



Department of Process Engineering

Ref :...../U.M/F.S.T/2024

قسم هندسة الطرائق

رقم :..... / ج.م.ك.ع.ت//2024

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DEMASTER ACADEMIQUE

Filière : **GÉNIE DES PROCÉDÉS**

Option: **GÉNIE CHIMIQUE**

THÈME

*Identification des problèmes de la section de
décarbonatation du complexe GL2/Z*

Présenté par

1- KADI ABDELKADER

Soutenu le 04 / 06 / 2024 devant le jury composé de :

Président :	Bendenia S.	Pr	Université de Mostaganem
Examineur :	Khedim A.	MAA	Université de Mostaganem
Rapporteur :	Terkhi M.C.	MCA	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2023/2024



Remerciement

En premier lieu, je tiens à remercier le DIEU notre créateur, pour m'avoir donné la force d'accomplir ce travail.

J'adresse mes vifs remerciements à mon encadreur Mr A. Houcine, pour sa compréhension, sa patience, ses remarques qui ont été précieuses et son soutien dans des moments très difficiles.

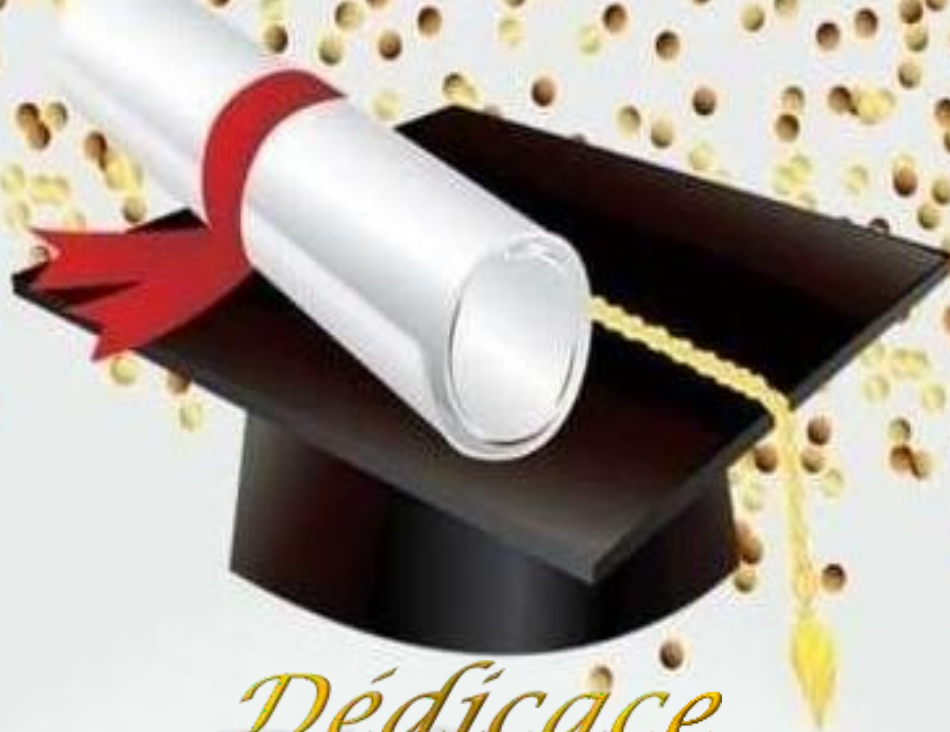
Mes plus sincères remerciements vont également à mon encadreur de l'université Mm M.C.TERKHI la personne qui m'a beaucoup aidé, conseillé et guidé afin de finaliser se présent mémoire dans des bonnes conditions.

Sans oublier de remercier l'ensemble du personnel du complexe de liquéfaction du gaz naturel GL2/Z de BETHIOUA pour leurs encouragements.

Ainsi qu'à tous ceux qui ont m'aidé de près ou de loin.

Je remercie également les membres du jury qui me fera l'honneur De juger mon travail.





Dédicace

On dédie ce modeste travail à nos parents, naturellement en premier pour leur amour inconditionnel et leur éducation. Toutes ces années durant, grâce à vos conseils et orientations, j'ai su maintenir le cap et garder de vue mon objectif. A tous nos frères , A nos amis et collègues.

A la fin je dédie à tout ce qu'ils m'ont aidé dans mon parcours scolaire de proche ou de loin.



Résumé :

L'opération de réduire le taux de CO₂ 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 CO₂. 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 : gaz naturel , décarbonation , MEA, absorption , régénération MEA, GL2/Z .

Abstract:

The operation of reducing the level of CO₂ or decarbonations is one of the essential steps of natural gas treatment before its liquefaction. Foam is the most apparent phenomenon in the CO₂ absorption column. In this work we tried to study and optimize the main causal factors such as: the concentration of MEA solution, the temperature of MEA solution, the presence of heavy hydrocarbons and the excess of SAG10 anti-foam. The analysis results shows that the MEA solution must be well prepared at 15% and the reaction between MEA solution and CO₂ gas is favorable at 38 °C. The increase of the foam is favored by the presence of heavy hydrocarbons droplet. The excess of the anti-foam agent SAG10 also causes the foaming phenomenon of MEA solution.

Key words: natural gas, decarbonation , MEA, Absorption , MEA regeneration , GL2/Z .

Table des matières

Liste des abréviations	i-1
Liste des tableaux.....	i-2
Liste des figures	i-3
Introduction générale	01
Chapitre I : Présentation de complexe GL2/Z.....	04
Introduction.....	05
I.1.Définition du gaz naturel.....	06
I.1.1.Description/Caractéristiques techniques de GN.....	06
I.1.2.La composition du gaz naturel.....	07
I.2.Historique du Complexe.....	08
I.3. Situation géographique.....	09
I.4. Fonction de l'usine GL2/Z.....	09
I.5. Description générale.....	09
I.5.1.Zone Utilités.....	11
I.5. 2. Description d'un train de procédé.....	13
I.5.2.1. Section traitement de gaz.....	14
I.5.2.2. Section séparation.....	17
I.5.2.3. Section liquéfaction.....	18
I.5.2.4. Section compression.....	19
I.5.2.5. Section fractionnement.....	20
I.5.3. Zone terminale.....	22
Chapitre II : Description de la section décarbonatation.....	23
Introduction.....	24
II.1. Principes opératoires.....	25
II.1.1. Description générale.....	25
II.1.1.1. Alimentation en gaz naturel et décarbonatations.....	25
II.1.1 .2. Régénérateur de MEA	27
II.1.1.2.1. Rebouilleur du régénérateur	28
II.1.1.3. Filtration de MEA pauvre et riche	29
II.1.1.3.1. Filtration de MEA pauvre	29
II.1.1.3.2. Filtration de MEA riche	30

II.1.1.4. Vaporisateur de MEA	30
II.1.1.5. Système de stockage et puisard de MEA	31
II.1.1.6. Système d'injection anti-mousse	33
Chapitre III: choix de l'absorbât et les problèmes de la section de décarbonatation	36
III .1.Choix de l'absorbât.....	37
III.1.1. Les différents types de l'absorption.....	37
III.1.1.1. Absorption chimique.....	37
III.1.1.2. Absorption physique.....	37
III.1.2. Les alcanolamines.....	38
III.1.3. Choix de la solution de la MEA	39
III.1.3.1 Propriétés physico-chimiques de la MEA.....	39
III.1.3.2. Mécanisme d'interaction entre le CO ₂ et la MEA	42
III.2. Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation.....	42
III.2.1. Problèmes de dégradation de la MEA.....	42
III.2.2. Problème de corrosion.....	43
III.2.3. Problème de contamination.....	43
III.2.4. Problème de moussage.....	43
III.2.4.1.Problème de moussage.....	44
Introduction.....	44
III.2.4.1.1. Facteurs favorisant le moussage.....	44
III.2.4.1.2.Des hydrocarbures liquides dans le gaz.....	45
III.2.4.1.3.Inhibiteurs de corrosion.....	45
III.2.4.1.4.Dégradation de la MEA	46
III.2.4.1.5.Variation brusque de débit de charge ou de MEA.....	46
III.2.4.1.6 Des turbulences excessives et une grande vitesse de contact liquide/gaz.....	47
III.2.4.1.7.Huiles de graissage.....	47
III.2.4.1.8 Phénomène d'engorgement des plateaux	48
III.2.4.1.9 .Agent D'excès anti-mousse.....	49
III.2.4.2 Précaution à prendre contre le moussage.....	49

PARTIE PRATIQUE

Chapitre IV : Analyse de problème.....	51
Introduction.....	52
IV.1. Analyses de la solution MEA.....	52

IV.1.1. Analyse %CO ₂ et %MEA dans la solution de MEA.....	52
IV.1.2. Analyse des chlorures dans la solution de MEA.....	53
IV.1.3. Analyse de moussage dans la solution de MEA.....	54
IV.2. Facteurs de moussage.....	60
IV.2.1. Influence de la température de la solution de MEA sur le moussage.....	60
IV.2.2. Influence des hydrocarbures lourd sur le moussage.....	62
IV.2.3. Influence de l'excès d'agent anti mousse sur le moussage.....	63
IV.3. Dysfonctionnements de la section.....	65
Conclusion Générale	70
Recommandations	71
Références bibliographiques	73
Annexes.....	76

LISTE DES ABREVIATIONS

GNL : Gaz naturel liquéfié.

GNT : Gaz naturel traité.

CO2 : Gaz carbonique.

MEA : Mono-éthanol-amine.

DEA : Diethanolamine

TEA : Triethanolamine

DGA : Diglycolamine

DIPA : Diisopropanolamine

MDEA : methyldiethanolamine

MCR : Multi Composant Réfrigérant.

EDM : Eau De Mer.

TIC : Température Indicateur Contrôler.

PIC : Pressure Indicator Contrôler.

FIC : Flow Indicator Contrôler.

HIC : Hand Indicator Contrôler.

LIC : level Indicator Contrôler.

LV : Level Valve.

FV : flow valve.

TV : Temperature Valve.

PFV : Pressure Flow Valve.

PHD : Process Data History.

LISTE DES TABLEAUX

PARTIE THEORIQUE

Tableau I.01 : Composition et caractéristiques techniques du Gaz Naturel.

Tableau I.02 : Conditions de stockage de GNL

Tableau III.01: propriétés de la MEA.

PARTIE PRATIQUE

Tableau IV.01 : Analyses de la solution MEA.

Tableau IV.02 : Analyses de la solution MEA mesurée comparable avec la norme.

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

Tableau IV.04 : Composition molaire des hydrocarbures lourds(Gazoline).

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

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

LISTE DES FIGURES

PARTIE THEORIQUE

Figure I.01 : situation géographique du GN en Algérie.

Figure I.02 : Schéma général du complexe GL2/Z.

Figure I.03 : Photo de la zone d'utilité.

Figure I.04 : Zone des procédés.

Figure I.05 : Schéma synoptique d'un train du procédé GL2/Z.

Section de compression.

Figure I.06 : Section de compression.

Figure I.07 : Zone de stockage et de chargement de GNL.

Figure II.01 : Alimentation en gaz naturel et décarbonatation

Figure. II.02 : Schéma explicative de l'absorbeur.

Figure. II.03 : Absorbeur au niveau de GL2Z

Figure II.04: Le vaporisateur

Figure II.5 : Puisard de MEA

Figure II.06: Une pompe doseuse anti mousse (132-LJ)

Figure. II.07: Schéma de section de décarbonatation (train 100).

Figure III.01: Schéma de principe simplifié d'un procédé d'absorption de gaz acide par des Solutions d'Alcanolamines.

Figure III.02 : une image montrant le danger de mea

PARTIE PRATIQUE

Figure IV.01 : Dosage colorimétrique des taux de CO₂ et MEA dans la solution absorbée

Figure IV.02 : Appareille de mesure de moussage.

Figure IV.03 : Analyses quotidiennes de concentration de la solution MEA pauvre

Figure IV.04 : Analyses quotidiennes de teneur en CO₂ dans la MEA pauvre.

Figure IV.05 : Analyses quotidiennes des chlorures dans la MEA pauvre.

Figure IV.06: Dispositif expérimental pour les tests de moussage

Figure IV.07: Variation du volume de moussage en fonction de la température de MEA.

Figure IV.08 : Effet des hydrocarbures lourds sur la tendance de moussage.

Figure IV.05 : Variation de la MEA en fonction de la température.

Figure IV.06: variation du moussage en fonction du volume de la gazoline.

Figure IV.07: Dispositif pour les tests tendance de moussage.

Figure IV.08: la variation du moussage en fonction de la concentration d'anti mousse

Figure IV.09: Variation du moussage en fonction de la concentration d'agent anti mousse.

Figure IV.10: Photographie de la pompe doseuse d'anti-mousse.

Figure IV.11: bouteille d'anti mousse au niveau GL2/Z

Figure IV.12 : Photo de vaporiseur 136-C

Figure IV.13 : Photo de puisard 134-F

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

L'Algérie est le troisième pays producteur du GNL. Son économie est basée essentiellement sur l'exportation des hydrocarbures. De ce fait le complexe GNL2 /Z situé au nord-est Béthioua à l'est d'Oran conçu par la société SONATRACH joue un rôle important dans la production du GNL. Actuellement le complexe GNL2/Z traite 10.5 milliards de m³/an avec une capacité de production de 17.8 milliards m³/an de GNL, 410 000 tonnes/an de propane, 327 000 tonnes/an de Butane et 196 000 tonnes/an de gazoline, cette capacité de production place l'Algérie au 10ème rang mondial avec 2,4% du total mondial, et au 2ème rang en Afrique derrière le Nigeria, et développe depuis 15 ans un important programme d'exportation.

Le gaz naturel et la deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole. Toutefois, il reste difficile à transporter car il doit être concentré

Le gaz naturel est acheminé aux consommateurs par voie classique (transport par canalisation - gazoduc). Cependant, l'augmentation de la distance de transportation par canalisation rend cette alternative non économique. Le transport liquide du gaz naturel liquéfié (GNL) est la voie la plus avantageuse. Pour faciliter le transport du gaz naturel par voie maritime afin de l'exporter au pays consommateur, il doit subir une liquéfaction à une température cryogéniques (-162°C). Le passage à cette température impose au préalable un traitement du gaz dans une unité de décarbonatation, pour éliminer de la composition initiale, les composants indésirables tels que le gaz carbonique (CO₂) qui provoque la formation de glace carbonique (température de solidification -78,59°C) dans l'extrémité froide des sections cryogéniques de l'installation, ainsi le bouchage des équipements.

Pour cela, une solution chimique appelé Mono Ethanol Amine (MEA) à 15% en poids est introduite dans une colonne d'absorption pour absorber le gaz carbonique. 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 coûteuse, 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 repose sur l'étude de différents facteurs pouvant conduire à ce phénomène. Pour résoudre ce problème :

Introduction générale

1. Une recherche bibliographique a été menée pour connaître :

- Exploitation de la section d'élimination du dioxyde de carbone.

-Phénomènes d'absorption et critères de sélection des absorbants.

-Problèmes rencontrés dans la section décarburation, à savoir cloques

2. Un diagnostic a été réalisé sur la section de décarbonatation de GNL2 à fin de localiser et identifier les causes.

3. Etudier au niveau du laboratoire l'influence de plusieurs facteurs pouvant conduire à ce phénomène, à savoir :

- l'influence des excès d'anti mousses

- température

- les hydrocarbures lourds.

- 4 .les mesures prises pour minimiser quelques problèmes au niveau de l'unité de traitement de GN

Chapitre I: présentation du complexe GL_2/\mathbb{Z}

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

Introduction

Dans le cadre de l'objectif stratégique de valorisation des ressources en GN, principalement du gisement de HASSI R'MEL, des usines de Gaz Naturel Liquéfier (GNL) ont été construites en Algérie, dont le but principal est l'exportation du GNL vers l'Europe et les pays du nord par méthaniers. L'Algérie possède deux pôles importants de production du GNL, ARZEW et SKIKDA (Figure I.01) .

En effet, l'Algérie, pays membre de l'O.P.E.P à des premières années de l'indépendance, placer ses ressources pétrolière et gazière au service du développement de son économie, ces réserves importantes Trois milles milliards de m³, met l'Algérie en quatrième place mondialement avec un taux de 4% prouver au temps actuel.

Le complexe industriel de GNL dénommé GL2/Z est parmi les plus importantes réalisations industrielles de la chaîne de transformation des hydrocarbures, exploités par la SONATRACH en Algérie.

L'industrie de production de GNL est composée de trois (03) complexes dénommés par codification : GL1/Z, GL2/Z, GL3/Z (récemment installé).

Leurs implantations qui font partie du pôle industriel pétrochimique et gazier de la région d'Arzew, est l'une des plus importantes concentrations industrielles du pays.

Comme toute création industrielle, le complexe GL/Z a franchi des étapes qui sont autant d'événements manquants de son histoire récente.

Le 16/06/1973, le défunt président Houari BOUMEDIENE pose la première pierre pour la construction de l'usine. En charge du projet, et pour le compte de SONATRACH, la société américaine BECH L'EL, a engagé les travaux de réalisation le 20/02/1978.

Cinq années après, le complexe est entré en production et les premières livraisons en GNL sont effectuées vers les USA (Etats Unis d'Amérique).

En Janvier 1993, les travaux du projet de rénovation du complexe sont lancés, avec comme objectifs : la fiabilité, la sécurité et l'augmentation jusqu'à 115% de la capacité de production de l'unité. [1]

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

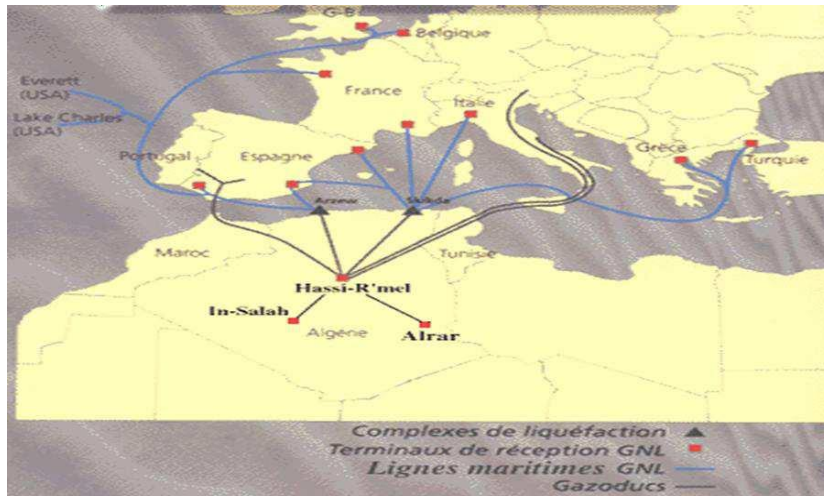


Figure I.01 : situation géographique du GN en Algérie.

I.1.Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane (CH_4) en grande proportion ainsi que d'autres hydrocarbures gazeux tels que l'éthane, le propane, le butane, le pentane et le hexane en proportion décroissante. Sa composition révèle en outre suivant les cas, la présence d'hélium, d'azote, de gaz carbonique et la vapeur d'eau. 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.

