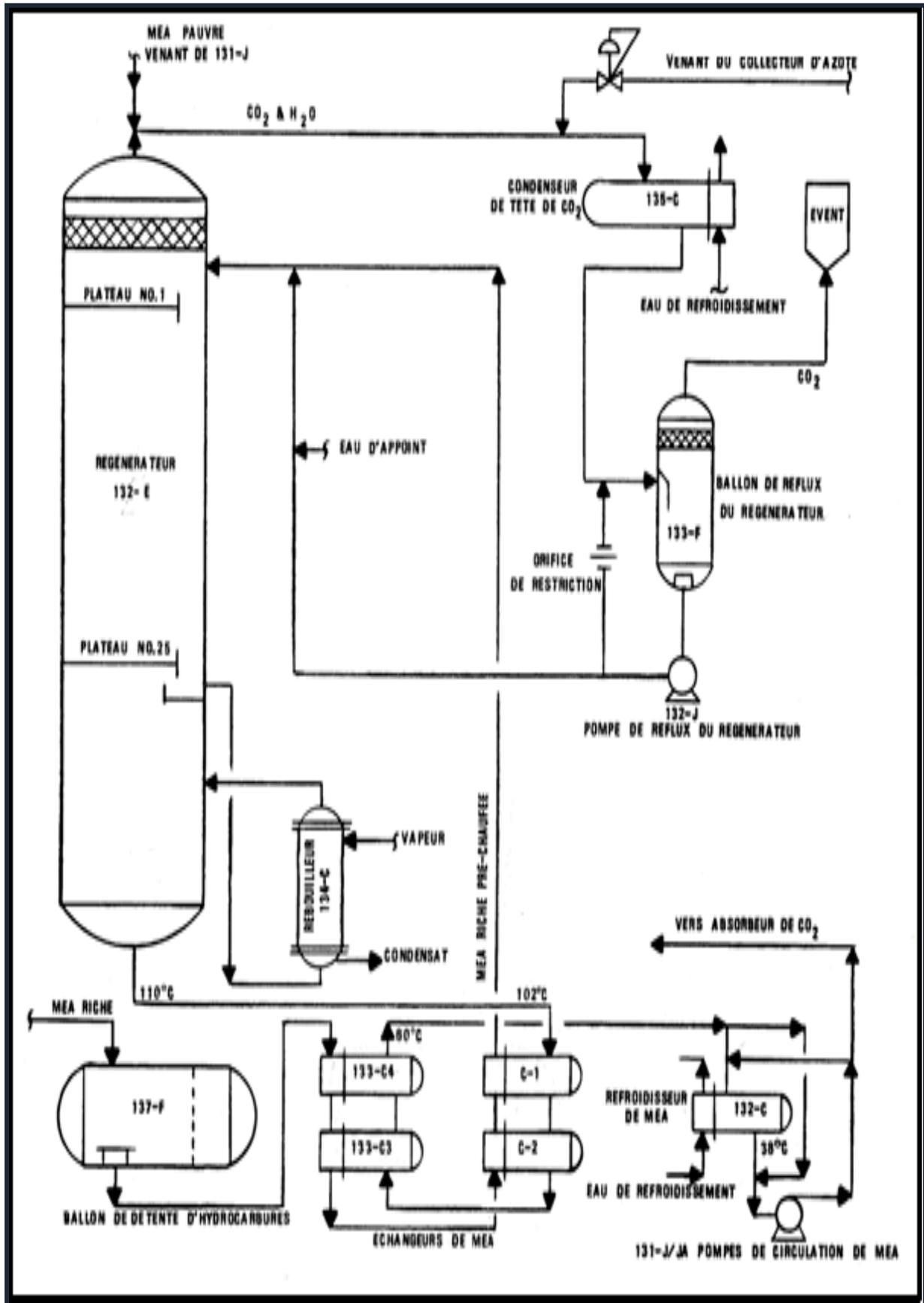


Figure.03. Régénération de MEA [2].

