



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : **GÉNIE DES PROCÉDÉS**

Option : **GÉNIE DES PROCÉDÉS DES MATÉRIAUX**

THÈME

Traitement du problème de moussage au niveau de la section de
décarbonatation du complexe GL2/Z

Présenté par

- 1- LARBI Mostefa
- 2- SAIM Ibrahim

Soutenu le /... / 2024 devant le jury composé de :

Président :	TERMOUL Mourad	MCA	Université de Mostaganem
Examineur :	BELKAFOUF Nour El Houda	MAB	Université de Mostaganem
Rapporteur :	SAIDJ Merzouk	MCA	Université de Mostaganem

REMERCIEMENTS

En premier lieu nous tenons à remercier DIEU notre créateur, pour nous avoir donné la force d'accomplir ce travail.

Nous présentons toutes nos expressions de remerciement et notre profonde gratitude à tout l'ensemble du personnel du complexe GL2Z surtout celui des départements : instrumentation, DRH, production et sécurité pour leur orientation, suivie, assistance et disponibilité.

Nous tenons à remercier tout en particulièrement notre encadreur

Mr, Dr. SAIDJ Merzouk pour l'aide précieuse qui nous prodigué durant tout le déroulement de notre stage pratique. Notre remerciement s'adresse aussi au chef de département de production Mr. A. YAHIANI

Notre remerciement s'adresse aux membres du jury pour leur présence et la liste est très longue encore de tous et celles non cités qu'ils nous excusent, en sachant que nous garderons pour toujours et pour chacun d'eux nos meilleurs souvenirs.

Accepté nos admirations les plus profondes.

Dédicace

Je Dédie ce mémoire à mes chers parents

LARBI MOHAMED et BOUSSEKINE BADRA

*qui ont été toujours à mes cotes et m'ont toujours soutenu tout au long de ces
longues année d'études.*

En signe de reconnaissance,

*L'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont
consenti d'efforts et de moyens pour me voir réussir dans mes études.*

A toute ma famille et mon frère

LARBI BOUABDELLAH

Et à tous les gens qui me connaissent

Larbi

Dédicace

Je dédie ce mémoire à mes chers parents

SAIM MOHAMED et HAMMADI TOUATIA

*qui ont été toujours à mes cotes et m'ont toujours soutenu tout au long de ces
longues année d'études.*

En signe de reconnaissance,

*l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont
consenti d'efforts et de moyens pour me voir réussir dans mes études.*

A toute ma famille et mes frères

SAIM ABDESSAMED, SAIM ABDERRAHIM

A tous les gens qui me connaissent

Saim

Résumé :

Le processus de réduction ou de décarbonation du CO₂ est l'une des étapes clés pour traiter le gaz naturel avant sa liquéfaction. Dans ce travail, nous nous sommes principalement intéressés à un des problèmes largement rencontré dans l'industrie chimique qui est le phénomène de moussage des colonnes d'absorption de CO₂. Nous avons tenté d'étudier et d'optimiser les principaux facteurs responsables tels que la concentration de la solution MEA, la température de la solution MEA, la présence d'hydrocarbures lourds et l'excès d'agent antimousse SAG10 pour le moussage. Les résultats d'analyse montrent que la solution de MEA doit être bien préparée à 15% et la réaction entre le MEA et le gaz est optimale à 38°C. La montée en bulles est facilitée par la présence d'hydrocarbures lourds sous forme de gouttelettes. Un excès d'agent anti mousse SAG10 provoque également le phénomène de moussage de la solution MEA.