I.1.1.Description/Caractéristiques techniques de GN

Le gaz naturel est :

- ❖ Incolore
- ❖ Inodore
- ❖ Insipide
- ❖ Sans forme particulière
- ❖ Plus léger que l'air

Sous forme Gazeux au dessus de -162°C Pour des raisons de sécurité, on lui ajoute souvent du mercaptan, un parfum chimique Ceci permet de détecter facilement une fuite de gaz.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

I.1.2.La composition du gaz naturel

La composition du gaz naturel et la température d'ébullition et de fusion de chaque composant sont regroupés dans le tableau I.01. [2]

Tableau I.01 : Composition et caractéristiques techniques du Gaz Naturel

Composants	Formule chimique	Proportion en(% molaire)	Température de d'ébullition en (°C)	Température de fusion en (°C)
Méthane	CH ₄	83,49	-161,52	-182,47
Ethane	C ₂ H ₆	6,85	-88,58	-182,8
Propane	C ₃ H ₈	2,15	-42,07	-187,68
i-Butane	iC ₄ H ₁₀	0,3	-11,81	-159,6
n-Butane	nC ₄ H ₁₀	0,5	-0,49	-138,36
i- Pentane	iC ₅ H ₁₂	0,08	36,03	-129,13è
n -Pentane	nC ₅ H ₁₂	0,11	36,03	-129,13
n - Hexane	nC ₆ H ₁₄	0,13	68,7	-95,3
Gaz carbonique	CO ₂	0,18	-78,59	-56,57
Azote	N ₂	6	-195,80	-210
Hélium	He	0,21	-268,93	/
Eau	H ₂ O	50ppm	100	0

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

I.2. Historique du Complexe

Le complexe GL2/Z est le plus récent complexe construit pour la « sonatrach » dans le secteur de la liquéfaction.

La société américaine « Pullman Kellogg Plant service Alegria Inc. » a été chargée de mener à bien ce projet en effectuant des recherches, la construction et le démarrage des différentes installations du complexe.

Le complexe GL2/Z assure la liquéfaction de 41.25 millions de m³ / jour de gaz naturel en provenance de champs gaziers de Hassi-R'mel avec ou extraction de propane et de gazoline.

- Signature de contrat 09 février 1976.
- Mise en vigueur 01 avril 1976
- Lancement engineering 15 avril 1976
- Ouverture du chantier 15 mars 1977.
- Pose de la première pierre 21 février 1978.
- Début de montage mécanique 01 juillet 1981.
- Première expédition de GNL 20 juillet 1981.

I.2.1. Date de mise en service

a) Zones Utilités

- Achèvement mécanique : 26 novembre 1980.
- Production vapeur / électricité : 27 juillet 1980.
- Production des utilités : 25 janvier 1981.

b) Zone process (train 100)

- Achèvement mécanique : 14 octobre 1981.
- Première production GNL : 29 juillet 1981.

c) Zone de Stockage et chargement

- Première production de juillet 1981.
- Production cumulée GNL 1533000 m³ 11 septembre 1981. [2]

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

I.3. SITUATION GEOGRAPHIQUE DU COMPLEXE

Le complexe GL2/Z se trouve à environ 40 km à l'est d'Oran, au nord-est de Béthioua , en bordure de la Méditerranée. Il s'étend sur une superficie de 70 hectares et tire parti de sa situation côtière pour utiliser l'eau de mer pour le refroidissement, la production d'eau distillée et la lutte contre les incendies. [2]

I.4. FONCTION DU L'USINE GL2/Z

Le gaz naturel des champs gaziers de Hassi R'Mel est traité au complexe GL2/Z.

Ce traitement permet de liquéfier le gaz, ce qui le rend plus facile à transporter.

Le propane, le butane et la gazoline peuvent également être extraits du gaz naturel au cours de ce processus.

Le GNL est ensuite pompé et chargé dans des méthaniers pour être expédié vers d'autres pays. Le complexe GL2/Z fonctionne grâce à six unités de liquéfaction indépendantes qui nécessitent plusieurs utilitaires, tels que l'air de service, l'azote, l'eau potable, l'eau de mer, l'électricité et la vapeur d'eau. [3]

Pour cela le complexe dispose de :

- 01 chaudière basse pression d'une capacité de 50 T / h.
- 18 chaudières de procédé à haute pression d'une capacité de 122 T / h.
- 04 turbogénérateurs d'une capacité de 20MW chacun.
- 03 chaudières utilités d'une capacité de 90 T / h.
- 05 unités de dessalement d'une capacité de 45 T / h chacune.
- X01 station de pompage d'eau de mer qui se compose.
- Une unité d'air de 5100 m³ / h.
- 06 pompes de 32000m³/h chacune.

I.5. DESCRIPTION DE L'USINE

L'usine de liquéfaction de gaz naturel d'Arzew (GL2/Z) se compose de 6 trains de liquéfaction indépendants qui opèrent en parallèle. Le gaz naturel à liquéfier est acheminé vers chaque train via un réseau de canalisations.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

Le débit total de gaz naturel traité est d'environ 1 500 000 m³/h, soit une moyenne de 250 000 m³/h par train.

Au sein de chaque train, le gaz naturel subit plusieurs étapes de traitement :

- Élimination du gaz carbonique et de la vapeur d'eau
- Réfrigération et distillation pour extraire les hydrocarbures lourds
- Liquéfaction(-162°C)

Ce procédé permet d'obtenir du gaz naturel liquéfié (GNL), un produit plus facile à transporter et à stocker. Après liquéfaction, le gaz naturel est pompé vers 3 réservoirs de stockage sous une pression de 1,03 bar absolu. Ces réservoirs alimentent l'ensemble des 6 trains de l'usine.

Chaque train de liquéfaction est conçu pour produire en moyenne 8 400 m³/h de GNL.

Chaque réservoir de stockage de l'usine GL2/Z d'Arzew a une capacité de 100 000 m³.

La capacité totale de stockage correspond à la production de 5 journées complètes des 6 trains de liquéfaction en fonctionnement.

En d'autres termes, l'usine peut stocker l'équivalent de 30 jours de production d'un seul train.

Chaque méthanier a une capacité moyenne de 125 000 m³ de GNL. Le chargement de ces navires s'effectue en 12 heures et 30 minutes lorsque les réservoirs sont préparés.

Le débit de chargement est d'environ 1 000 m³ de GNL par heure. [3]

- Les conditions de stockage de GN sont regroupés dans le tableau I.02.

Tableau I.02 : Conditions de stockage de GNL :

Masse moléculaire	18,2 g/mole
Pression	1,03 bar absolu
Température	- 162 °C

L'usine est composée de trois zones :

- ❖ Zone des utilités.
- ❖ Zone des procédés.
- ❖ Zone de stockage et de chargement.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

Figure I.02 montre schéma général du complexe GL2/Z.



Figure I.02 : Schéma général du complexe GL2/Z.

I.5.1. 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 ainsi, de toutes les installations de production.(Figure I.03)

Elle consiste principalement à la production et la fourniture de ce que suit :

a) Energie électrique : L'usine GL2Z d'Arzew est alimentée en électricité par trois sources principales :

- ❖ Trois turbogénérateurs d'une capacité de 20 MW chacun, soit un total de 60 MW.
- ❖ Le réseau électrique national de Sonelgaz, pour une puissance de 20 MW.
- ❖ Total : 80 MW

b) Vapeur : L'usine GL2Z d'Arzew dispose d'un ensemble de chaudières de différents tonnages pour produire la vapeur nécessaire à son fonctionnement.

La répartition des chaudières est la suivante :

- Trois (03) chaudières HP (Haute Pression) de 90 Tonnes par heure chacune au niveau des utilités.
- Une (01) chaudière BP (Basse Pression) de 58 Tonnes par heure au niveau des utilités .

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

- Neuf (09) chaudières HP de 136 Tonnes par heure .
- Quatre (04) chaudières HP de 400 Tonnes par heure chacune au niveau de la zone de procédé.

c) Eau dessalé : L'usine GL2Z d'Arzew dispose de cinq unités de dessalement qui produisent chacune 45 tonnes d'eau par heure. Cette eau est utilisée comme eau d'appoint pour les chaudières.

d) Air : L'usine GL2Z d'Arzew dispose de quatre compresseurs d'air qui permettent de produire deux types d'air comprimé :

- Air instrument: Cet air est utilisé pour toutes les installations de production.
- Air service: Cet air est utilisé pour les autres besoins du complexe.

e) Eau de refroidissement: Elle est fournie par six (06) pompes d'eau de mer d'une capacité de 37 000 m³ par heure chacune.

F) Azote : L'azote est fourni par l'entreprise nationale des gaz industriel (ENGI), et utilise pour l'inertage des installations pour la préparation aux travaux de maintenance ainsi que les démarrages. [4]



Figure I.03 : Photo de la zone d'utilité.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

I.5.2. Zone process

- La zone de procédé est constituée de six trains identiques fonctionnant en parallèle.
- sont alimentées en gaz naturel (GN) provenant de Hassi-R'mel.
- Le gaz est livré à une pression de 46 bars et à une température ambiante.
- Chaque train est composé de sections suivantes :
 - section traitement de gaz
 - section séparation
 - section liquéfaction
 - section compression
 - section fractionnement. (Figure I.04)



Figure I.04 : Zone des procédés.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

Le GN contient des hydrocarbures lourds et légers ainsi que des huiles, de l'eau, du gaz carboniques (CO₂) de l'azote, de l'hélium (He) et de mercure (Hg). [3]

❖ La figure suivante montre un schéma synoptique d'un train de procédé :

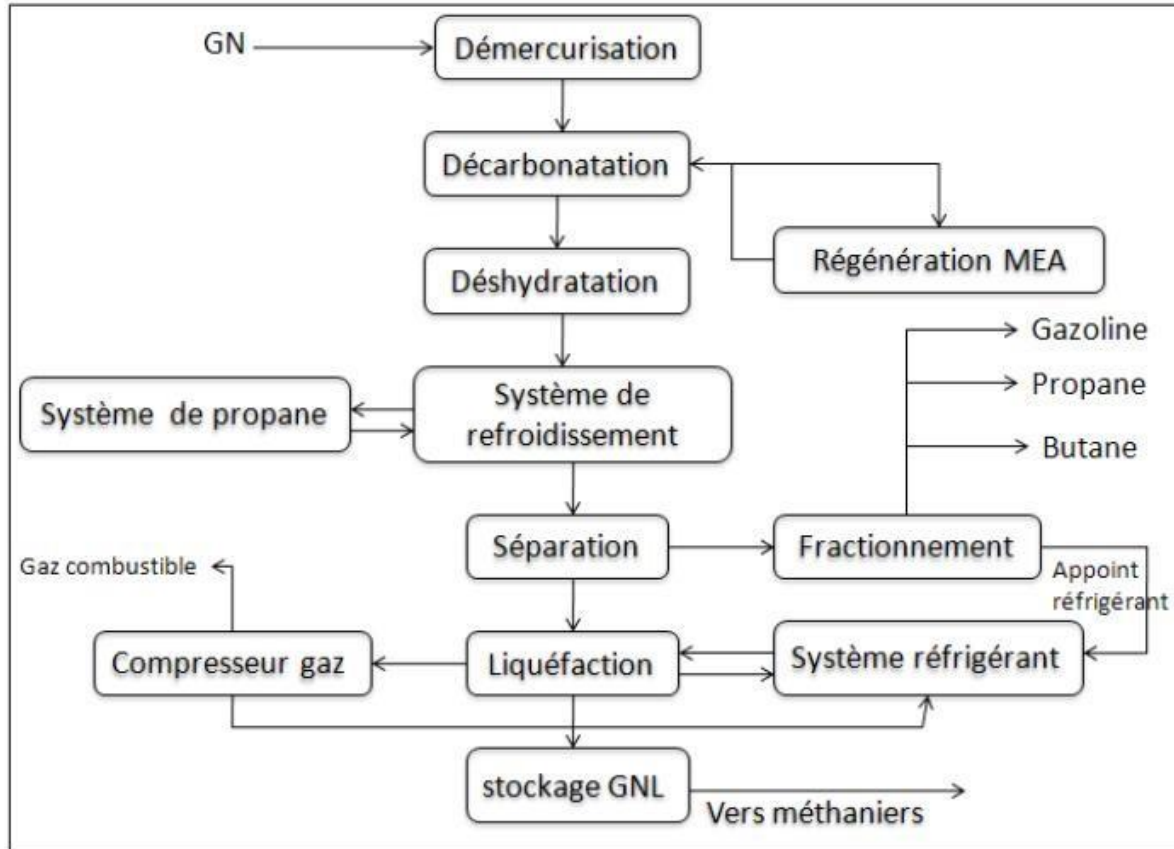


Figure I.05:Schéma synoptique d'un train du procédé GL2/Z

I.5.2.1. Section traitement de gaz

Le gaz naturel (GN) doit être conditionné avant d'être liquéfié à des températures cryogéniques.

Le conditionnement comprend l'élimination des contaminants suivants :

- **Mercure:** Éliminé par le démercuriseur.
- **Gaz carbonique:** Éliminé par la section de décarbonatation.
- **Vapeur d'eau:** Éliminée par la déshydratation.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

L'élimination de ces contaminants est nécessaire pour garantir la sécurité et l'efficacité du processus de liquéfaction.

▪ Démercurisation :

Le démercuriseur X42-D utilise un procédé d'adsorption moléculaire pour éliminer le mercure du gaz naturel (GN).

Le processus se déroule comme suit :

1. Le gaz traverse un lit de tamis moléculaire recouvert de sulfate de cuivre (CuSO_4).
2. Le mercure est adsorbé par le sulfate de cuivre.
3. Le gaz propre est ensuite dirigé vers l'unité de liquéfaction.

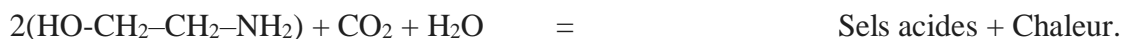
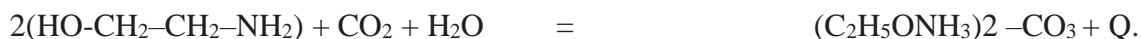
La capacité d'adsorption du tamis moléculaire et la faible teneur en mercure du GN (moins de $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$) permettent un temps de fonctionnement relativement long sans régénération.

Cependant, un séchage du tamis par gaz chaud est prévu à l'aide d'une installation démontable.

▪ Décarbonatation :

Le gaz carbonique (CO_2) est éliminé du gaz naturel (GN) par un procédé d'absorption à haute pression et basse température.

➤ Cette élimination s'effectue selon la réaction réversible suivante :



Voici les étapes du procédé :

1. Le GN est comprimé à 42 bars et refroidi à 38°C .
2. Le gaz est ensuite envoyé dans un absorbeur où il entre en contact à contre-courant avec une solution aqueuse de monoéthanolamine $\text{C}_2\text{H}_5\text{ON}-\text{H}_2$ (MEA) diluée à 15%.
3. Le CO_2 est absorbé par la solution de MEA.
4. Le GN débarrassé du CO_2 quitte l'absorbeur et est envoyé vers la section de déshydratation.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

5. La solution riche en CO₂ est envoyée vers une colonne de régénération à basse pression et haute température.
6. Le CO₂ est régénéré et évacué.
7. La solution de MEA est ensuite réutilisée dans l'absorbeur.

Ce procédé permet d'éliminer efficacement le CO₂ du GN.

▪ **Déshydratation :**

Le gaz naturel (GN) à la sortie de l'absorbeur est humide car il a absorbé de l'eau de la solution de MEA.

Pour le liquéfier, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du GN à moins de 0,5 ppm. Cette déshydratation est réalisée dans un ensemble de trois sécheurs à tamis moléculaire. Voici les étapes du processus de déshydratation :

1. Le GN humide est envoyé dans le premier sécheur.
2. L'eau est adsorbée par le tamis moléculaire.
3. Le GN sec quitte le premier sécheur et est envoyé dans le deuxième sécheur.
4. Le deuxième sécheur est identique au premier.
5. Le GN sec quitte le deuxième sécheur et est envoyé dans le troisième sécheur.
6. Le troisième sécheur est identique aux deux premiers.
7. Le GN sec quitte le troisième sécheur et est ensuite liquéfié. (voir annexe Afigure.01)

▪ **Pré-refroidissement du GN au propane**

Le gaz naturel (GN) sortant de l'absorbeur à 38°C est refroidi à 21°C avant d'entrer dans la section de déshydratation.

Ce refroidissement est réalisé en deux étapes :

1. **Échangeur à propane (X41-C):** Le GN est refroidi par du propane dans un échangeur à plaques. La température du GN est abaissée à environ 21°C.
2. **Ballon séparateur (X41-F):** L'eau partiellement condensée est séparée du GN dans un ballon séparateur. L'eau est ensuite évacuée.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

Ce refroidissement permet de condenser une partie de l'eau contenue dans le GN et d'éviter la formation d'hydrates dans les sections suivantes du procédé.

▪ Adsorption de l'eau

Le gaz naturel (GN) est déshydraté par adsorption sur des lits d'alumine et de tamis moléculaires dans trois sécheurs (X41-DA/DB/DC).

Voici les étapes du processus de déshydratation :

1. Deux sécheurs sont en service tandis que le troisième est en régénération.
2. Le GN entre par le haut des sécheurs en service et descend à travers les lits d'alumine et de tamis moléculaires.
3. Les molécules d'eau sont fixées par les lits d'adsorbant.
4. Le GN sec quitte le sécheur par le bas et passe dans un filtre (X41-LA/LB/LC) pour retenir les poussières entraînées.
5. Le GN sec est ensuite dirigé vers la section suivante du processus de liquéfaction.

Ce procédé permet d'éliminer l'eau du GN et de le préparer pour la 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.[5]

I.5.2.2. Section séparation

Le gaz naturel traité est refroidi en deux étapes :

1. Refroidissement par des schillers au propane:

- Le gaz naturel passe dans quatre schillers refroidis par du propane.
- La température du gaz est abaissée à -33°C.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

2. Refroidissement dans un échangeur:

- Le gaz passe ensuite dans un échangeur où il est refroidi par du gaz naturel liquéfié (GNL).
- La température du gaz est abaissée à -47°C .

Après le refroidissement, le gaz est injecté dans la tour de lavage au niveau du 10^{ème} plateau.

Dans la tour de lavage, les produits lourds (éthane, propane, butane...) sont séparés du gaz naturel par distillation.[voir annexe A figure 02].[6]

I.5.2.3. Section liquéfaction

Après la séparation dans la tour de lavage, les vapeurs de tête se dirigent vers le ballon de reflux (108-F) pour un premier traitement.

Une partie des vapeurs est ensuite envoyée dans l'échangeur (116-C) où elles rencontrent le Multi Composant Réfrigérant (MCR) liquide issu de la détente Joule Thomson (JT) froide.

Le MCR liquide, à une température plus basse que les vapeurs, les condense en les refroidissant.

Le liquide ainsi obtenu est ensuite dirigé vers la section suivante du procédé.

Le GNL liquéfié sort en tête du (116-C) à -158°C et se dirige vers l'échangeur de gaz de rejet (117-C). Dans cet échangeur à plaques, le GNL sera refroidi à -160°C tout en chauffant les vapeurs de tête du déazoteur (102-E) et du ballon flash (110-F). A sa sortie, il se mélangera avec le courant des réinjections de C_2 et C_3 . Ces deux courants C_2 et C_3 sont également sous refroidis dans le (117-C) par les vapeurs de tête du (110-F) et (102-E) et leur débit est régulé par les (PV-503) et la (FV-512). Ce mélange pénètre dans le 110F où, suite à un flash, les vapeurs seront séparées du liquide. Les vapeurs du (110-F) et (102-E) seront donc réchauffés dans le (117-C) tout en refroidissant les réinjection C_2 , C_3 et le GNL.

Les vapeurs de tête du déazoteur (102-E) sont envoyées vers le compresseur (104-J).

Le compresseur les comprime avant de les diriger vers les différentes sections du procédé.

Les vapeurs de tête du ballon flash (110-F) ont deux destinations possibles :

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

- **Hélios:** Elles peuvent être envoyées vers l'unité Hélios pour produire de l'hélium liquide et de l'azote vapeur.
- **Chaudières:** Elles peuvent être envoyées vers les réchauffeurs (157-CA/CB) pour servir de combustible pour les chaudières. Cette option est utilisée en cas de marche perturbée.