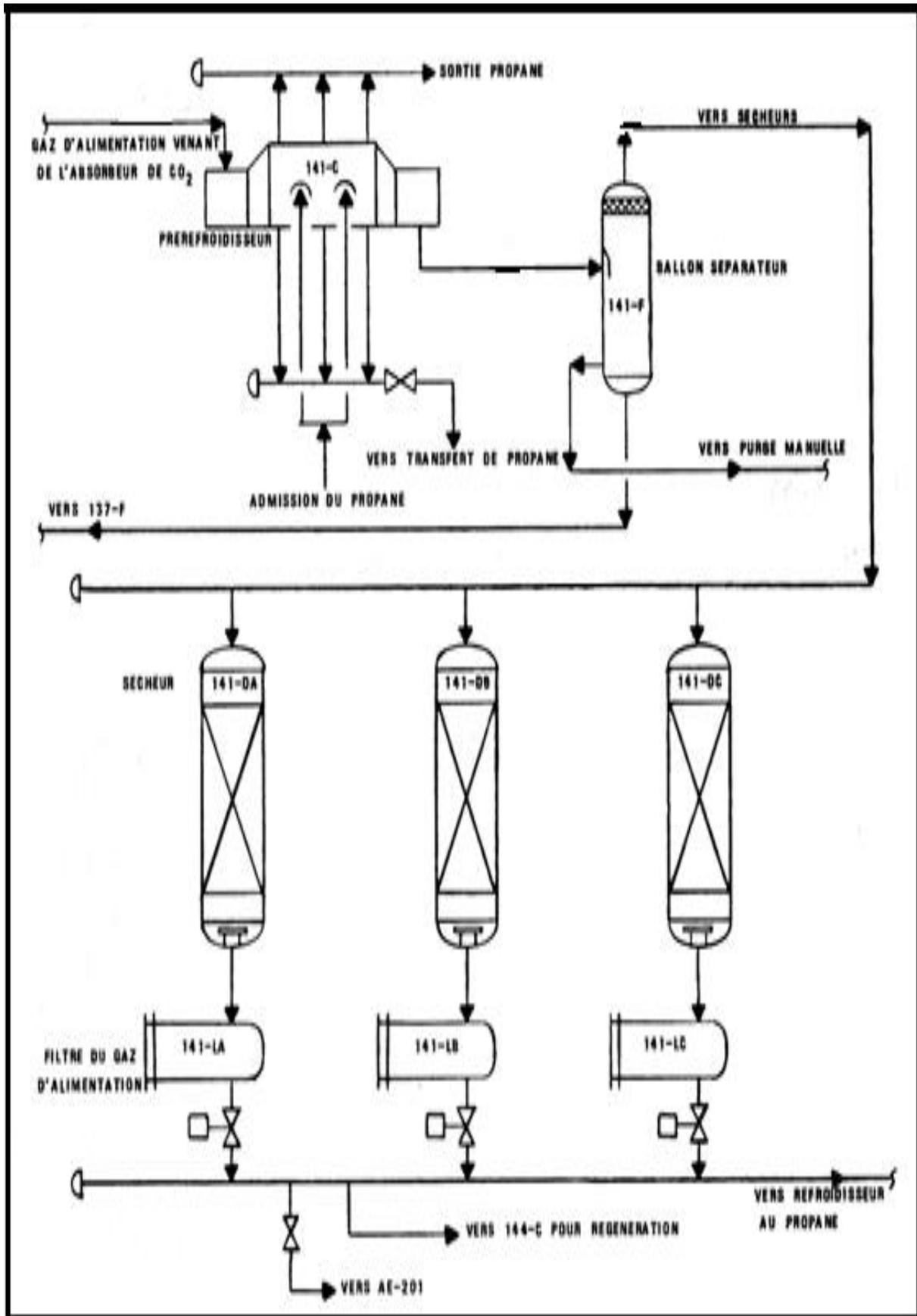


Figure.04. Déshydratation [2].