ملخص :

تعد عملية تقليل أو ازالة الكربون من ثاني أكسيد الكربون احدى الخطوات الرئيسية في معالجة الغاز الطبيعي قبل التسييل . في هذا العمل, ركزنا بشكل أساسي على احدى المشكلات التي تمت مواجهتها على نطاق واسع في الصناعة الكيميائية وهي ظاهرة أعمدة امتصاص ثاني أكسيد الكربون الرغوية .حاولنا دراسة و تحسين العوامل الرئيسية المسؤولة مثل تركيز محلول MEA ودرجة الحرارة المحلول MEA و وجود الهيدروكربونات الثقيلة و فائض مزيل SAG10 للرغوة . تظهر النتائج التحليلية ان حل MEA يجب يكون محضر جيدا بنسبة 15% و أن التفاعل بين MEA و الغاز هو الأمثل عند 38° درجة مئوية . يتم تسهيل الارتفاع الى الفقاعات من خلال وجود الهيدروكربونات الثقيلة في شكل قطرات . يسبب فائض العامل المضاد للرغوة SAG10 أيضا ظاهرة الرغوة لمحلول MEA .

Abstract:

The CO₂ reduction or decarbonation process is one of the key steps to treat natural gas before its liquefaction. In this work, we mainly focused on one of the problems widely encountered in chemical industry which is the foaming phenomenon in CO₂ absorption columns. We tried to study and optimize the main responsible factors such as MEA solution concentration, MEA solution temperature, presence of heavy hydrocarbons and excess of antifoaming agent SAG10 for foaming. The analytical results show that the MEA solution should be well prepared at 15% and the reaction between MEA and gas is optimal at 38°C. Bubbling is facilitated by the presence of heavy hydrocarbons in the form of droplets. An excess of the antifoaming agent SAG10 also causes the foaming phenomenon of the MEA solution.

Sommaire

Remerciements

Introduction 1

I. Chapitre 1 Description de la section de décarbonatation..... 3

I.1 Procédé de liquéfaction 4

I.1.1 Absorption du gaz carbonique 4

I.1.2 Etape de déshydratation 4

I.1.3 Etape de démercurisation 4

I.1.4 Etape de séparation 5

I.2 Section décarbonatation dans le procédé..... 6

I.2.1 Introduction..... 6

I.2.1.1 Absorption chimique 6

I.2.1.2 Propriétés de MEA 8

I.2.1.3 Mécanismes réactionnels 8

I.2.1.4 Le Procédé d'absorption 9

I.2.2 Régénérateur de MEA 11

I.2.3 Rebouilleur 134 C 12

I.2.4 Régénérateur 132 E 13

I.2.5 Echangeurs 133 C1, C2, C3 et C4 13

I.2.6 Filtre à charbon 132 F 13

I.2.7 Vaporiseur 136 C 13

I.2.8 Filtration de MEA pauvre et riche 13

I.2.8.1 Filtration de MEA pauvre 14

I.2.8.2 Filtration de MEA riche..... 14

I.2.9 Système d'injection anti-mousse 14

II. Chapitre 2 Problématique de moussage 15

II.1 Introduction 16

II.2 Analyse du problème de moussage 16

II.2.1 Définition du phénomène de moussage 16

II.2.2 Impact du phénomène de moussage sur les équipements de la section de décarbonatation 16

II.2.2.1	Sur le système de régénération	17
II.2.2.2	La pompe doseuse d'anti-mousse	17
II.2.2.3	La solution MEA	18
II.2.2.4	Absence du filtre.....	18
II.2.2.5	Présence de chlorures	19
II.2.3	Engorgement de la colonne	19
II.2.4	Autres problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation	19
II.2.4.1	Dégradation de la MEA	20
II.2.4.2	Problèmes de corrosion	20
II.2.4.3	Problèmes de contamination.....	21
II.2.4.4	Pertes de la solution de MEA	21
II.2.4.5	Stockage et manutention de la MEA	21
II.2.5	Facteurs favorisant le moussage.....	22
II.3	Précautions à prendre contre le moussage	23
II.3.1	Injection d'agents anti-moussants	23
II.3.2	Installation des filtres	23
II.4	Détection des sources de moussage au niveau du laboratoire du complexe GL2/Z..	24
III.	Chapitre 3 Méthodes d'analyse et discussion des résultats	25
III.1	Etude empirique du phénomène de moussage à l'aide d'une installation simple	26
III.2	Analyse % CO ₂ et % MEA dans la solution de MEA.....	27
III.2.1	Analyse % MEA.....	27
III.2.1.1	Principe	27
III.2.1.2	Mode opératoire	27
III.2.2	Analyse de moussage dans la solution de MEA	28
III.2.2.1	Principe	28
III.2.2.2	Mode opératoire	28
III.2.3	Analyse des chlorures dans la solution de MEA.....	29
III.2.3.1	Principe	29
III.2.3.2	Mode opératoire	29
III.2.4	Résultats des analyses	30
III.2.5	Interprétation et discussion des résultats	33
III.3	Effet de la température de la solution MEA sur la mousse	34
III.4	Effet des hydrocarbures sur le moussage	35