Le GNL liquide sortant du fond du (110-F) sera sous refroidi dans le rebouilleur (124- C) par le GNL a -162°C du fond de (102-E), puis sera détendu à travers la (LV-506) avant d'alimenter le déazoteur (102-E).

Une ligne de by-pass avec la (TV-516) a été prévue autour du (124-C) pour réguler la température

Le GNL liquide descendant dans le déazoteur (102-E) entre en contact avec les vapeurs montantes.

Ce contact permet de séparer l'azote du GNL afin de respecter les spécifications et le pouvoir calorifique requis.

Le GNL liquide sans azote est ensuite pompé par les pompes GNL (110-J/JA) vers les bacs de stockage.

I.5.2.4. Section compression

□ Boucle de propane

La boucle de propane est un système de refroidissement composé de quatre étages.

Elle permet de refroidir le gaz naturel et le MCR (Multi Composant Réfrigérant) par paliers successifs.

Le propane, après compression et condensation, subit quatre niveaux de détentes successives.

Lors de ces détentes, le propane se refroidit et échange ses frigories avec le MCR.

Ce processus permet de refroidir le MCR à la température nécessaire pour liquéfier le gaz naturel.[Voir annexe A figure 03]

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

□ Boucle MCR

L'unité de liquéfaction utilise deux boucles frigorifiques pour refroidir le gaz naturel.

La boucle MCR est la deuxième boucle et utilise un mélange d'azote, de méthane, d'éthane et de propane comme fluide frigorigène.

Ce fluide circule en boucle fermée et est comprimé par deux compresseurs, MCR (I) et MCR (II).

Chaque compresseur est entraîné par une turbine.

Le MCR refroidit le gaz naturel dans l'échangeur principal, le liquéfiant ainsi. (**Voir annexe A figure 04**) [6]

Figure I.06 montre Section de compression.



Figure I.06 : Section de compression.

I.5.2.5. Section fractionnement

Le procédé d'extraction des différents composants du GNL à partir de la charge lourde issue de la tour de lavage. (voir annexe A figure 05).

Trois colonnes de distillation sont utilisées pour séparer successivement l'éthane, le propane, le butane et la gazoline.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

□ Séparation de l'éthane

L'éthane est séparé du GNL dans la colonne de distillation X51E, appelée Dééthaniseur.

La colonne fonctionne à une pression de 29,9 bars et une température de 105°C en bas de colonne.

Elle est équipée de tous les éléments nécessaires à une distillation efficace, tels que :

- **Plateaux de distillation:** Ils permettent le contact entre les vapeurs et le liquide, favorisant ainsi la séparation des composants.
- **Rebouilleur:** Il chauffe le liquide en bas de colonne pour générer des vapeurs qui alimentent les plateaux.
- **Condenseur:** Il refroidit les vapeurs en haut de colonne pour les transformer en liquide.
- **Des instruments de mesure et de contrôle:** Ils permettent de surveiller et de réguler les différents paramètres de la distillation, tels que la pression, la température et le débit.

□ Séparation du propane

Séparation du propane dans la colonne X52E

Le propane est séparé du GNL dans la colonne de distillation X52E, appelée Dépropaniseur.

La colonne fonctionne à une pression de 18 bars et une température de 122°C en fond de colonne.

Elle est équipée de tous les éléments nécessaires à une distillation efficace, dont :

- Un rebouilleur de fond X54C réchauffé par la vapeur 4.5 bars.
- Un condenseur de tête X53C qui est un échangeur tubulaire à eau de mer.
- Un ballon de reflux X53F.
- Deux pompes de reflux X52J/JA qui refoulent vers :
 - La Colonne X52E pour assurer le reflux.
 - La passe propane de l'Echangeur Multi-passes X60 C.
- Le Propane de soutirage de la colonne passe dans l'échangeur X60 C pour être expédié vers le Complexes GP1Z en passant par le sous refroidisseur propane X59C.

Chapitre I : présentation du complexe GL2/Z

- Injecté dans le GNL (en cas de besoin) en passant par l'échangeur X17C un autre soutirage du propane de la colonne assure l'appoint pour la boucle propane au niveau de l'accumulateur X01F.
- A la sortie des vapeurs de tête, des piquages peuvent servir :
 - D'appoint pour le MCR vers le 1er Ballon d'aspiration X06F
 - De produit pour le gaz combustible des chaudières.
- Le soutirage de fond de colonne sert comme charge pour la séparation du butane et de la gazoline.

□ Séparation du butane et gazoline

Le butane et la gazoline sont séparés du propane dans la colonne de distillation X53E, appelée Débutaniseur.

La colonne fonctionne à une pression de 4,9 bars et une température de 114°C en fond de colonne.[7]

I.5.3. Zone de stockage et chargement

Le GNL est stocké à -162°C et à la pression atmosphérique de 1.03 bar absolu dans 3 bacs d'une capacité unitaire de 100 000 m³ (chacun Figure I.08). 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 m³ GNL.

Le stockage de la gazoline produite est assuré par deux (02) bacs de 14.500 m³ chacun.[8]

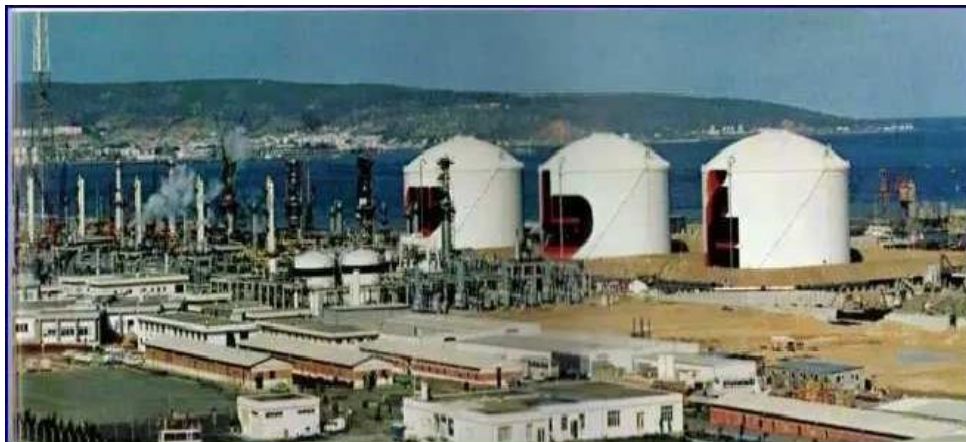


Figure I.07 : Zone de stockage et de chargement de GNL OU Zone de "TERMINAL"

Chapitre II : Description de la section décarbonatation.

INTRODUCTION

Le gaz naturel entrant dans chaque train de liquéfaction doit subir un traitement préliminaire avant d'être liquéfié.

En effet, certains composants du gaz naturel, tels que le gaz carbonique, la vapeur d'eau et les hydrocarbures lourds, peuvent se condenser et se solidifier dans les parties froides du train de liquéfaction.

Cela peut causer l'obstruction des tuyauteries et des équipements, ce qui nuit au bon fonctionnement du processus.

Le traitement du gaz naturel avant liquéfaction vise donc à éliminer ces composants afin d'éviter ces problèmes.

Le traitement du gaz naturel avant la section de séparation est crucial pour garantir un fonctionnement optimal et une liquéfaction efficace.

Ce traitement comprend deux étapes principales : la décarbonatation et la déshydratation.

Le système de décarbonatation : première étape du traitement du gaz. Situé au centre-est du train de procédé, le système de décarbonatation est la première unité à traiter le gaz naturel entrant.

Il utilise une solution aqueuse de monoéthanolamine (MEA) comme agent d'absorption pour éliminer le gaz carbonique (CO_2) du gaz naturel.

La section de décarbonatation sert à enlever la plus grande partie du gaz carbonique contenue dans le gaz d'alimentation, avant l'admission de celui-ci dans la section de liquéfaction du procédé.

Réduction du CO_2 pour éviter la solidification et l'arrêt du train

La concentration de CO_2 dans le gaz naturel doit être réduite à 70 ppm avant la liquéfaction.

En effet, le CO_2 se solidifie à basse température et peut créer de la glace carbonique dans les refroidisseurs et l'échangeur principal, obstruant les équipements et provoquant l'arrêt du train de procédé.

II.1. Principes opératoires

II.1.1. Description générale

II.1.1.1. Alimentation en gaz naturel et décarbonations

Le gaz naturel brut est acheminé vers chaque unité de traitement via un collecteur principal. Il passe d'abord par le ballon séparateur 131-F, qui permet d'éliminer les hydrocarbures lourds présents dans le gaz (Figure II.01). Les liquides ainsi séparés sont ensuite évacués vers le système de rejet des hydrocarbures liquides. [voir annexe A figure 06]



Figure II.01 :L'alimentation en gaz naturel et décarbonation

Le gaz naturel sortant en tête de 131-F passe à travers un débromeur métallique placé au sommet du ballon, puis est préchauffé à 38°C dans les tubes du préchauffeur de gaz d'alimentation 131-C par de la vapeur à 4,5 bars. Le gaz préchauffé est combiné au gaz recyclé provenant du système de régénération du sécheur de gaz et le courant ainsi obtenu est injecté au fond de l'absorbeur.

Le gaz s'élevant dans l'absorbeur est mis en contact à contre-courant avec une solution pauvre (solution de MEA régénérée ou pauvre en gaz carbonique) à 38°C pénétrant par le

Sème plateau de l'absorbeur (Figure .II.02 et Figure II.03). Le gaz carbonique est absorbé par la solution pauvre de MEA. Le gaz naturel à 38°C, dont la teneur en gaz carbonique a été réduite à 70 ppm, sort par le sommet de l'absorbeur et est dirigé vers le séchage. La solution « riche » de MEA (riche en gaz carbonique) quitte l'absorbeur par le fond pour entrer dans le ballon de séparation des hydrocarbures (137-F) à environ 43°C. Dans ce ballon, la plupart des hydrocarbures dissous sont libérés par vaporisation instantanée (flash). Un dispositif est prévu pour permettre aux hydrocarbures lourds liquides accumulés dans le ballon de déborder dans le compartiment de purge situé à l'intérieur du ballon. Ces hydrocarbures lourds sont dirigés vers le système de rejet d'hydrocarbures liquides (installations auxiliaires).

Les quatre plateaux supérieurs de l'absorbeur sont des plateaux de lavage à l'eau permettant de récupérer la MEA vaporisée et entraînée par le gaz. Ce lavage réduit au minimum les pertes de MEA. Une pompe (136-J) assure un débit d'eau de 17 m³/h du quatrième plateau vers le premier. De l'eau d'appoint (eau d'alimentation chaudières) est ajoutée à l'eau de recyclage avant son entrée au niveau du premier plateau. Une quantité d'eau équivalente est soutirée au refoulement de la pompe et est injectée en aval du préchauffeur de gaz d'alimentation. (131-C). L'injection d'eau a pour but de saturer le gaz d'alimentation de vapeur d'eau de façon à éviter l'encrassement des injecteurs de gaz à l'admission de l'absorbeur. Il est possible de renvoyer l'eau de purge vers le régénérateur comme eau d'appoint.

L'absorbeur fonctionne de manière optimale lorsque le niveau de MEA dépasse le point d'injection du gaz. Le gaz naturel injecté est alors contraint de remonter sous pression dans la solution MEA sous forme de bulles. La pression différentielle (mesurée par LIC-I06) générée par la charge du liquide dans l'absorbeur permet de contrôler le niveau de la solution MEA enrichie située au fond de l'absorbeur. Ce mode opératoire garantit une extraction maximale du gaz carbonique du gaz d'alimentation . [9]

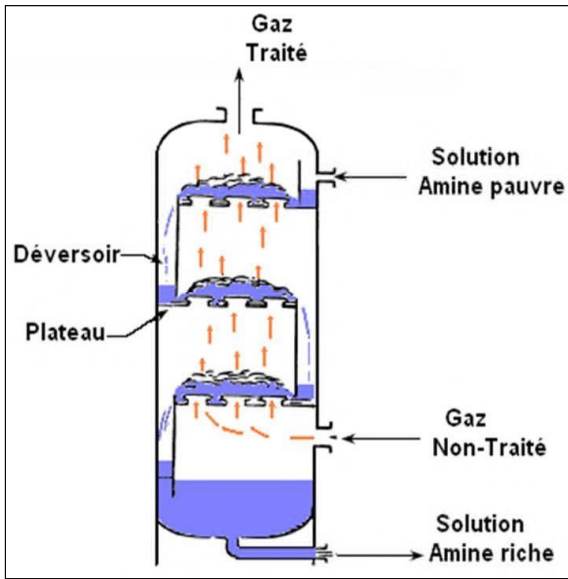


Figure .II.02: Schéma explicative De l'absorbeur

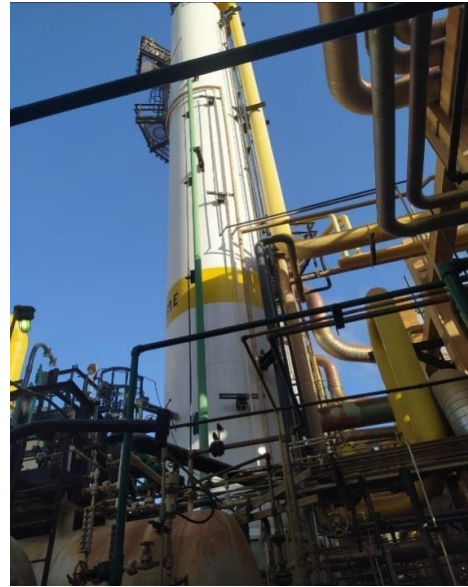


Figure II.03.Absorbeur Au niveau de GL2/Z.

II.1.1.2. Régénérateur de MEA

La solution MEA enrichie en CO₂ provenant du ballon de séparation des hydrocarbures (137-F) est chauffée à 102°C dans les échangeurs 133-C par la solution MEA pauvre et chaude issue du fond du régénérateur. Elle est ensuite introduite en tête de la tour de régénération.

Le régénérateur, composé de 25 plateaux perforés, fonctionne à une température de 110°C et une pression de 1,0 bar en fond de colonne. Le rebouilleur (134-C) du décarbonateur est chauffé par de la vapeur à 4,5 bars. La possibilité de fonctionner à 121°C et 1,0 bar en fond de colonne permet d'extraire une quantité maximale de gaz carbonique.

Le dioxyde de carbone extrait de la solution riche en MEA entre dans le condenseur de tête (135-C) pour condenser la majeure partie de la vapeur d'eau à 60°C. Le condensat est séparé dans le ballon de reflux des condensats (133-F). Le dioxyde de carbone contenant une petite quantité de vapeur d'eau est rejeté dans l'atmosphère au sommet du ballon de reflux. Un faible débit de solution pauvre de MEA est injecté dans la conduite de vapeur supérieure du régénérateur. Ce courant agit comme un inhibiteur, minimisant la corrosion dans les conduites de vapeur et le condenseur aérien du régénérateur 135-C.

Ce courant est prélevé du côté refoulement de la pompe de circulation MEA (131-J) et le débit est régulé par une vanne manuelle. Une plaque à orifice de restriction de 13 mm a été insérée en amont de la vanne pour créer une chute de pression. Une autre restriction de 2 mm est insérée en aval de la vanne. Un différentiel de pression d'environ 3,3 bars est généré pour permettre une bonne régulation du débit de la solution pauvre de MEA alimentant le tube de direction du régénérateur. L'eau condensée dans le condenseur de tête de tour (et l'eau d'appoint constituée de l'eau de lavage de l'absorbeur) est renvoyée vers le régénérateur pour équilibrer le bilan hydrique du système. Le condensat du séparateur de gaz d'alimentation du sécheur (141-F) peut être renvoyé au ballon de séparation des hydrocarbures (137-F) pour réduire la quantité d'eau d'appoint nécessaire.

La solution MEA pauvre, provenant du bas du régénérateur, est d'abord refroidie à 60°C dans les échangeurs 133-C par la solution MEA riche. Ensuite, elle est refroidie à 38°C par l'eau de mer dans le refroidisseur (132-C) avant d'être envoyée au sommet de l'absorbeur de gaz carbonique.

La pompe de circulation de MEA pauvre (131-J/JA) aspire la solution à la sortie du refroidisseur 132-C et la refoule au niveau du 5^{ème} plateau de l'absorbeur de CO₂. Le CO₂ contenu dans le gaz naturel est absorbé par la MEA grâce à un lavage à contre-courant.[5]

II.1.1.2.1. Rebouilleur du régénérateur

- Rebouilleur 134 C :

Le rebouilleur est un appareil utilisant de la vapeur à 4,5 bars pour chauffer la solution MEA (côté calandre vapeur et côté tubes MEA) lesquels circule la solution. Un plateau récepteur à cheminée alimente le rebouilleur en solution MEA. La circulation de la solution se fait naturellement du bas vers le haut du rebouilleur grâce à l'effet de thermosiphon.

La surface d'échange y est constante, le niveau de condensât étant assuré dans un pot de condensât lié au rebouilleur et au collecteur de condensât du train.

Le fond de la colonne sert uniquement de réservoir d'alimentation pour le circuit de MEA pauvre.

Les vapeurs en haut de la colonne (composées de CO₂, d'eau et de traces de MEA) sont partiellement condensées par l'échangeur 135 C refroidi à l'eau de mer (à 62°C). A cette température, le CO₂ reste sous forme gazeuse et peut être facilement évacué vers l'atmosphère. La phase liquide condensée est ensuite pompée par les pompes 132

J/JA et réinjectée dans la colonne en tant que reflux. Cela permet de maintenir la concentration de la solution MEA. [voir tableau 01 annexe B]

- Régénérateur 132 E:

Le régénérateur a pour fonction d'éliminer par vaporisation les produits légers issus de la réaction (sels d'acides légers ou CO₂ dissous). Cette vaporisation se fait à basse pression, ce qui permet :

- De faciliter la vaporisation des produits légers.
- De travailler à basse température et d'éviter la dégradation de la MEA.

La colonne est composée de 25 plateaux (plus un plateau à cheminée). La charge est introduite au premier plateau. Un plateau à cheminée assure l'alimentation du rebouilleur (134C) même si les plateaux inférieurs se déplacent. L'énergie nécessaire à la vaporisation est principalement fournie par le rebouilleur. [voir tableau 02 annexe B]. [10]

II.1.1.3. Filtration de MEA pauvre et riche

Un filtre à charbon pour MEA pauvre (132-F) et un filtre à cartouche pour solution MEA riche (131-L) sont prévus pour retenir les impuretés solides de la solution MEA. Si on les laissait s'accumuler, ces impuretés risqueraient de faire mousser la solution dans l'absorbeur (131-E) et dans le régénérateur (132-E). Les deux filtres n'admettent qu'une partie du débit total de leur solution respective . [11]

II.1.1.3.1. Filtration de MEA pauvre

La solution MEA pauvre est prélevée en aval de la vanne de régulation (FV-IIIO) après avoir traversé le filtre 132-F. Son débit, indiqué sur FI-112, est contrôlé par une vanne manuelle et représente environ 5% du débit total de la solution pauvre (soit 3,2 m³/h). Ce courant de soutirage est ensuite dirigé vers le haut du lit de charbon actif, le traverse et en ressort par le fond. Il se mélange ensuite à la solution pauvre avant d'être envoyé dans l'absorbeur. [9]

II.1.1.3.2. Filtration de MEA riche

Une partie de la solution MEA riche, provenant du bas de l'absorbeur, est prélevée avant la vanne de régulation de niveau (LV-I09) et envoyée vers le bas du filtre à cartouche 131-L. Le débit de cette solution représente environ 10% du débit total de la solution riche quittant l'absorbeur, soit 6,35 m³/h, comme indiqué sur FI-I04. Ce débit est contrôlé manuellement par une vanne située sur la conduite d'admission du filtre.