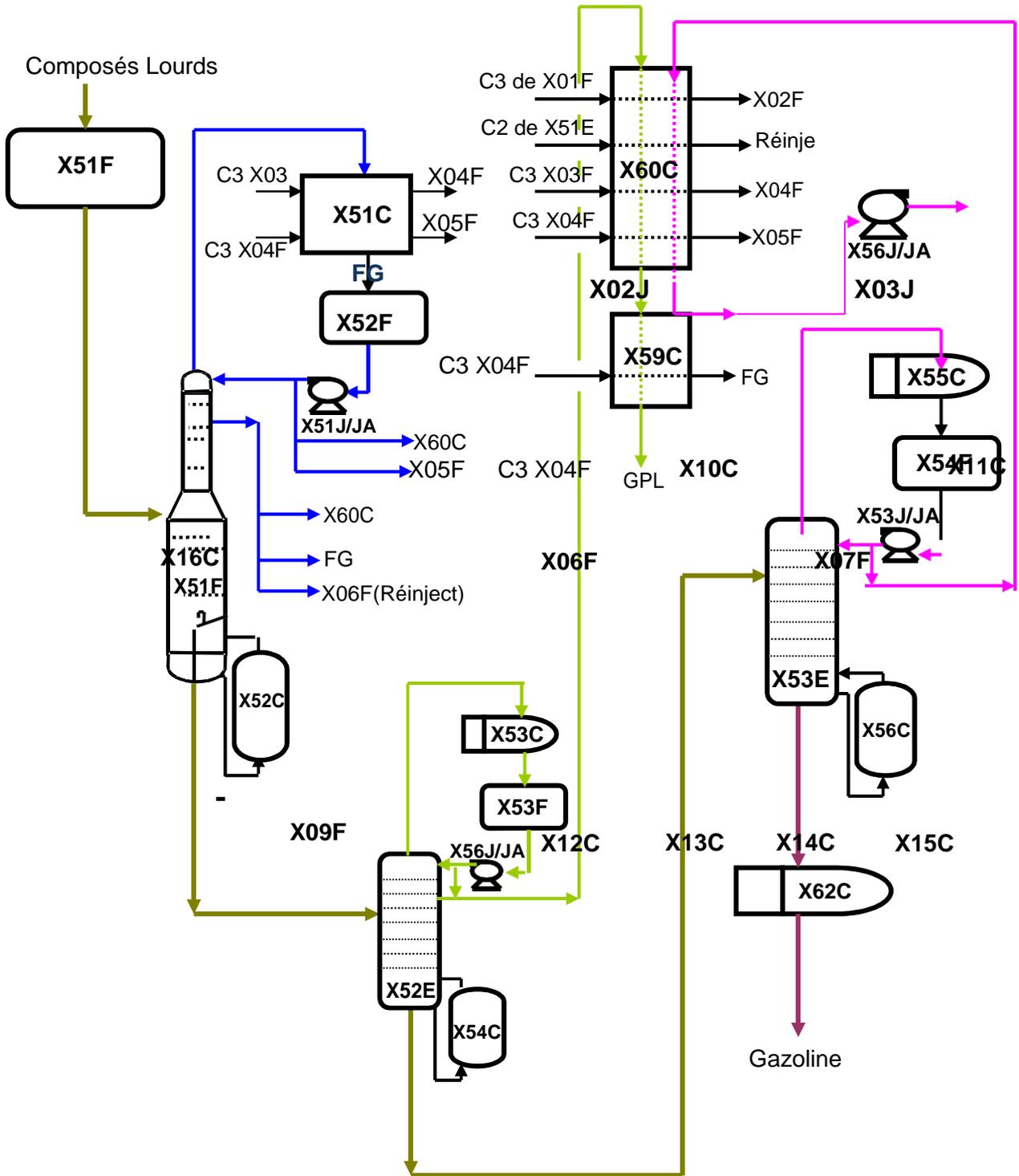


Figure.07 : Fractionnement [6].

Tableau .01.l'absorbeur 131-E [16]

<b>Longueur</b>	28205mm
<b>Diamètre intérieur</b>	2896mm
<b>Nombre de plateaux</b>	29
<b>Concentration de la solution MEA</b>	15 à 20%
<b>Temps de séjour</b>	3'
<b>Débit MEA en circulation</b>	66 m3/h
<b>Température d'entrée de la MEA pauvre</b>	38°C
<b>Débit eau de lavage</b>	17 m3/h

Tableau.02. Régénérateur 132-E [16]

<b>Longueur</b>	21040mm
<b>Diamètre</b>	1372mm
<b>Nombre de plateaux</b>	25
<b>Pression de la colonne (tête)</b>	0.4 Bar
<b>Pression de la colonne (fond)</b>	1.4 Bar
<b>Pression différentielle de la colonne</b>	0.5 Bar
<b>Température de tête de la colonne</b>	107°C
<b>Température du rebouilleur</b>	122°C
<b>Temps de séjour du liquide</b>	3 minutes
<b>Débit vapeur de rebouillage</b>	9792 kg/h