III.5	L'influence de l'excès anti mousse SAG-10	37
III.6	Effet des chlorures sur le moussage	39
III.7	Conclusion générale	Error! Bookmark not defined.

Liste des Figures

Figure I-1 Train de liquéfaction de gaz naturel	6
Figure I-2 Schéma de l'absorbeur	7
Figure I-3 Procédé de décarbonatation	10
Figure II-1 Vaporisateur	17
Figure II-2 Pompe doseuse d'anti-mousse	18
Figure II-3 Contamination du puisard de MEA par l'huile	18
Figure II-4 Absence du filtre dans le puisard	19
Figure III-1 Dispositif pour les tests tendance de moussage	26
Figure III-2 Dosage colorimétrique des taux CO₂ et MEA dans la solution absorbée	28
Figure III-3 Appareil de mesure se taux de moussage	29
Figure III-4 Analyse quotidienne de la concentration de % MEA	31
Figure III-5 Analyse quotidienne de la concentration de CO₂	31
Figure III-6 Analyse quotidienne du volume de moussage	32
Figure III-7 Analyse quotidienne de la concentration des chlorures	32
Figure III-8 Variation du volume de moussage en fonction de la température	35
Figure III-9 Variation du moussage en fonction de la concentration d'anti mousse	38
Figure III-10 Influence de la concentration des chlorures sur le moussage	39

Liste des Tableaux

Tableau III-1 Les suivi du taux de moussage	30
Tableau III-2 Influence de la température de la MEA sur le moussage	34
Tableau III-3 Composition molaire des hydrocarbures lourds (Essence)	36
Tableau III-4 influence des hydrocarbures lourds sur le moussage.....	36
Tableau III-5 Variation du moussage en fonction de la concentration d'anti mousse	38
Tableau III-6 Influence des chlorures sur le moussage	39

Liste des abréviations

Liste des abréviations

131 E	Absorbeur	PV	Vanne de pression
131-J/JA	Pompe	PV 503	Vanne de pression
132 E	Régénérateur	SAG 10	SAG10 : Anti-mousse (silicone anti foam emulsion)
133-C	Échangeurs thermiques	TEA	TEA : Triéthanolamine
134-C	Rebouilleur	TV	Vanne de température
135-C	Condenseur	TV 516	Vanne de température
A.P.C. I	A.P.C.I: Air Products and Chemicals-Incorporation	X01-E	La tour de lavage
DEA	DEA : Diéthanolamine	X02-E	Déazoteur
FV512	Vanne de débit	X03-C X06-C	Les 4 échangeurs au propane
GN	GN : Gaz naturel	X04-J	Compresseur de gaz combustible
GNL	GNL : Gaz naturel liquéfié	X07-C	Inter-échangeur
GNT	GNT : Gaz naturel traité	X08-C	Un rebouilleur
i-C4	iso-butane	X08-F	Reflux
i-C5	iso-pentane	X10-F	Ballon flash
JT	Joule Thomson valve	X10-J ou JA	Les pompes GNL
LV	Vanne de niveaux	X24-C	Le rebouilleur
LV 506	Vanne de niveau	X41-C	Un échangeur à propane
MCR	Multi composant réfrigérant	X41-DA/DB/DC	Les sécheurs à gaz
MEA	MEA : Monoéthanolamine	X41-F	Ballon séparation
n-C4	normal-butane	X41-LA/LB/LC	Les filtres
n-C5	normal-pentane	X42-D	Le ballon démercuriseur
ppm	Ppm : Partie par million	X51-E	Colonne de distillation (dé-éthaniseur)

Introduction

L'Algérie, troisième plus grand producteur de GNL, dépend largement de l'exportation d'hydrocarbures notamment le gaz naturel qui est une source d'énergie fossile en plein essor depuis les années 70. Le complexe GNL2/Z, conçu par SONATRACH, joue un rôle crucial dans la production de GNL.