La MEA filtrée sort du filtre à cartouche par le haut et rejoint la solution riche. Elles se dirigent ensuite vers le ballon de séparation des hydrocarbures (137-F). Ce filtre a pour fonction de retenir les matières solides présentes dans la MEA, telles que le tartre, la boue et certains produits corrosifs. [11]

II.1.1.4. Vaporisateur de MEA

Le vaporisateur de MEA 136-C, conçu pour traiter 3% du débit de circulation (soit 2 m³/h), permet d'éliminer la majorité des produits corrosifs présents dans la MEA et de purifier la solution contaminée provenant du puisard de MEA. Le débit effectif à travers le vaporisateur dépend de la propreté du système. En effet, toutes les impuretés non volatiles présentes peuvent être séparées de la solution MEA par vaporisation d'une partie de la MEA (Figure II.04) .

Un soutirage latéral de la solution pauvre est effectué sur la conduite de sortie au fond du régénérateur.

Puisqu'un régulateur de niveau (LC-123) maintient le niveau du liquide dans le vaporisateur, le débit de MEA admis est fonction de la vitesse de vaporisation.

A mesure que la solution bouille, la concentration en MEA augmente jusqu'à ce que la vaporisation commence. Cette vapeur entre dans le régénérateur au-dessous du 25^{ème} plateau. Avant leur entrée dans le régénérateur, les vapeurs traversent un séparateur qui recueille tout liquide entraîné, lequel est envoyé dans le vaporisateur avec le courant d'alimentation. Un équilibre est atteint lorsque la concentration en MEA de la phase vapeur est égale à celle de la solution entrant dans le vaporisateur. Cependant, étant donné que des impuretés à haut point d'ébullition s'accumulent dans le vaporisateur, la température de sortie de la vapeur a tendance à augmenter. Lorsqu'elle atteint environ 143°C, les impuretés

accumulées doivent être enlevées. Ces impuretés peuvent être des solides très fins en suspension, des sels minéraux ou des produits de dégradation de l'amine.

Le vaporisateur ne doit pas être utilisé au-dessus de 148°C car ceci pourrait entraîner la vaporisation des impuretés et donc leur retour dans la solution MEA en circulation.

La durée de chaque cycle de fonctionnement du vaporisateur dépend de l'état de la solution MEA et du débit de vapeur. Lorsque la solution pauvre est en bon état, l'accumulation des impuretés est lente. Si le débit de vapeur est faible, le débit de MEA dans le vaporisateur est faible. Il est préférable de laisser le vaporisateur en régime continu, si possible. Des analyses chimiques de la solution pauvre en circulation et son comportement (c'est à dire son pouvoir absorbant, sa tendance à mousser) doivent déterminer les paramètres de fonctionnement du vaporisateur. [3]



Figure II.04: Le vaporisateur

II.1.1.5. Système de stockage et puisard de MEA

Chaque réservoir de stockage de MEA (3 au total) sert à alimenter deux unités de décarbonatation. Ces réservoirs sont situés dans les trains 1, 3 et 5. Chaque réservoir a une capacité de 128,5 m³.

Le réservoir de stockage de MEA 135-F constitue la réserve de solution et suffit à approvisionner les trains 1 et 2; le réservoir 335-F approvisionne les trains 3 et 4 et le réservoir 535-F les trains 5 et 6.

Chapitre II : Description de la section décarbonatation.

Au sommet de chaque réservoir de stockage de MEA est installée une arrivée d'azote (N₂) comportant une vanne de régulation de pression. Ces vannes doivent être réglées de manière à assurer une faible pression positive dans les réservoirs pour empêcher l'entrée d'air. Des reniflards (évents) et des indicateurs locaux de niveau sont également prévus. Les indicateurs de pression (PI-125) et de température (TI-I04) complètent les accessoires. Les réservoirs de stockage sont également utilisés en tant que capacités temporaires de MEA provenant de l'un ou l'autre des deux trains respectifs, lorsqu'il faut purger le système de MEA par pompage à des fins d'entretien.

Le puisard de MEA 134-F et la pompe du puisard 135-J sont utilisés pour le bac de stockage de MEA. Le puisard reçoit les fuites et les purges de MEA du système. Il sert également à mélanger la solution aqueuse de MEA pour la charge initiale, et fournit l'appoint normal à l'unité de traitement par MEA (Figure II.5).



Figure II.5. Puisard de MEA

Une partie de ce réservoir est souterraine. Le collecteur de purge est raccordé au bas du puisard. La pompe du puisard de MEA 135-J aspire depuis le fond du réservoir et peut transférer la solution de MEA à l'aspiration de la pompe de circulation 131-J, à l'entrée du vaporisateur de MEA ou au réservoir de stockage 135-F. Des canalisations permettent de faire circuler la solution de MEA dans le puisard.

Le réservoir possède un raccord de remplissage installé au sommet pour l'établissement de la réserve initiale de MEA. Lorsque la MEA est introduite, du condensat est ajouté en quantité suffisante pour former une solution à 15%. Il est possible de faire circuler le contenu

du réservoir pour assurer un mélange convenable jusqu'à ce que les 15% soient atteints, après quoi la solution peut être transférée dans le réservoir de stockage 135-F pour la constitution de la réserve initiale. Cette opération s'effectue essentiellement par lots. Comme indiqué précédemment, la solution diluée peut être transférée à d'autres endroits, différents de ceux indiqués ci-dessus.

Le produit qui entre dans le puisard de MEA par le collecteur souterrain est une solution de MEA provenant de la purge des unités suivantes :

à charbon (132-F) et des

- ◆ Du régénérateur,
- ◆ du rebouilleur et du ballon de reflux,
- ◆ du vaporisateur de MEA,
- ◆ de l'échangeur de chaleur de MEA (133-C),
- ◆ du refroidisseur de MEA (132-C),
- ◆ du ballon de séparation des hydrocarbures (137-F),
- ◆ de l'absorbeur de CO₂ (131-E),
- ◆ du filtre à cartouche de MEA (131-L),
- ◆ du filtre purges de fond du réservoir de stockage de MEA.

Toutes les pompes du service MEA sont également purgées vers le collecteur. Un filtre est installé sur l'aspiration de chaque pompe et une prise d'échantillonnage est située sur la ligne de refoulement.[12]

II.1.1.6. Système d'injection anti-mousse :

Une pompe doseuse (132-LJ) aspire du fond du réservoir, au travers d'un filtre, et refoule la solution anti-mousse au niveau de l'aspiration de la pompe de circulation de MEA (131-J). Le débit d'injection de la solution anti-mousse dans la solution de MEA en circulation est déterminé par les conditions d'opérations existantes. Au refoulement de la pompe, un PI indique la pression. En cas de surpression, une soupape refoule dans le bac(Figure II.06).



Figure II.06: Une pompe doseuse anti mousse (132-LJ)

Figure .II.06 montre schéma de section de décarbonatation (train100).

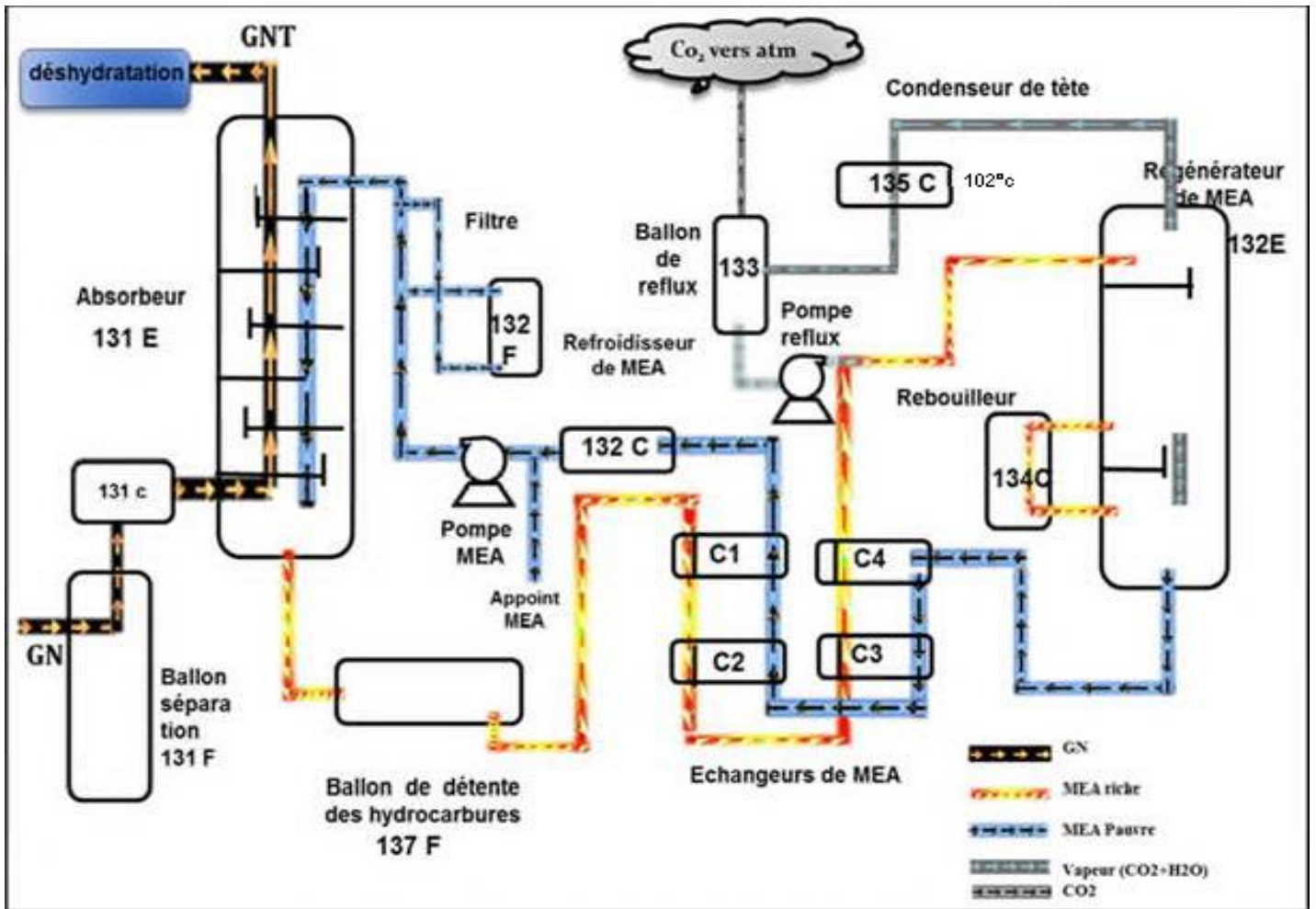


Figure .II.07 :Schéma de section de décarbonatation(train100).

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

III.1.Choix de l'absorbât

Introduction

L'absorption est un procédé industriel qui consiste à mettre en contact un mélange gazeux avec un liquide afin de dissoudre sélectivement un ou plusieurs composants du gaz dans le liquide.

Ce procédé permet d'éliminer, totalement ou partiellement, certains composants du gaz en le dissolvant dans le liquide. Ces composants dissous peuvent soit se mélanger physiquement avec le liquide, soit réagir chimiquement avec lui. On les appelle solutés, tandis que le liquide est appelé solvant. Lorsque la concentration du soluté dans le gaz d'alimentation est faible, on utilise un procédé inverse appelé stripping, désorption ou régénération pour extraire les solutés du solvant, afin de les récupérer, ou de récupérer le solvant, ou les deux.

III.1.1. Les différents types de l'absorption.

L'absorption telle que appliquée à la purification du gaz, peut être classée en deux catégories principales à savoir:

III.1.1. 1.Absorption chimique

L'absorption consiste à mettre en contact un mélange gazeux avec un liquide pour dissoudre un composant spécifique de manière préférentielle. Ce procédé nécessite un transfert de matière du gaz vers le liquide. La désorption, quant à elle, est le processus inverse où le composé dissous passe du liquide vers le gaz. La solubilité du gaz dans le liquide, à une température et une pression données, correspond à la concentration maximale du gaz dissous à l'équilibre.

III.1.1.2 Absorption physique

Le gaz acide est absorbé dans un solvant physique du fait de sa solubilité par rapport aux autres constituants de la phase gazeuse. L'équilibre liquide-vapeur dépend de la pression partielle des composés dans la phase vapeur.

Dans ce type d'opération le constituant absorbé ne réagit pas avec le solvant. La concentration finale du composant absorbé à l'équilibre dépend fortement de sa pression

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

partielle dans le mélange gazeux. L'absorption du CO₂ et du H₂S par le diméthyle éther polyéthylène glycol en est un exemple. Ce procédé de séparation, appelé traitement du gaz par absorption physique, exploite la capacité du solvant à dissoudre sélectivement certains gaz.

III.1.2. Les alcanolamines

On distingue trois grandes familles d'amines : les amines primaires comme la monoéthanolamine (MEA) et la diglycolamine (DGA), les amines secondaires comme la diéthanolamine (DEA) et la diisopropanolamine (DIPA) et les amines tertiaires comme la méthyl-diéthanolamine (MDEA).

La figure III.01 montre l'étape d'absorption du procédé. Le gaz à traiter, riche en gaz acides, est introduit en bas de la colonne et entre en contact à contre-courant avec la solution d'amine.[13]

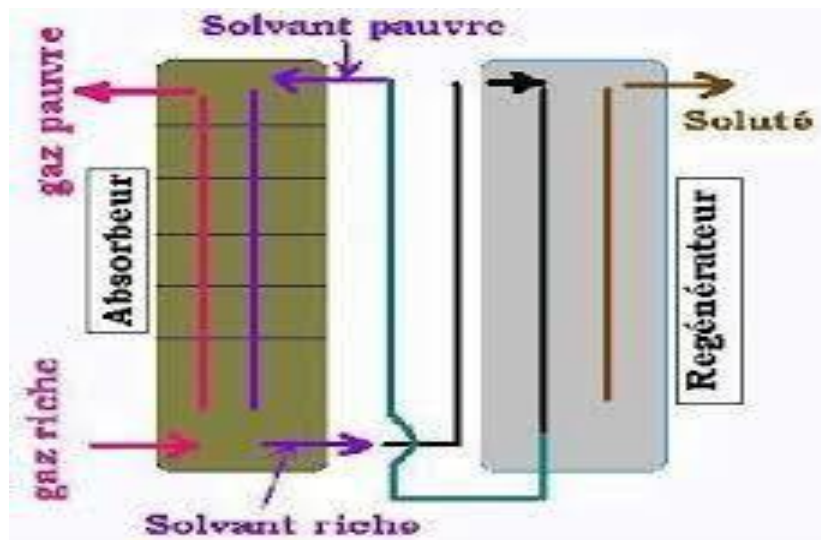


Figure III.01 : Schéma de principe simplifié d'un procédé d'absorption de gaz acide par dissolution d'Alcanolamines.

Les amines réagissent également avec le dioxyde de carbone, selon deux types de réactions:

- Formation de carbonate et de bicarbonate:



Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation



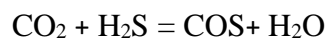
- Formation de carbamate :



III.1.3. Choix de la solution de la MEA

Le choix de l'amine est crucial et dépend de plusieurs facteurs, notamment la nature du gaz à traiter, la pression et la température du procédé.

La MEA en solution aqueuse est le solvant privilégié pour purifier les gaz ayant une faible concentration de H₂S et de CO₂, en l'absence de COS et de CS₂. Elle est également utilisée pour les gaz contenant uniquement du CO₂.



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 CS₂.
- ✓ 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.

III.1.3.1. Propriétés physico-chimiques de la MEA

La MEA est un composé unique qui combine les propriétés des alcools et des amines.

➤ Propriétés physiques :

- À température ambiante, la MEA est un liquide légèrement visqueux avec une faible odeur d'ammoniaque.
- Elle est entièrement soluble dans l'eau, les alcools et les cétones aliphatiques à chaîne courte.
- Elle est insoluble dans les esters d'hydrocarbures aliphatiques et aromatiques ainsi que dans l'éther.

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

- La MEA est légèrement volatile avec la vapeur d'eau et absorbe le dioxyde de carbone de l'air.
- Sa densité est légèrement supérieure à celle de l'eau ($d=1.0179$).
- Elle se solidifie en cristaux blancs translucides.
- C'est un corps combustible .

➤ **Propriétés chimiques :**

- La MEA possède un groupe amine ($-NH_2$) et un groupe hydroxyle ($-OH$) qui lui confèrent ses propriétés chimiques uniques.
- Elle a un pH de 12,5 à température ambiante, ce qui lui confère un caractère fortement basique.
- Elle peut réagir avec les acides pour former des sels.
- Elle peut également réagir avec le dioxyde de carbone pour former des carbonates.

Sécurité :

- La MEA n'est pas nocive dans les conditions normales d'emploi.
- Cependant, sa manipulation peut être dangereuse car sa nature alcaline peut provoquer des brûlures oculaires et une irritation cutanée (**Figure III.02**).
- Une exposition prolongée à la lumière peut la colorer en jaune clair.
- Une coloration brune indique une oxydation due à un contact avec l'oxygène.

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonation



Figure III.02 : une image montrant le danger de mea

Utilisations :

- La MEA est utilisée comme solvant pour absorber les gaz acides, comme le CO₂ et le H₂S.
- Elle est également utilisée dans la synthèse de produits chimiques et dans la fabrication de savons et de détergents.

En résumé, la MEA est un composé polyvalent avec de nombreuses applications industrielles. Il est important de connaître ses propriétés physiques et chimiques (Tableau III.01) pour l'utiliser en toute sécurité et efficacement. (voir annexe A ; tableau 14).[14]

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

Tableau III.01: propriétés de la MEA

	MEA pure	Solution 15%
Point d'ébullition	170 °C	point de bulle 202 °C Point de rosée 106°C
Point de cristallization	10 °C	-42 °C
Point éclair	95 °C	200 °C
Densité	1,016	
Ph	12,5 à 20 °C	12,2
Temperature de stockade	18 à 35 °C	

D'autres propriétés :

- Désignation chimique : Amino-éthanol-1 Amine .
- Structure chimique : $\text{NH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{OH}$.
- Attaque le cuivre et ses alliages, le fer, l'aluminium.
- Réaction exothermique avec les acides. S'oxyde au contact de l'air.

Toxicologie

- Légèrement irritant pour la peau ; éviter les contacts prolongés.

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

La corrosivité varie selon l'amine utilisée (MEA, DEA, etc.).

La MEA est plus corrosive que la DEA, par exemple.

2. Nature des contaminants:

La présence de contaminants comme le H₂S et le CO₂ aggrave la corrosion.

Ils favorisent la formation d'acides corrosifs et attaquent les matériaux.

3. Charge de la solution:

Une concentration élevée en amine augmente la corrosivité.

La charge optimale doit être équilibrée entre efficacité et corrosion.

4. Conditions de fonctionnement:

La pression et la température élevées favorisent la corrosion.

Contrôler ces paramètres est crucial pour limiter les dégâts.

III.2.3. Problème de contamination

La contamination de la MEA affecte négativement les équipements et le processus de décarbonatation. Elle peut causer de la corrosion, de l'encrassement et une baisse de performance. Il est important de surveiller la qualité de la MEA et de mettre en place un programme de maintenance adéquat pour minimiser l'impact de la contamination.

III.2.4. Problème de moussage

Deux facteurs principaux peuvent causer la formation de mousse dans le système de décarbonatation utilisant la MEA :

1. Changement rapide du débit de la solution
2. Accumulation d'impuretés [15]

Nous expliquerons cela plus en détail dans la partie suivante :

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

III.2.4.1.Problème de moussage

Introduction

Rayon R et la tension interphase S La formule de Laplace décrit le lien entre la pression interne d'une bulle (P), son rayon (R) et sa tension superficielle (δ): $P = 2\delta / R$.