Tableau .01. Spécifications techniques MEA

item	Désignation	Exigences Du Complexe
1	Produit	Monoethanolamine
2	Pays et fabricant d'origine	//
3	Formule chimique	NH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> OH
4	Applications	Absorption des gaz acides dans le gaz naturel
5	Etat physique (Physical state)	Liquide
6	Couleur (colour)	incolore
7	Masse molaire, g/mol	61,08 à 61,1
8	masse volumique à 20°C, g/cm <sup>3</sup> (density)	1,015 à 1,020
9	Pureté, [wt %]	Supérieur à 99,7
10	Impureté	Négligeable
11	Teneur en eau [wt %](water)	0,3% max.
12	Point d'ébullition à 760mmHg, °C (boiling point)	170 à 171 °C
13	Point de congélation, °C	10 à 10,5 °C
14	limite inférieure d'explosivité,%(V)	3,4 (88,3°C)
15	limite supérieure d'explosivité,%(V)	27,0(133,8°C)
16	Tension de vapeur à 20°C, mmHg (vapour pressure)	0.5 mbar à 20°C:4,1mbar à 50°C
17	Pt d'éclair, °C (flash point)	92 à 93 coupelle ouverte selon ASTM D92
18	Viscosité en cps à 20°C (viscosity at 20°C)	24,1
19	Viscosité en cps à 25°C (viscosity at 25°C)	19,35
20	Viscosité en cps à 60°C (viscosity at 60°C)	5,5
21	Indice de réfraction Nd à 25°C	1,4522
22	Solubilité dans l'eau, % (Solubility in water )	complète
23	Volatilité en pourcentage par volume	Nulle
24	PH de solution aqueuse (15%) à 25°C	12,3
26	Taux d'évaporation (Butyl Acétate=1)	0,1
27	température d'auto inflammation (ignition température)	410°C DIN 51794
28	Documentations à fournir	Certificat de conformité, fiche technique du produit et FDS
29	Les propriétés et spécifications techniques du produit.	Composition Physico-chimique conforme à l'utilisation
31	La sécurité (manipulation du produit et fiche toxicologique)	Dernière version selon réglementation
32	Les certificats de conformité des produits	
33	Les modes opératoires des méthodes d'analyses des paramètres physico-chimiques	<b>Les normes d'analyse utilisées (dernières versions)</b>
34	Conditionnement	Fûts de 210kg
35	Délai de péremption	Minimum 18 mois à partir de la réception sur site
36	Durée de conservation	2 ans

**Annexe B**

37	Déviation par rapport au cahier des charges	Satisfaire aux exigences du cahier des charges
38	Délai de livraison	03 mois <b>maximum</b>
39	Garanties d'utilisation du produit	garantie du produit pour une période de 12 mois à partir de la réception sur site
40	Références du soumissionnaire	Liste des clients utilisant le produit
41	Origine du produit Nom du fabricant	A préciser

**Tableau.02.** Spécifications techniques de SAG 10 anti mousse :Pol diméthyle siloxane

<b>item</b>	<b>Désignation</b>	<b>Exigences Du Complexe</b>
<b>1</b>	Produit	Anti-mousse (SILICONE ANTI FOAM EMULSION)
<b>2</b>	Les propriétés et spécifications techniques du produit.	Composition Physico-chimique conforme à l'utilisation
<b>3</b>	Applications	L'empêchement et la suppression de la mousse dans la section de lavage à l'amine MEA (une colonne d'absorption)

**Annexe B**

---

		chargée d'éliminer du CO <sub>2</sub> du gaz naturel et une colonne de régénération pour éliminer par vaporisation les produits légers venant de la réaction de MonoEthanolAmine (MEA) avec le CO <sub>2</sub> )
<b>4</b>	Etat physique	Liquide
<b>5</b>	Couleur	Blanche
<b>6</b>	Masse volumique à 25°C, g/cm <sup>3</sup> (densité)	1
<b>7</b>	Viscosité à 25°C	2000 Cps
<b>8</b>	Matière active	10% de silicone solide
<b>9</b>	Point de flash	aucun
<b>10</b>	PH à 25°C	7,5
<b>11</b>	L'homogénéité	Stable
<b>12</b>	Stabilité thermique	Stable
<b>13</b>	Emulsifiant	Non ionique

# **Partie Pratique**

# **Introduction Générale**

# ANNEXE

# **Conclusion Générale**

# **Chapitre I**

## **Synthèses Bibliographiques**

# **Recommendations**

# **Chapitre II**

## **Matériels et méthodes**

# **Chapitre III**

## **Résultats et discussions**

# **Partie Théorique**

# **Références Bibliographiques**