Pour permettre l'exportation et le transport maritime vers les pays destinataires, le gaz naturel doit être liquéfié à des températures cryogéniques (-162°C). Donc, le gaz naturel doit être décarbonaté avant d'être refroidi afin d'éliminer les éléments indésirables comme le dioxyde de carbone (CO_2), qui forme de la glace sèche (température de solidification $-78,5^{\circ}\text{C}$) dans les zones froides des installations cryogéniques et obstrue les équipements. Les développements technologiques améliorent continuellement l'efficacité énergétique des équipements ainsi que l'efficacité des méthodes d'extraction, de transport et de stockage.

Une solution chimique appelée monoéthanolamine (MEA) est utilisée pour absorber le CO_2 dans la colonne d'absorption. Le procédé chimique de décarbonatation repose sur l'utilisation d'une colonne d'absorption et d'une solution aqueuse de 15% (MEA) comme absorbant. Cependant, un problème de moussage est rencontré dans cette section lors de décarbonatation et ceci peut réduire l'efficacité de la capture du CO_2 .

Notre étude vise à analyser les différents facteurs responsables du problème de moussage rencontré dans la section de décarbonatation et à identifier des solutions pour minimiser son impact sur l'efficacité de l'unité.

Afin de répondre à cette problématique, nous avons effectué une recherche bibliographique pour connaître le fonctionnement de la section de décarbonatation, les phénomènes d'absorption, les critères de sélection de l'absorbant et les problèmes potentiels tels que la formation de mousse. Pour trouver et localiser les sources probables de moussage, nous avons effectué un diagnostic sur la section de décarbonatation du complexe GNL2/Z. Afin de mieux comprendre l'impact de plusieurs variables pouvant être impliquées dans ce phénomène, notamment la température, les hydrocarbures lourds, la présence de chlorures et l'excès d'agent antimousse, nous avons mené des recherches en laboratoire.

Introduction

Ce mémoire est structuré en trois chapitres :

- Le premier chapitre est consacré à présenter le fonctionnement de la section de décarbonatation et les phénomènes d'absorption.
- Le deuxième chapitre constitue une présentation de la problématique de moussage.
- Le dernier chapitre est réservé aux méthodes d'analyse et discussion des résultats.

Et en fin, le travail sera terminé par une conclusion générale qui récapitule les résultats les plus importants de cette étude.

I. Chapitre 1

Description de la section de décarbonatation

I.1 Procédé de liquéfaction

Le complexe GL2/Z liquéfie le gaz naturel à l'aide du procédé APCI, qui repose sur un réfrigérant mixte avec une boucle de refroidissement au propane. Après avoir été traité, le gaz naturel est refroidi dans un système de réfrigération au propane, puis combiné à de l'azote et à des hydrocarbures légers pour former un liquéfacteur dans l'échangeur cryogénique principal [1].

Le gaz naturel venant de Hassi R'mel est acheminé par gazoduc souterrain jusqu'au terminal de Bethioua, où il est transféré vers le complexe via des stations de compression gérées par Sonatrach RTO, la région de transport de l'Ouest.

Nous pouvons résumer les quatre étapes du traitement des gaz naturel :

I.1.1 Absorption du gaz carbonique

Le gaz carbonique est absorbé au contact d'une solution chimique.