Si la pression P du gaz dans la bulle dépasse la pression extérieure Pext, la bulle crève et la mousse ne peut pas se former.

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

Une bulle ne sera stable que si la solidité de ses parois dépasse la différence de pression extérieure et intérieure, soit la grandeur (P-Pest).

Les substances qui affaiblissent notablement la tension superficielle d'un liquide sont dites substances tensioactives. Ces substances sont généralement des molécules renfermant un groupement fortement polaire tel que (COOH, OH) qui est hydrophile et un groupement hydrophobe qui est généralement un grand radical hydrocarboné non polaire (alcool ou acide gras macromoléculaire).

Il en résulte que la tension superficielle a une importance essentielle dans les processus tel que le lavage d'un gaz par un liquide. Le phénomène de moussage est lié à une intense augmentation de la surface, qui exige une dépense d'énergie, il s'accomplit d'autant plus facilement que la tension superficielle du liquide est faible . **[16]**

III.2.4.1.1. Facteurs favorisant le moussage

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 peut réduire l'efficacité de traitement d'une colonne et augmenter la consommation d'énergie.

Il est donc important de limiter le moussage dans les colonnes de traitement.

- L'expérience a montré que ce problème pouvait intervenir en cas de présence de
:
 - ◆ Des hydrocarbures liquides dans le gaz.
 - ◆ Des inhibiteurs de corrosion.

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

- ◆ Des produits de dégradation de MEA.
- ◆ Variation brusque de débit de charge ou de MEA.
- ◆ Des turbulences excessives et une grande vitesse de contact liquide/gaz entraînent également un moussage de la solution.
- ◆ Huiles et graisse
- ◆ Phénomène d'engorgement des plateaux
- ◆ D'excès d'agent anti-mousse.
- 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.

III.2.4.1.2.Des hydrocarbures liquides dans le gaz :

La présence d'hydrocarbures liquides perturbe le fonctionnement de l'unité et réduit l'efficacité de la solution MEA.(Les liquides peuvent s'accumuler dans la colonne d'absorption et former des poches qui peuvent entraîner des fluctuations de pression et des engorgements de la colonne. Les liquides peuvent également réagir avec la solution MEA et provoquer une dégradation de la solution)

La surveillance du gaz et l'élimination des liquides sont cruciales pour un traitement optimal du CO₂.

III.2.4.1.3.Inhibiteurs de corrosion :

Les inhibiteurs de corrosion, généralement des polyamines lourdes, protègent les installations en amont du lavage du gaz et les tuyauteries de transfert de gaz.

Les traces d'inhibiteurs dans la solution d'amine peuvent être éliminées par adsorption sur charbon actif ou par purification d'amine.

Il est primordial de choisir l'inhibiteur en fonction de la composition de la solution MEA et des facteurs environnementaux/opérationnels et surveiller la qualité de la solution et la concentration d'inhibiteurs pour éviter d'affecter l'absorption du CO₂.

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

III.2.4.1.4. Dégradation de la MEA :

La détérioration de la MEA peut entraîner des conséquences néfastes telles que :

- Une absorption inefficace du CO₂
- Une régénération inadéquate de la MEA

Les produits formés lors de la détérioration de la MEA sont généralement moins volatils et peuvent être séparés de la solution par vaporisation dans un vaporiseur. Cette détérioration résulte de la transformation de la MEA en produits présentant des structures différentes. Elle est causée par plusieurs anomalies de fonctionnement de la section, qui se manifestent de la manière suivante :

- Dégradation thermique.
- Dégradation par formation des produits non régénérable.

III.2.4.1.5. Variation brusque de débit de charge ou de MEA

- Impact d'une variation brusque de débit de charge ou de MEA:
 - Perturbation de l'équilibre dans la colonne d'absorption
 - Changement rapide de la charge entrante ou de la quantité de MEA.
 - Fluctuation de la pression et du niveau de liquide sur les plateaux.
- Problèmes potentiels:
 - Formation de mousse.
 - Engorgement des plateaux.

Pour éviter ce problème il faut d'abord:

- **Contrôle stable et cohérent du débit de charge et de la quantité de MEA:**

- Utiliser des vannes de régulation et des contrôleurs de débit.
- Maintenir un débit constant.

- **Surveillance régulière:**

- Surveiller les niveaux de liquide et la pression dans la colonne d'absorption.
- Identifier rapidement les problèmes émergents.
- Prendre des mesures correctives pour éviter des conséquences graves.

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

III.2.4.1.6 .Des turbulences excessives et une grande vitesse de contact liquide/gaz entraînent également un moussage de la solution :

Des turbulences excessives et une grande vitesse de contact liquide/gaz favorisent la formation de bulles de gaz dans la solution MEA (moussage) et donc impact négatif sur l'efficacité de la décarbonatation.

Le moussage peut perturber le fonctionnement des pompes, échangeurs de chaleur et autres équipements.

Pour éviter le moussage, il est possible de réduire la vitesse de contact liquide/gaz, d'utiliser des équipements spécialement conçus pour minimiser la turbulence ou d'ajouter des agents anti-moussants à la solution

III.2.4.1.7.Huiles de graissage :

➤ Origine des huiles:
Équipement de compression.

Unité de séparation de gaz.

➤ l'impact des huiles sur la solution MEA est :
Les huiles peuvent se dissoudre dans la solution MEA.

Perturbation de l'efficacité de la solution pour l'absorption du CO₂.

Les huiles peuvent également causer des problèmes dans la section de décarbonatation en formant une couche de mousse à la surface de la solution de MEA, empêchant ainsi la réaction entre le gaz et la solution. En outre, la présence d'huiles peut entraîner la formation de dépôts sur les plateaux d'absorption, perturbant ainsi le flux de gaz et la circulation de la solution de MEA.

Pour éviter les problèmes liés aux huiles dans la section de décarbonatation et la solution de MEA, il est important de surveiller la qualité du gaz d'alimentation et de l'équipement de compression, en effectuant une maintenance régulière et en utilisant des filtres appropriés pour éliminer les contaminants. Il peut également être utile d'ajouter des produits chimiques spécifiques, tels que des détergents, pour aider à éliminer les huiles de la solution de MEA. Enfin, le nettoyage régulier des équipements de la section de

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

décarbonatation peut aider à prévenir la formation de dépôts et de mousse causés par les huiles.

III.2.4.1.8. Phénomène d'engorgement des plateaux :

→ Impact des impuretés sur la solution MEA et la colonne d'absorption:

▪ Formation de produits de dégradation:

- Réaction de la MEA avec les impuretés du gaz traité.
- Accumulation des produits de dégradation.

▪ Conséquences:

- Obstruction des déversoirs et clapets de la colonne.
- Empêchement de la circulation de la solution MEA-GN.
- Augmentation du niveau de liquide sur les plateaux.
- Engorgement de la colonne et augmentation de la pression différentielle.
- Entraînement de la MEA à la sortie de la colonne.
- Risque pour les sécheurs.
- Moussage limitant la capacité de la section de décarbonatation.
- Pertes de solution et affectation des performances de l'absorbeur et de la colonne.

▪ Signes de moussage:

- Chute de pression à travers les plateaux de l'absorbeur.
- Augmentation du niveau de liquide dans le ballon séparateur du sécheur d'alimentation.
- Chute de pression dans le régénérateur.

▪ Prévention de l'engorgement des plateaux:

- Surveillance régulière de la qualité de la solution MEA.
- Mesures préventives pour éviter l'accumulation de produits de dégradation et de mousse.
- Utilisation d'agents antimoussants.
- Installation de dispositifs de détection de mousse et de vannes de dérivation.
- Nettoyage régulier des équipements de la section de décarbonatation.

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

- Maintien d'une température, d'un pH et d'une concentration appropriés de la solution MEA.

III.2.4.1.9 .Agent D'excès anti-mousse :

→ Impact de l'excès d'agent anti-mousse dans la section de décarbonatation :

- **Diminution de l'efficacité de l'absorption du CO₂:**

- L'agent anti-mousse agit comme un contaminant.
- Perturbation de l'interaction entre la solution de MEA et le CO₂.

- **Problèmes de stabilité de la solution de MEA:**

- Corrosion due à la réaction avec l'agent anti-mousse.
- Dégradation de la solution et perte de la capacité d'absorption du CO₂.

- **Augmentation de la consommation d'énergie:**

- Élimination de l'agent anti-mousse lors de la régénération.
- Coûts d'exploitation accrus et rentabilité réduite.

➤ Prévention des problèmes:

- Contrôler la quantité d'agent anti-mousse ajouté.
- S'assurer de la compatibilité avec la MEA.
- Surveiller régulièrement la qualité de la solution de MEA.
- Prendre des mesures correctives en cas de dégradation.

un dosage précis et une surveillance attentive de l'agent anti-mousse sont essentiels pour garantir un fonctionnement optimal et rentable de la section de décarbonatation.

III.2.4.2. Précaution à prendre contre le moussage

→ Pour éviter momentanément les pertes d'amines dans l'unité de décarbonatation :

- ▶ Réduire la charge de l'unité (MEA et GN).
- ▶ Si la masse est persistante, la capacité de l'unité peut diminuer jusqu'à moins de 65% sa capacité nominal.

Chapitre III : Choix de l'absorbât et Les problèmes de la section de décarbonatation

→ Pour donner les moyens effectifs d'éviter le moussage, il faut d'abord, lors du projet de lavage, prendre des facteurs de sécurité dans le dimensionnement de l'appareillage.

Si le gaz brut à un point de rosé supérieur à la température de fond de l'absorbeur, les condensations doivent être entraînées en cours de lavage.

Il est bon de prévoir un séparateur liquide-vapeur en amont de la colonne d'absorption pour éliminer les hydrocarbures liquides.

Il est nécessaire également d'éviter le moussage par une filtration convenable des impuretés accumulées dans le système et cela pour assurer un bon fonctionnement du vaporisateur.

Un filtre à charbon pour la MEA pauvre et autre pour la MEA riche sont prévus pour retenir les impuretés solides en suspension dans la solution en circulation.

L'injection des agents anti-moussants en tête de la colonne d'absorption, peut être considérée comme précaution provisoire pour permettre de déceler la cause du moussage et de l'éliminer.

Ces deux dernières précautions seront prises par les opérateurs de l'unité selon les résultats pratique obtenus, lesquels varient dans chaque cas. [17]

Chapitre IV : Analyse du problème

Chapitre IV : Analyse du problème

Introduction

Dans cette partie, nous présentons les résultats d'une étude expérimentale menée en laboratoire pour identifier les facteurs favorisant le moussage dans la section de décarbonatation. L'étude a porté sur l'analyse de la solution MEA, l'influence de la température, la présence d'hydrocarbures lourds et l'effet d'un excès d'agent anti-mousse SAG10.

IV.1. Analyses de la solution MEA

Avant d'entamer nos essais sur le moussage, nous avons réalisé des analyses de contrôle de la solution MEA pauvre à l'entrée de l'absorbeur.

IV.1.1. Analyse %CO₂ et %MEA dans la solution de MEA

◆ Principe

La méthode consiste à contrôler la concentration de la MEA et à déterminer la teneur en CO₂ contenu dans la MEA pauvre par titrage alcalimétrique (Figure IV.01).

Ce titrage utilise deux indicateurs colorés : la phénolphthaléine et l'indicateur mixte.

◆ Mode opératoire

- On prend 5 ml de l'échantillon (MEA pauvre) dans un erlenmeyer de 250 ml, on ajuste l'eau distillée jusqu'à 25ml.
- Après, on ajoute 2 gouttes de phénophtaléine.
- On remarque que la solution devient rose
- Ensuite, on titre avec H₂SO₄ (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.

Calcul :

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

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

Chapitre IV : Analyse du problème

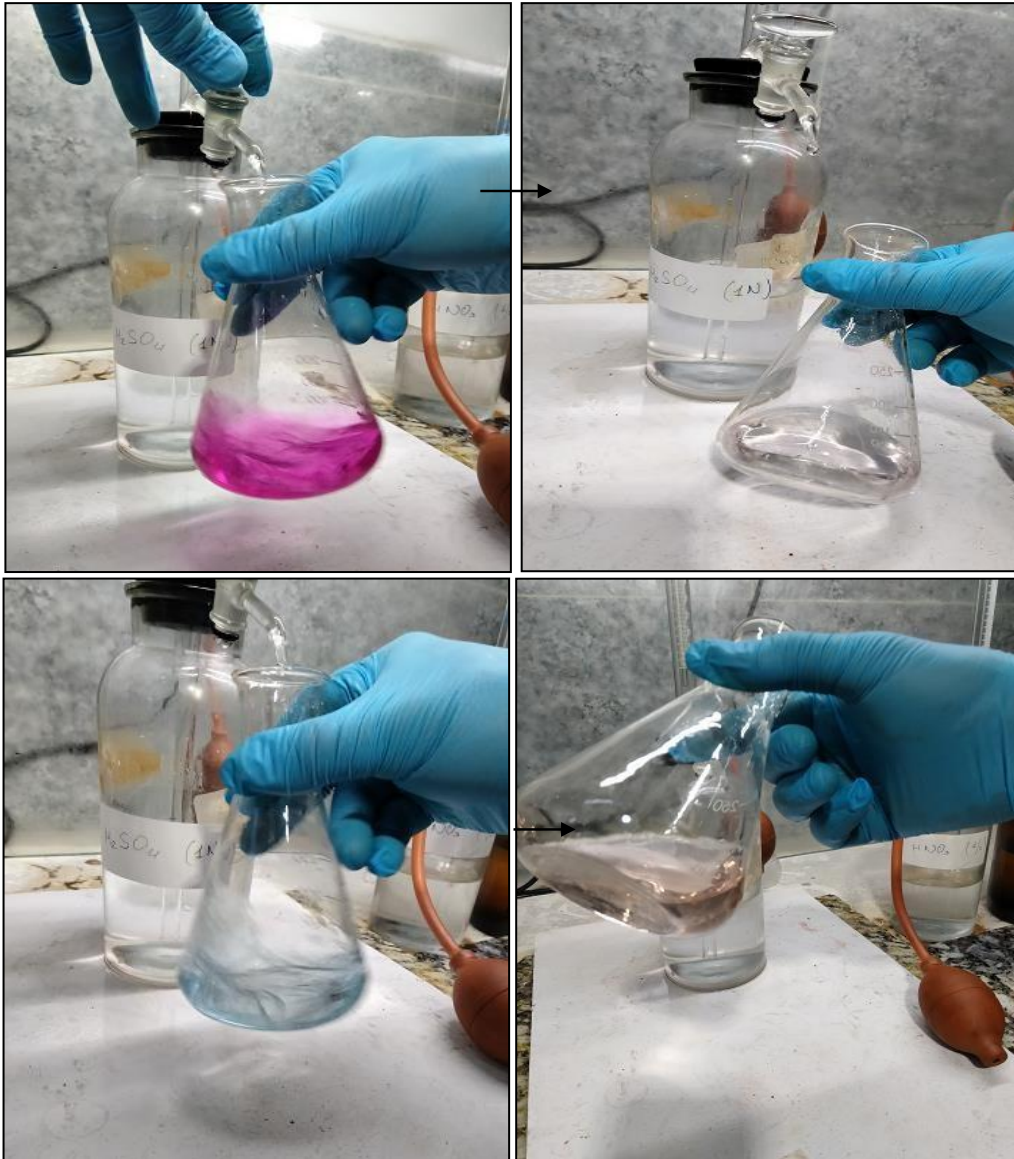
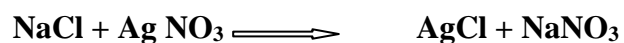


Figure IV.01 Dosage colorimétrique des taux de CO₂ et MEA dans la solution absorbée

IV.1.2. Analyse des chlorures dans la solution de MEA

◆ Principe

Le principe de la méthode repose sur la précipitation des ions chlorure (Cl⁻) par les ions argent (Ag⁺) sous forme de chlorure d'argent (AgCl), un sel peu soluble. Cette précipitation est réalisée par titrage avec une solution de nitrate d'argent (AgNO₃) selon la réaction suivante :



Chapitre IV : Analyse du problème

◆ Mode opératoire

On prend 5 ml de l'échantillon (MEA pauvre et riche) dans un erlenmeyer de 250 ml, on ajuste avec l'eau distillée jusqu'à 44ml. Après, on ajoute 5ml d'acide nitrique (0,1N) et 1 ml de nitrate d'argent (0,1N) et on agite la solution et laisse reposer dans l'étuve à une température de 40°C pendant 30 minutes. Enfin, on passe la solution au spectrophotomètre à une longueur d'onde 430 nm. Concentration = absorbance / 200

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

IV.1.3. Analyse de moussage dans la solution de MEA

◆ Principe :

Cette méthode vise à quantifier le moussage des solutions de MEA. Elle consiste à injecter un gaz (azote ou air) à travers un tube de dispersion dans une éprouvette graduée de 250 ml contenant 90 ml de l'échantillon à analyser. La hauteur de mousse est définie comme le volume total occupé par la solution et la mousse.

◆ Mode opératoire

On prend 50ml de l'échantillon MEA dans une éprouvette graduée (Figure IV.02). On ouvre la vanne d'air et on règle le débit d'air à 32 cm³. Selon le taux qui donnera la plus grande hauteur de mousse sans dépasser 250ml. On note le volume maximal de la mousse en (ml).



Figure IV.02 : Appareille de mesure du moussage.

Calcul :

$$V (\text{MEA}+5\text{ml}) = V1 = 55\text{ml.}$$

$$V (\text{moussage}) = (V2-V1) = (V2-55) \text{ ml.}$$

- Le tableau IV.01 résume les analyses de la solution MEA ; CO₂ ; moussage et chlorure de mois de janvier 2024

Chapitre IV : Analyse du problème

Tableau IV.01 : Analyses de la solution MEA ; CO₂ ; moussage et chlorure

Date	Heure	MEA (%)	CO ₂ (%)	MOUSS (mL)	CL ⁻ (ppm)
01-01-2024	18.00	11.13	0.74	10	18
02-01-2024	18.00	10.88	0.52	15	16
03-01-2024	18.00	10.00	0.67	20	14
04-01-2024	18.00	9.25	0.25	12	9
05-01-2024	06.00	9.88	0.25	15	
05-01-2024	18.00	10.00	0.52	10	10
06-01-2024	06.00	10.25	0.59	20	
06-01-2024	18.00	10.50	0.46	12	9
07-01-2024	06.00	10.75	0.25	14	12
08-01-2024	06.00	10.72	0.52	15	
08-01-2024	18.00	9.75	0.38	13	11
09-01-2024	06.00	10.75	0.45	10	
09-01-2024	18.00	11.00	0.66	15.0	14.00
10-01-2024	06.00	10.50	0.81	12	
10-01-2024	18.00	10.38	0.53	15	12
11-01-2024	06.00	9.75	0.24	15.0	
11-01-2024	18.00	9.88	0.81	15	14
12-01-2024	18.00	10.00	0.24	15	16.50
13-01-2024	06.00	10.00	0.46	25	
13-01-2024	18.00	10.75	0.59	20	14
14-01-2024	18.00	10.36	0.52	15	13

Chapitre IV : Analyse du problème

15-01-2024	18.00	11.13	0.11	30	18
16-01-2024	06.00	10.63	0.67	20	
16-01-2024	18.00	10.75	0.55	20.0	8.0
17-01-2024	06.00	11.25	0.46	18	
17-01-2024	18.00	10.00	0.73	45	25
18-01-2024	18.00	9.50	0.24	30	15
19-01-2024	18.00	9.50	0.24	25.0	14
20-01-2024	06.00	10.25	0.17	15	
20-01-2024	18.00	10.00	0.52	16	31
21-01-2024	06.00	9.63	0.52	25	
21-01-2024	18.00	10.25	0.31	30	11.50
22-01-2024	06.00	9.75	0.73	20	
22-01-2024	18.00	10.00	0.17	0.25	12
23-01-2024	06.00	10.00	0.38	25	12.50
24-01-2024	18.00	10.38	0.39	15	13
26-01-2024	06.00	10.00	0.39	15	
26-01-2024	18.00	9.38	0.17	20	14
27-01-2024	06.00	10.0	0.38	20.0	

Repère d'échantillonnage : MEA T100

Date d'échantillonnage du : 01-01-2024 Au : 31-01-2024

Type d'analyse : Analyse amines

Chapitre IV : Analyse du problème

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

Tableau IV.02:Analyses de la solution MEA mesurée comparable avec la norme.

	Norme	Mesurée
%MEA	Min15%, max20%	9,25 à 11,25
%CO ₂	Min0,2%, max2%	0,11 à 0,81
Chlorures	<150 ppm	8 à 31ppm

Les valeurs des tableaux (IV.01 et IV.02) sont représentées sous forme de graphe pour mieux les comparai avec la norme.(prendre les valeurs des premiers 20 jours du mesurs concernant le tableau IV.01)

Figure IV.03 montre Analyses quotidiennes de concentration de la solution MEA pauvre.

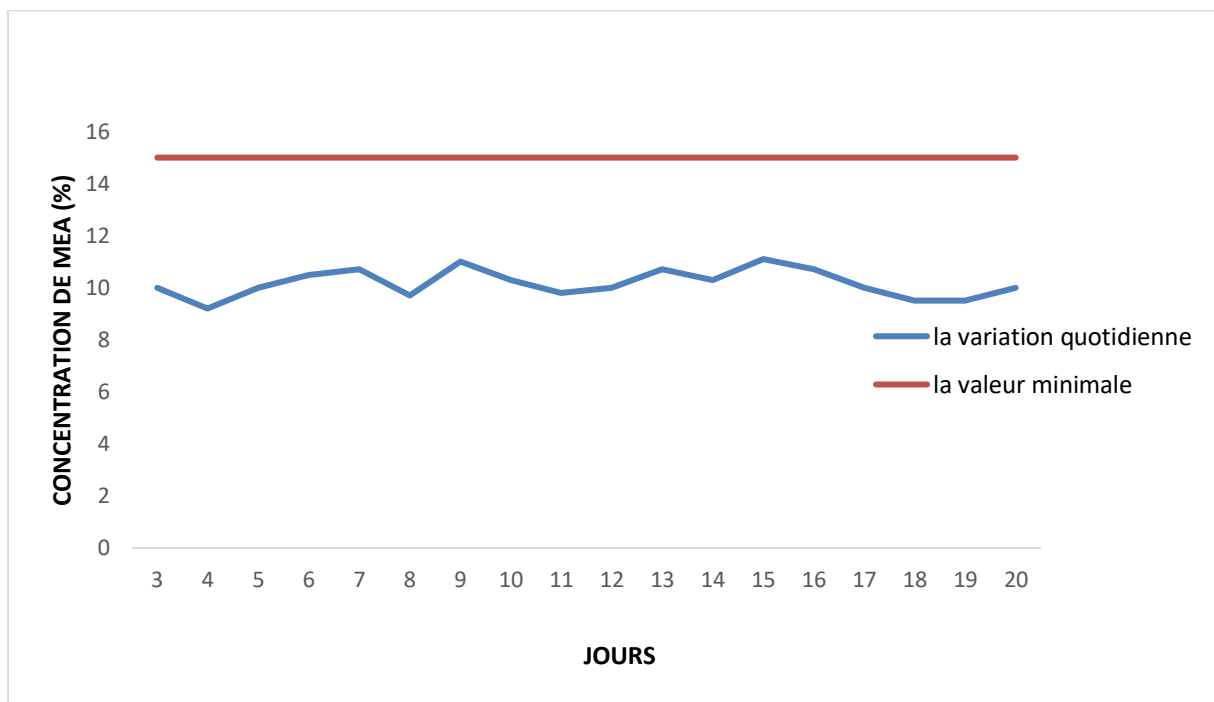


Figure IV.03 : Analyses quotidiennes de concentration de la solution MEA pauvre.

Chapitre IV : Analyse du problème

Figure IV.04 montre Analyses quotidiennes de teneur en CO₂ dans la MEA pauvre.

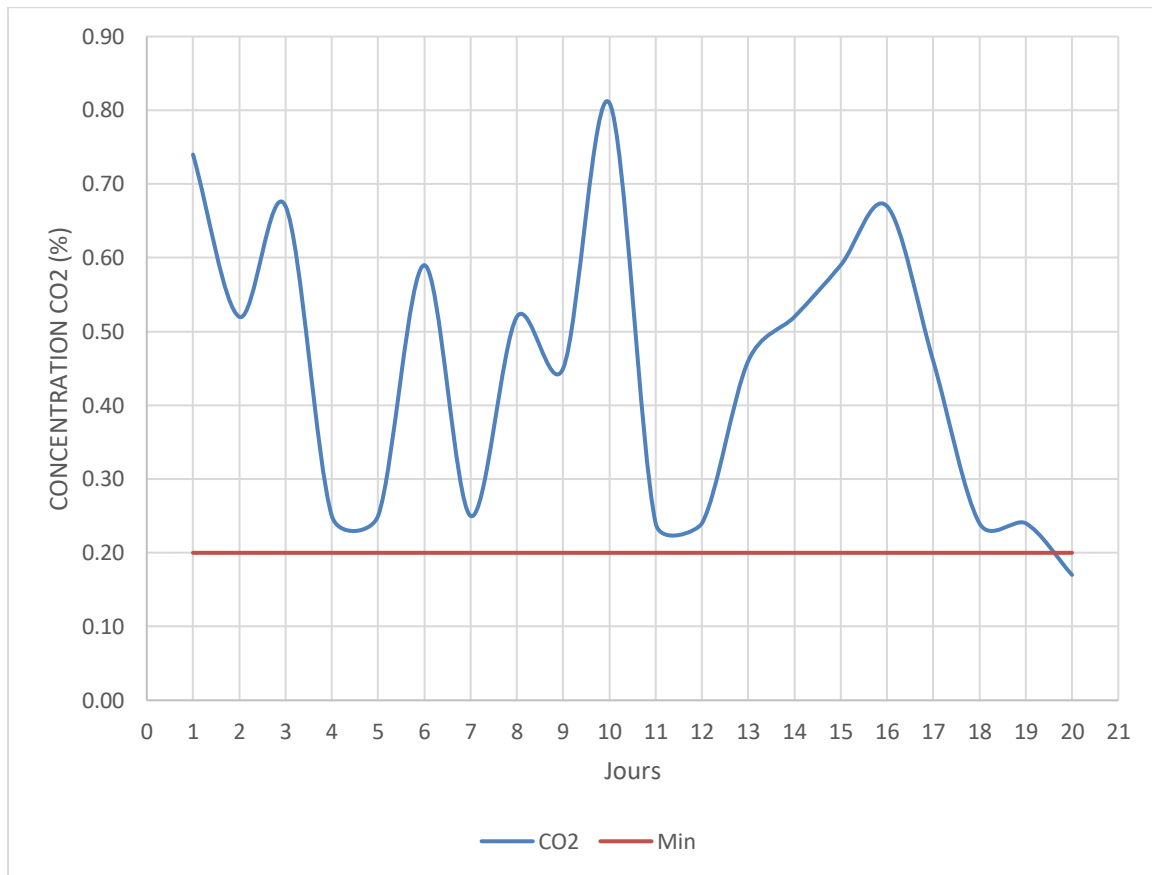


Figure IV.04: Analyses quotidiennes de teneur en CO₂ dans la MEA pauvre.

Les résultats présentés dans les figures (IV.03 et IV.04) montrent que :

- la concentration de MEA dans la solution pauvre est de 9.25 à 11.25, elle est au-dessous de la norme exigée qui est de 15 à 20% en MEA. En revanche la concentration utilisée n'est pas conforme. Ceci probablement, due à l'entraînement de la solution initiale MEA, et par des fuites de caractères mécaniques et par évaporation spontanée.
- la teneur en CO₂ dans la solution de MEA pauvre est de 0.11 à 0.81, elle n'est pas conforme à la norme. La capacité d'absorption (% CO₂) 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.

Chapitre IV : Analyse du problème

- Figure IV.05 montre Analyses quotidiennes des chlorures dans la MEA pauvre.

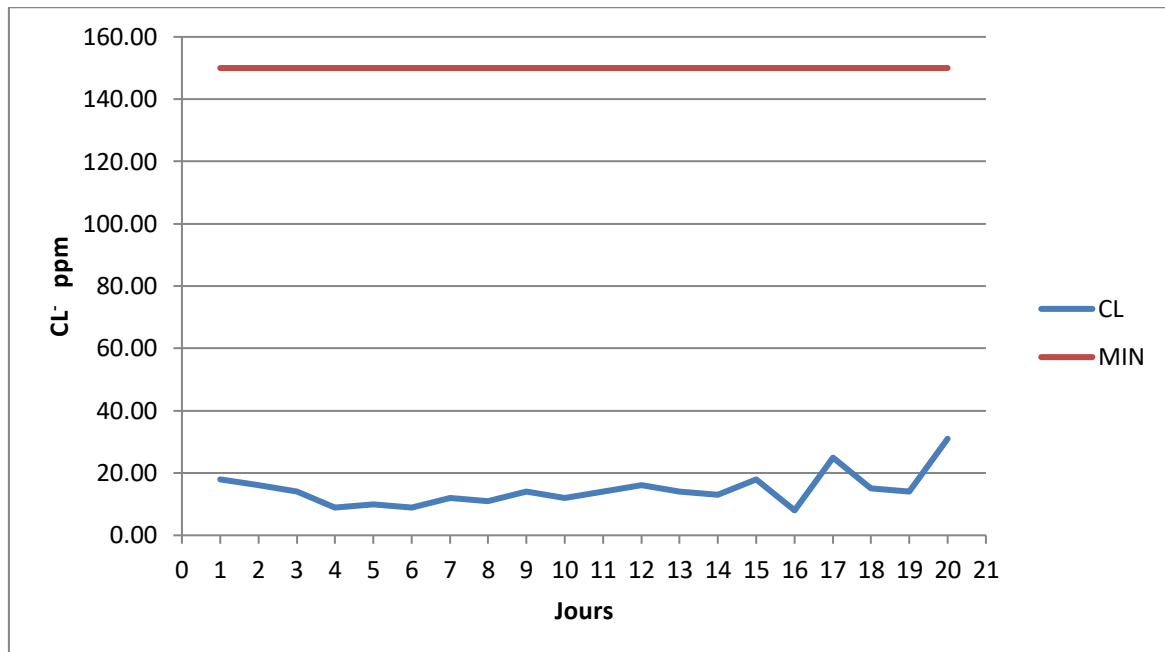


Figure IV.05 : Analyses quotidiennes des chlorures dans la MEA pauvre.

D'après la figure IV.05 les taux des chlorures enregistrés sont de 8 ppm comme valeur minimale et 31 ppm comme valeur maximale. Ces résultats sont en dessous de la valeur maximale tolérée soit 150 ppm.

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_2 non parfaite d'où une mauvaise absorption du CO_2 . En effet, la quantité des chlorures doit être négligeable.

Ces chlorures provoquent la formation d'acide chlorhydrique qui attaque l'acier inox (tubes du rebouilleur, plateau, etc...) et la formation de boues qui obstruent les tubes des échangeurs.

Il y'a deux sources à l'origine de cette contamination :

- le refroidisseur de MEA pauvre à la sortie de régénérateur
- le condenseur de tête de la colonne de régénération. [13]

Chapitre IV : Analyse du problème

IV.2.Facteurs de moussage

Après avoir présenté le problème de moussage concernant la section de décarbonation, notre travail dans cette partie consiste à déceler les principaux facteurs qui favorisent son apparition en se basant sur des expériences au niveau du laboratoire du complexe.

- ✓ Influence de la température de la solution MEA sur le moussage.
- ✓ Influence des hydrocarbures lourds sur le moussage.
- ✓ Influence de l'excès l'anti mousse sur le moussage.

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

IV.2.1. Influence de la température de la solution de MEA sur le moussage :

VII.2.1. Principe

L'expérience est basée sur le chauffage de la solution de MEA à 15 % sans et avec addition d'anti-mousse SAG10.

VII.2.2. Mode opératoire

A l'aide d'un bain marie, chauffer la solution MEA (avec 50 ppm de SAG 10) à différentes températures de 25 °C à 60 °C (Figure IV.06). Ensuite, disperser le gaz dans une éprouvette graduée de 250 ml contenant 50 ml échantillon à analyser.

- Enregistrer la hauteur de la mousse produite en « ml ».
- Effectuer un essai à blanc dans les mêmes conditions (sans anti mousse).

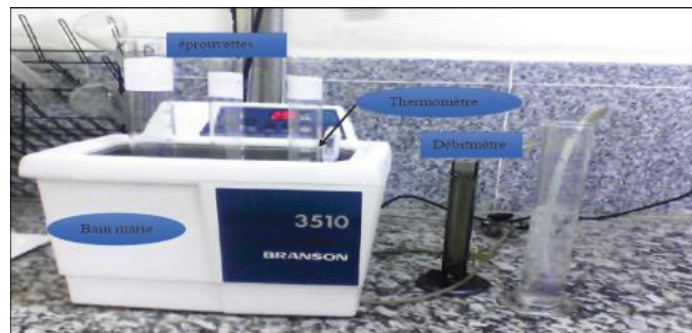


Figure IV.06: Dispositif expérimental pour les tests de moussage

Chapitre IV : Analyse du problème

- L'Exploitation des résultats

Tableau IV.03: L'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)	13	15	17	19	20	22	22
Moussage avec SAG10 (ml)	5	6	8	8	10	12	14

❖ La hauteur du moussage varie avec la température de la solution MEA suivant la représentation graphique de la courbe.

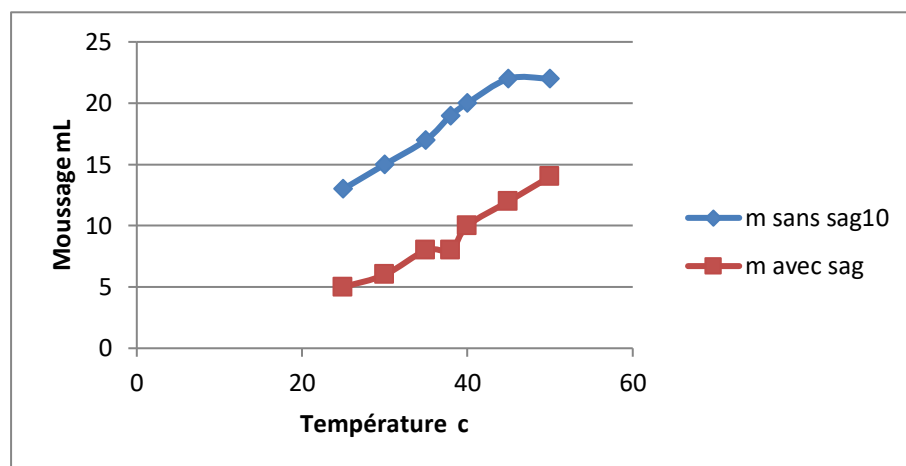


Figure IV.07 : Variation du volume de moussage en fonction de la température de MEA.

- ♦ L'Interprétation et discussion des résultats

L'ajout d'un anti-mousse a permis de réduire la formation de mousse par rapport au test sans anti-mousse, démontrant ainsi l'efficacité de l'anti-mousse dans la réduction du phénomène de moussage.

Le volume de mousse est conforme aux spécifications de conception de 10 ml pour une plage de température de la solution MEA entre 38°C et 40°C. En conséquence, il est crucial de maintenir la température de la solution dans cet intervalle afin de prévenir le phénomène de moussage.

Néanmoins, au-delà de 40°C, la réaction de régénération s'intensifie, entraînant une libération accrue de CO₂ et favorisant une augmentation du moussage. Par conséquent, il est crucial de

Chapitre IV : Analyse du problème

maintenir la température de la solution MEA inférieure à 40°C afin de prévenir le phénomène de moussage.

En conclusion, il est clair que la température de la solution MEA joue un rôle crucial dans le phénomène de moussage. L'utilisation d'un anti-mousse peut s'avérer utile pour réduire la formation de mousse, mais il est crucial de maintenir la température de la solution MEA en dessous de 40°C pour prévenir de manière optimale le moussage excessif.

IV.2.2.L' Influence des hydrocarbures lourds sur le moussage :

• Principe

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

Tableau IV.04 montre la composition molaire des hydrocarbures lourds (Gazoline).

Tableau IV.04 : Composition molaire des hydrocarbures lourds (Gazoline).

Composants	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀ ⁺
% molaire	00	00	0,026	28,134	32,871	22,806	11,232	3,776	0,925	0,23

• Mode opératoire

L'essai consiste à appliquer le test de moussage de la solution à 15 % en variant à chaque fois le volume de la gazoline tout en respectant la température de 38 °C (Température de la réaction entre MEA et CO₂ dans l'absorbeur). Ensuite, disperser le gaz dans une éprouvette graduée de 250 ml contenant 50 ml échantillon à analyser. Nous avons effectué un essai à blanc dans les mêmes conditions (sans anti mousse).

Le volume de la mousse produite en « ml » a été noté.

Chapitre IV : Analyse du problème

• L'Exploitation des résultats

L'influence des hydrocarbures lourds sur le moussage sont regroupées dans le tableau suivant

Tableau IV .05 :L'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

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant.

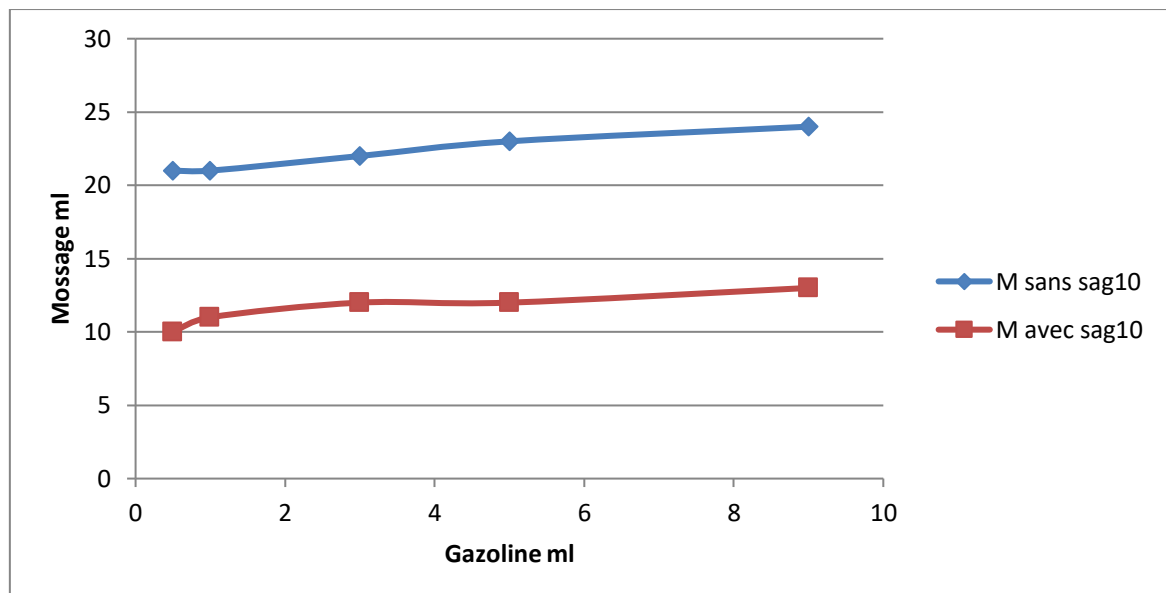


Figure IV.08 : L'Effet des hydrocarbures lourds sur la tendance de moussage.

Les résultats présentés dans Figure IV.08

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 CO₂. Par conséquent, cela, confirme l'hypothèse de la contribution de la contamination de la MEA par les huiles sur le phénomène de moussage

IV.2.3. L'Influence de l'excès d'agent anti mousse sur le moussage :

Dans cette partie du travail, nous étudions l'effet de l'augmentation de la concentration d'antimousse (SAG 10) sur le volume de mousse formée (en millilitres). L'expérience a été

Chapitre IV : Analyse du problème

réalisée en effectuant des tests de moussage sur plusieurs solutions de MEA à 15% du même volume (50 ml), et en ajoutant différentes concentrations d'agents antimousses à une température de 38°C .

Nous avons également préparé des solutions sans agent antimousse (essai à blanc) dans les mêmes conditions.

Nous avons transvasé chaque solution préparée dans une éprouvette graduée de 250ml où un gaz (air) a été dispersé afin de former une mousse.

- **Exploitation des résultats**

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

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

Concentration d'antimousse (ppm)	Moussage (ml)
0	19
20	13
40	11
60	7
80	12
100	15
120	17
140	19
160	22
180	27
200	32
250	41
300	63

Chapitre IV : Analyse du problème

Pour illustrer clairement la variation du volume de mousse avec la concentration d'antimousse, nous avons tracé la courbe suivante :

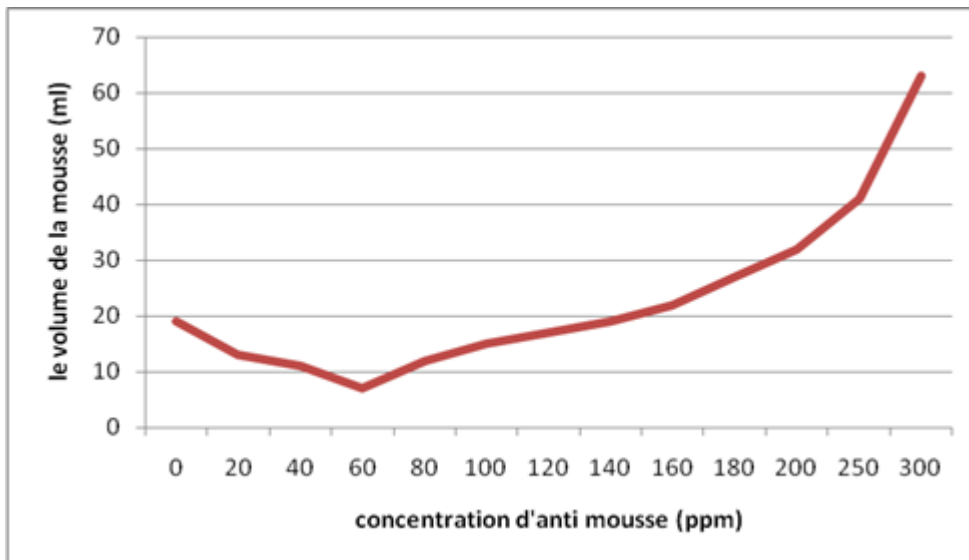


Figure IV.09: Variation du moussage en fonction de la concentration d'agent anti mousse.

D'après la Figure IV.09, on constate que l'augmentation de la concentration d'anti-mousse SAG 10 ajoutée à la solution de MEA à 15% entraîne une diminution du volume de mousse formée par rapport au blanc (solution MEA sans agent anti-rongeur), jusqu'à la concentration comprise entre 50 et 60 ppm, l'effet inverse se produit. La mousse devient abondante.

A cette fin, la quantité d'antimousse n'ayant pas réagi au cours de la réaction a tendance à se comporter comme un agent moussant. Ce problème est détecté et observé lorsque la couleur du MEA passe du blanc clair au blanc foncé. Nous pouvons conclure que l'introduction d'un excès d'antimousse a causé le problème de mousse. Sur la base des résultats d'analyses précédentes, le dosage optimal recommandé d'antimousse est de 50 ppm.[18]

IV.3. Dysfonctionnements de la section

Lors de notre stage chez GL2/Z, nous avons constaté quelques anomalies dans la section de décarburation, qui jouent un rôle très important dans l'apparition de mousse dans la tour d'absorption.

Chapitre IV : Analyse du problème

➤ Circuit anti mousse

Le mélange anti-mousse SAG10 est stocké dans un ballon de mélange de 132 litres (0,8 m³) (Figure I.V.10). Un mélangeur assure l'homogénéisation de la préparation. L'injection de SAG10 s'effectue à l'aspiration de la pompe pour éviter le moussage dans la colonne d'absorption.

si la pompe du produit anti-mousse ne fonctionne pas, la préparation de la solution ne se fait pas correctement dans le bac de dilution. Une mauvaise préparation, qu'il s'agisse d'un excès ou d'une insuffisance d'anti-mousse, peut en fait favoriser le moussage.



Figure IV.10: Photographie de la pompe doseuse d'anti-mousse.

Chapitre IV : Analyse du problème



Figure IV.11: bouteille d'anti mousse au niveau GL2/Z

➤ Le vaporiseur 136-C

Le procédé de régénération par vaporisation et condensation partielle ne permet pas d'éliminer certains produits non vaporisables. C'est pourquoi un vaporiseur est utilisé pour laver la solution MEA pauvre provenant du régénérateur avec de la vapeur désurchauffée. Cependant, ce vaporiseur ne fonctionne actuellement pas.

Le vaporiseur (136-C) (Figure IV.12) élimine les produits de dégradation de la solution MEA (CO₂, les chlorures...) et les autres impuretés aux points d'ébullition élevée qui provoquent le moussage.



Figure IV.12: Photographie du vaporisateur

Chapitre IV : Analyse du problème

➤ Puisard 134-F

C'est un ballon enterré de capacité 6,35 m³ permettant une récupération 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 les matières en suspension. Ces dernières conduisent vers l'absorbeur et contribuent l'apparition de problème de moussage (Figure IV.13). 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 IV.13:Photo du puisard134-F.

➤ Circuit de l'eau de lavage

En haut de la colonne d'absorption (131-E), le gaz débarrassé de son CO₂ traverse quatre plateaux de lavage qui ont pour but de retenir la MEA entraînée. Ce lavage est effectué par une circulation d'eau de chaudière via les pompes (136 J/JA). Cependant, ce circuit est actuellement inopérant pour deux raisons :

1. Le gaz naturel (GN) sortant de l'absorbeur est saturé d'eau, ce qui génère des problèmes dans la section de déshydratation.
2. L'arrêt de ce circuit entraine une perte de MEA.

En conclusion, il est crucial de remettre en service le circuit de lavage d'eau de chaudière pour garantir le bon fonctionnement de l'installation et prévenir la perte de MEA.[19]

Conclusion

ET Recommendations

Conclusion et recommandations

Conclusion générale

Dans le cadre de notre projet de fin d'études de master, nous avons étudié le problème de moussage des absorbeurs de la section de décarbonatation du GNL2/Z. Notre étude a consisté en une enquête technique sur site et en une surveillance du phénomène de moussage en laboratoire.

En effet, la mousse générée dans les absorbeurs peut être trop stable ou trop volumineuse, ce qui affecte négativement les performances des réacteurs.

Notre étude des principaux facteurs favorisant le moussage de la solution de MEA a permis de mettre en évidence les éléments suivants :

- La présence des hydrocarbures lourds (gazoline) se forme gouttelettes dans le GN favorisent l'augmentation de la mousse à partir de volume de 3ml.
- Le dysfonctionnement de l'évaporisateur et la pompe anti mousse ainsi que la contamination de la solution MEA dans le puisard provoquent le moussage.
- L'injection de SAG 10 dans l'échantillon à analyser permet de réduire le moussage de manière optimale à une concentration de 50 à 60 ppm. Au laboratoire, une concentration de 50 ppm est recommandée, tandis qu'une concentration de 15 ppm est préconisée à l'échelle industrielle.
- la réaction de MEA avec le gaz est favorable à une température de 38°C. L'élévation de la température au-delà de 40°C diminue la tension superficielle de la solution MEA et favorise l'apparition de la mousse dans la solution d'amine à 15%.
- La réaction de MEA avec le gaz est optimale à une température de 38°C. Au-delà de 40°C, la tension superficielle de la solution MEA diminue, ce qui favorise la formation de mousse dans la solution d'amine à 15%.
- En plus des facteurs identifiés en laboratoire, d'autres paramètres peuvent causer le problème de moussage à l'échelle industrielle. Parmi ces paramètres, on trouve les chutes de plateaux (mauvaise pose ou montage des plateaux ; augmentation importante et soudaine de la pression dans la collone d'absorption due à l'entrée de gaz 1 bar vers 42 bar).

Conclusion et recommandations

Recommandations

Dans le but d'optimiser les performances de la section de décarbonatation et de minimiser le moussage, nous avons élaboré des recommandations techniques précises :

- ✓ L'utilisation de SAG 10 comme antimousse pour la solution de MEA a été étudiée. Les résultats indiquent que la concentration optimale pour réduire le moussage est de 50 ppm.
- ✓ Il faut bien préparer la solution MEA à 15% avec un prélèvement après la préparation dans le puisard.
- ✓ En présence d'hydrocarbures lourds dans le gaz d'alimentation, il est recommandé de maintenir la température d'entrée du gaz dans l'absorbeur à environ 5°C au-dessus de la température des amines. Cette pratique permet d'éviter ou de minimiser la condensation des hydrocarbures lourds.
- ✓ Faire une procédure de lessivage pour l'élimination des dépôts dans les conduits
- ✓ Il est fortement recommandé de ne pas utiliser l'eau de mer pour nettoyer le système MEA, notamment à proximité des pompes.
- ✓ Suivi et analyse de la concentration des chlorures dans la solution MEA pour identifier l'origine de la contamination:

Objectif:

- Déterminer l'origine de la contamination par les chlorures dans la solution MEA.
- Identifier les points d'entrée potentiels des chlorures.

Méthodologie:

Prélever des échantillons de solution MEA aux points suivants :

- Sortie du régénérateur "MEA pauvre".
- Condenseur de tête.

Analyse des échantillons:

Mesurer la concentration des chlorures dans chaque échantillon.

Interprétation des résultats:

- Comparer les concentrations de chlorures entre les différents points d'échantillonnage.

Conclusion et recommandations

- Identifier le point d'échantillonnage avec la concentration la plus élevée en chlorures.
- Déterminer l'origine probable de la contamination en fonction des résultats de l'analyse.
- ✓ 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.
- ✓ Exploration de solvants alternatifs avec une analyse thermodynamique approfondie pour optimiser l'absorption du CO₂, la désorption des hydrocarbures lourds et minimiser la formation de mousse dans le traitement du gaz naturel.

Références bibliographique

Références bibliographique

Références bibliographiques

- [1] Manuel de service formation IAP, 2011 .
- [2] Manuel de service formation GL2/Z « Soft (Procède De Liquéfaction Du Gaz Naturel) Process »,2010.
- [3] R.MAROUF, étude de problème de moussage dans la section de décarbonatation, thèse2010.
- [4] Manuel opératoire du complexe GL2Z, 1993.
- [5] Manuel opératoire de procède « section traitement », volume I ,1981.
- [6]Manuel de service formation GL2/Z «Soft (Procède De Liquéfaction Du Gaz Naturel)Process »,1992.
- [7] memoire de fin d'etudes de master acadimique<< Etude par simulation de la substitution du solvant MEA par un mélange d'amine MDEA/MEA dans la section de décarbonatation du complexe GL2/Z>> Présenté par - HAOUACH Walid - KHADER Ismail Soutenu 2019
- [8] memoire de fin d'etude master acadimique<<analyse du probleme de moussage dans la section de la decarbonatation au niveau du gnl2z>>
- Présenté par: MOSTEFAOUI Hafid et ZERGA Mokhtar Soutenu 2019
- [9] Manuel de formation Industrie, « Décarbonatation du Gaz Naturel », UFR/ Gas Engineering&Refining.
- [10] JUNIOR, R., A., Z. Traitement de GN étude d'un problème de moussage dans la section de décarbonatation et calcul d'un échangeur tube à calandre « GL2/Z ». Thèse de master en industries pétrochimique. Soutenu 2021-2022.
- [11] Mekki, Z .and Benharras , H . corrosion Evaluation in MEM section of process trains .These d'ingéniorat, soutenue le Mars 1999. Algerian petroleum institute
- [12] memoire de fin d'etudes de master acadimique << Optimisation des paramètres diminuant le phénomène de moussage au niveau du complexe GL2/Z>> Présenté par BARKAT Radhia et BENMESAHEL Khadidja Soutenu 2019

Références bibliographique

[13] <http://scientificsentence.net/chemistry/absorbeur.jpg>

[14] The down chemical, «company, thealkanoamines» HAND-BOOK

[15] Document soft formation ingénieur, bloc 11 module 02, 1992.

[16] Manuel d'information et de sensibilisation. Service prévention Complexe GL2/Z. Thèse Avril 2008.

Anderson, R. And M., Curt. Degradation Pathways for Monoethanolamine in a CO₂

[17] Capture Facility Brian R. Strazisar. White National Energy Technology Laboratory, U.S.

Department of Energy. Pittsburgh, Pennsylvania. November 19, 2002

[18] Manuel opératoire et documents de laboratoire du complexe GL2/Z, 2011.

[19] Manuel delaboratoire, Pullman Kellogg, «Direction gaznatureliquéfié», Aout 1978.

Annexes

ANNEXE A

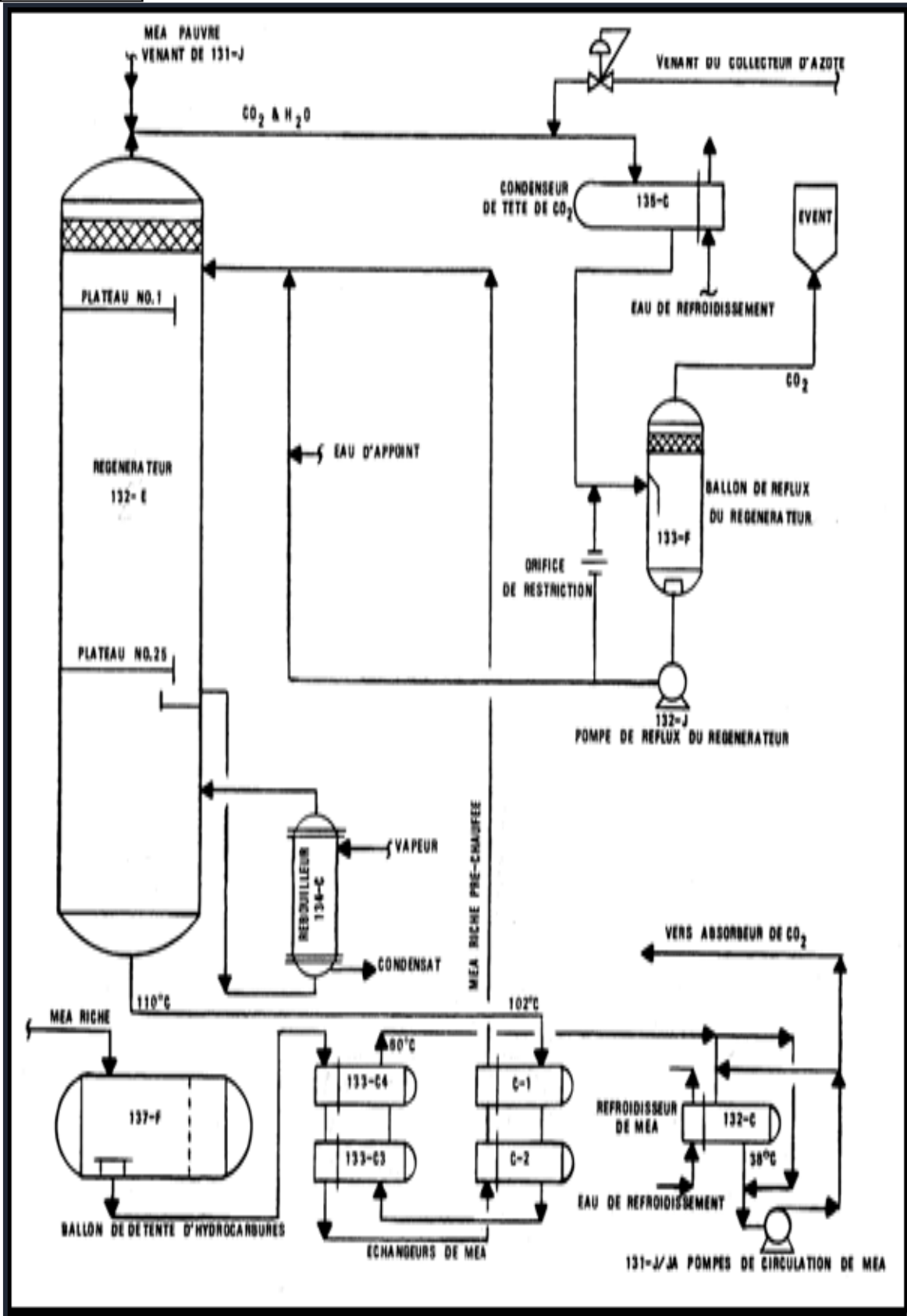


Figure.01. Déshydratation.

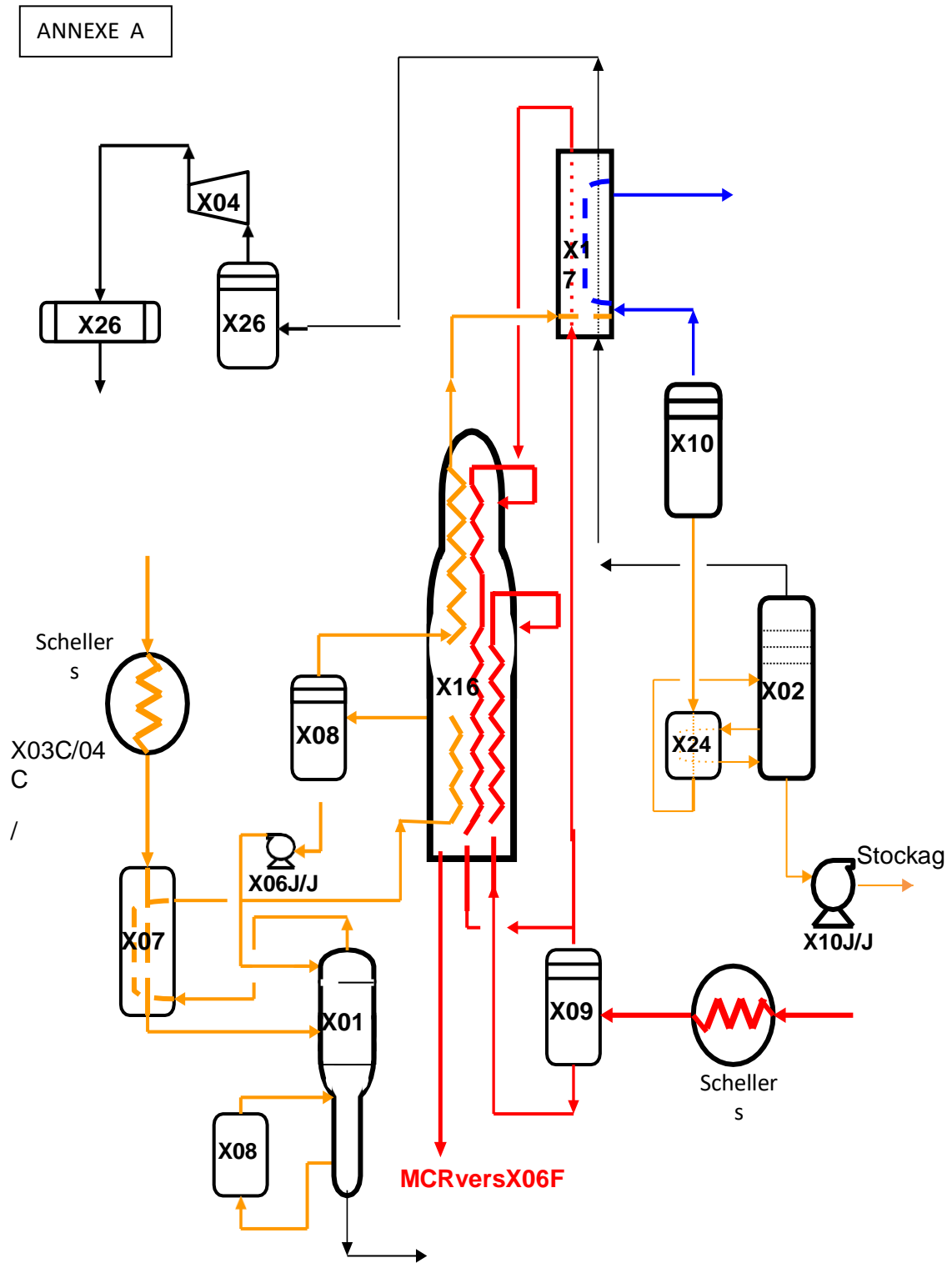


Figure 02: Séparation & liquéfaction.

ANNEXE A

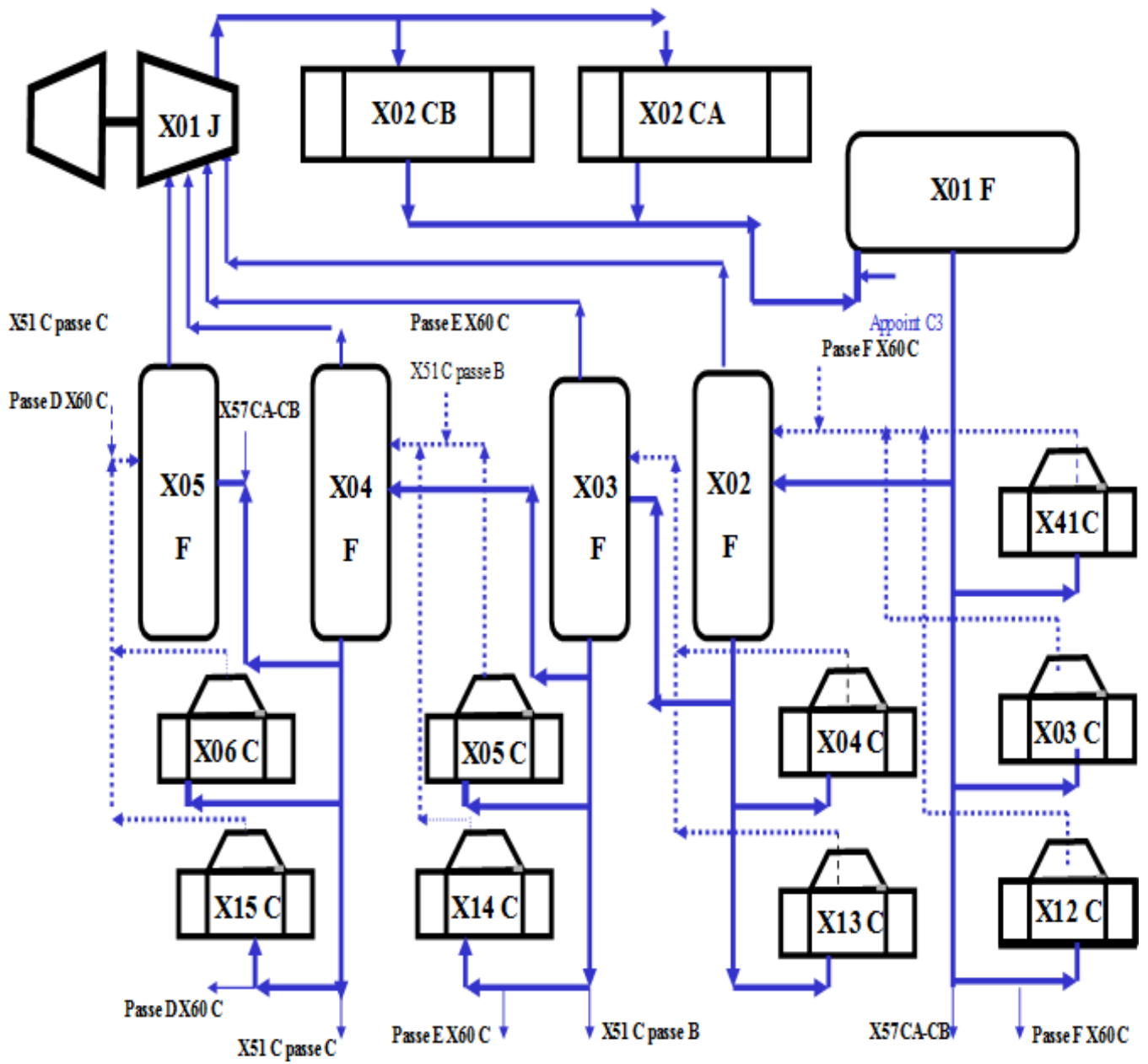


Figure03 : Boucle propane.

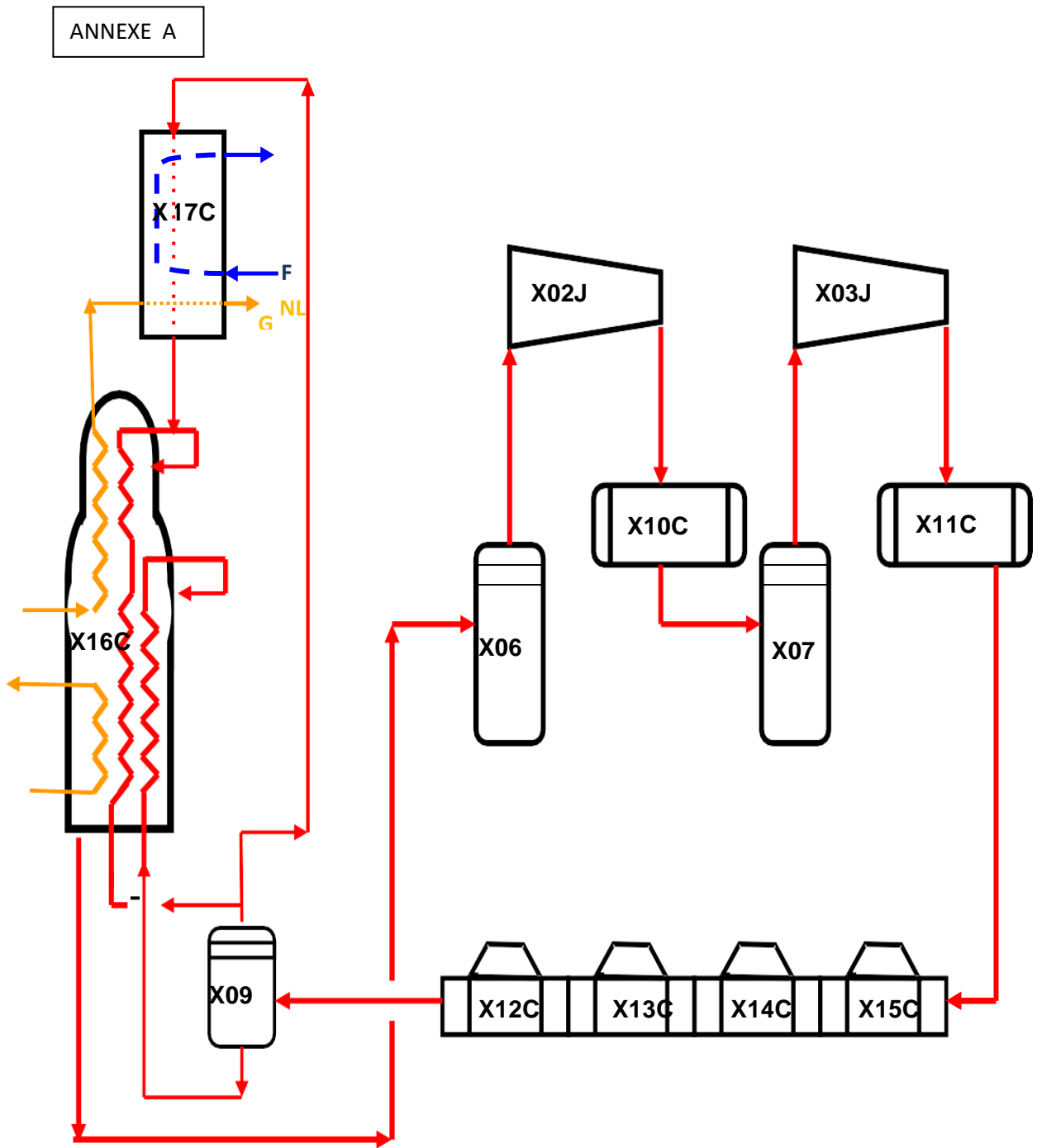


Figure 04: Boucle MCR.

ANNEXE A

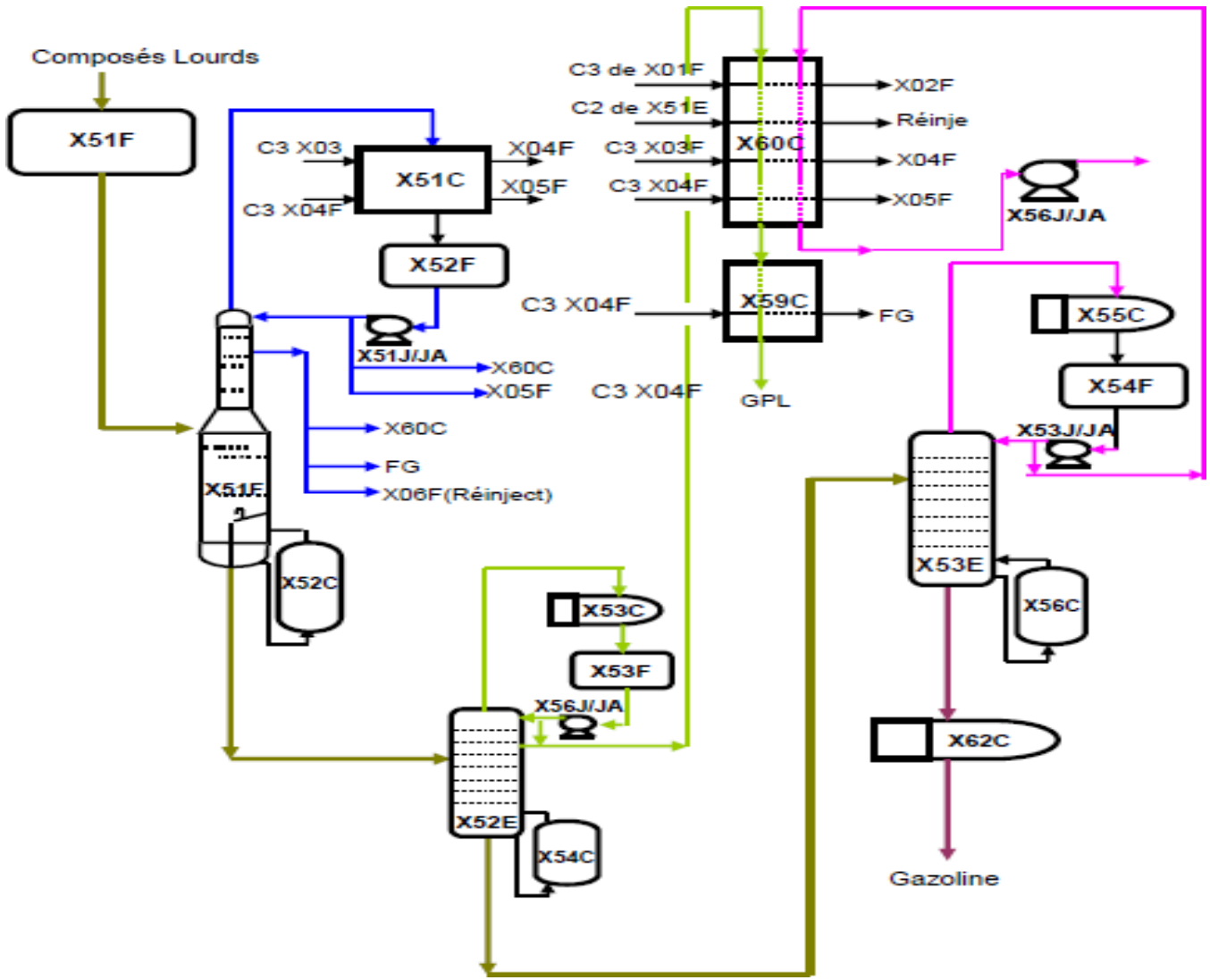


Figure 05 : Section fractionnement

ANNEXE A

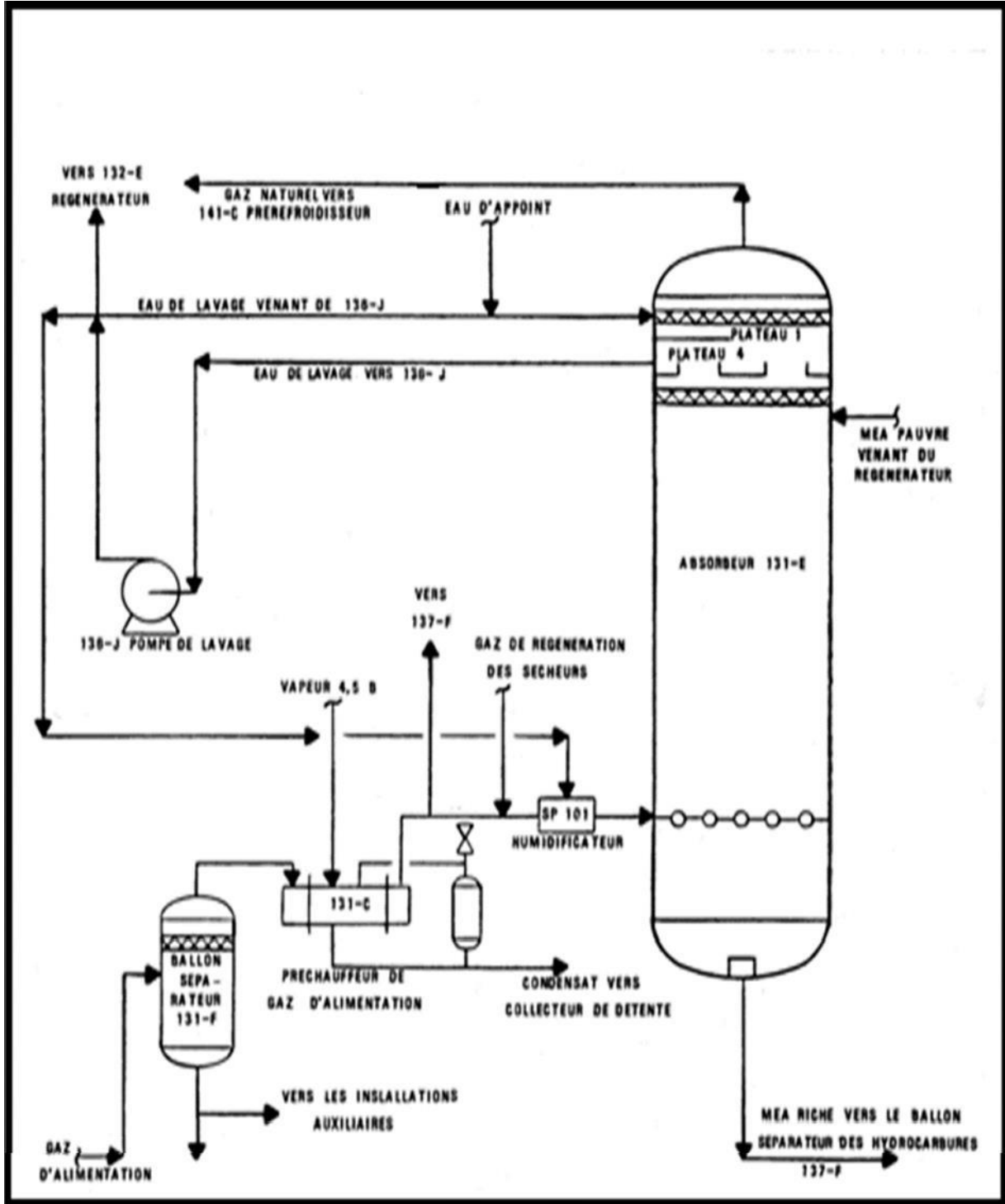


Figure .06 . Schéma de procédé d'élimination du Hydrocarbure et CO2.

Annexes

ANNEXE B

tableau 01:Rebouilleur 134C

Calandre et enveloppe de la Calandre	Acier Carbone
Fluide	Vapeur 4.5 Bars
Débit total d'entrée	9792kg/h
Température d'entrée	147.8°C
Température de sortie	147.8°C
Chaleur échangée	4.938.100Kcal/h
Tube et boîte de circulation	Inox , Chrome et le Nickel
Fluide	MEA pauvre
Débit total d'entrée	81642Kg/h
Température d'entrée	119.8°C
Température de sortie	121.4°C

Annexes

ANNEXE B

tableau 02:Régénérateur132E

Longueur	21040mm
Diamètre	1372mm
Matériau	SA205-C
Nombre de plateau	25
Pression de la colonne(tête)	0.4Bar
Pression de la colonne(fond)	1.4Bar
Pression différentielle de la colonne	0.5Bar
Pression nominale	2Bar
Pression de test hydrostatique	11.1Bar
Température de tête de la colonne	107°C
Température du rebouilleur	122°C
Temps de séjour du liquide	3 minutes
Débit vapeur de rebouillage	9792kg/h

ANNEXE B

Tableau.3:Spécifications techniques MEA

item	Désignation	ExigencesDuComplexe
1	Produit	Monoethanolamine
2	Pays et fabricant d'origine	//
3	Formule chimique	NH ₂ CH ₂ CH ₂ 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 à61,1
8	Masse volumique à 20°C,g/cm ³ (density)	1,015 à1,020
9	Pureté ,[wt%]	Supérieurà99,7
10	Impureté	Négligeable
11	Teneur en eau[wt%](water)	0,3% max.
12	Pointd'ébullitionà760mmHg,°C(boiling point)	170 à171 °C
13	Point de congélation, °C	10 à10,5 °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 à20°C, mmHg (vapour pressure)	0.5mbarà20°C:4,1mbarà50°C
17	Pt d'éclair,°C(flashpoint)	92à93 coupelle ouverte selon ASTM D92

Annexes

18	Viscosité en cps à 20°C (viscosityat20°C)	24,1
19	Viscosité en cps à 25°C (viscosityat25°C)	19,35
20	Viscosité en cps à 60°C (viscosityat60°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%)à25°C	12,3
26	Taux d'évaporation (ButylAcétate=1)	0,1
27	Température d'auto inflammation (ignition température)	410°C DIN51794
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 versionsel on réglementation
32	Les certificats de conformité des produits	
33	Les modes opératoires des méthodes d'analyses des paramètres physico-chimiques	Les normes d'analyse utilisées(dernières versions)
34	Conditionnement	Fûts de 210kg