I.1.2 Etape de déshydratation

Le gaz naturel doit être déshydraté car il est saturé d'eau à la sortie de l'absorbeur. Le gaz passe par un échangeur de propane pour condenser autant d'humidité que possible, abaissant ainsi sa teneur en eau, et sort à une température d'environ 21°C. Ensuite, le gaz traverse un ballon séparateur qui extrait l'eau partiellement condensée et la rejette dans le décanteur d'hydrocarbures par le fond du ballon. Après avoir quitté le ballon séparateur, le gaz passe par des sécheurs, où le tamis moléculaire absorbe l'eau, ramenant la teneur en eau du gaz à moins de 1 PPM.

I.1.3 Etape de démercurisation

Pour éliminer le mercure, le gaz passe par un démercuriseur composé de charbon actif imprégné de soufre. Pour les empêcher de geler à basses températures, le gaz naturel est débarrassé du dioxyde de carbone (CO₂) et de l'eau, et pour empêcher la corrosion des tubes en aluminium de l'échangeur principal, le gaz est débarrassé du mercure. Pour refroidir le gaz naturel à -26°C, il passe par deux échangeurs au propane en série, ou "shillers", l'un après l'autre.

Chaque échangeur est relié à un ballon d'aspiration pour le compresseur de propane, qui est ensuite refroidi à -29°C par le reflux. Les composés lourds sont transférés vers la section de fractionnement en bas de la colonne après que les composés légers ont été séparés dans cette colonne.

Le condenseur situé en haut de la colonne est l'endroit où les gaz légers provenant de la tête de la tour de lavage passent pour condenser les hydrocarbures lourds. Un réfrigérant multi-composant MCR est utilisé pour la réfrigération, et le mélange hydrocarbure-gaz liquide passe à travers une tour de lavage séparatrice.

La partie gaz naturel GNT est envoyée dans l'échangeur principal, tandis que la partie liquide est recyclée dans la colonne sous forme de reflux. Le MCR, un réfrigérant multi-composants, est utilisé pour refroidir le gaz naturel, de sorte qu'il entre dans l'échangeur principal à une pression de 39 bars et à une température de -34°C , pour en ressortir à une pression de 29 bars. Dans ces conditions, le gaz naturel a été transformé en GNL (gaz naturel liquéfié). Après avoir traversé un détendeur "Joules Thompson", la température et la pression du GNL chutent respectivement à -161°C et 0,38 bar.

Les vapeurs de l'expansion du GNL, composées de 65% d'éthane, 33% d'azote et 2% d'hélium, passent par un échangeur à plaques appelé échangeur de gaz résiduels avant d'être récupérées dans le ballon de flash. Ces vapeurs sont ensuite soutirées par le compresseur de gaz fluide à une température de -45°C pour refroidir une partie du GNT prélevé en amont de l'échangeur principal. Elles sont ensuite pompées dans le collecteur GP de gaz process, qui fournit le gaz combustible aux chaudières ; le GNL est récupéré au fond du ballon de flash et dirigé vers les réservoirs de stockage par les pompes de produits cryogéniques.

I.1.4 Etape de séparation

La dernière étape de la fabrication du GNL est la liquéfaction. La déméthanisation, la déséthanisation, la dépropanisation et la débutanisation sont les quatre colonnes de distillation distinctes utilisées pour séparer les produits chimiques lourds utilisés dans le processus : l'éthane, le propane, le butane et gazoline. Chacune de ces colonnes, possède des équipements propres à une colonne de distillation, les produits de tête de ces colonnes sont destinés aux appoints des boucles de refroidissement propane et MCR, ainsi qu'à l'enrichissement du pouvoir calorifique du GNL. En cas d'excès, ces réseaux sont dirigés vers les réseaux fuel gaz ; la gazoline est récupérée au fond de la colonne de débutanisation et dirigée vers la sphère de stockage, elle est par la suite transférée vers le complexe GL2/Z pour sa commercialisation.



Figure I-1 Train de liquéfaction de gaz naturel

I.2 Section décarbonatation dans le procédé

I.2.1 Introduction

Le gaz naturel venant de Hassi R'mel représente une teneur en CO_2 de l'ordre de 0.21%, il est transporté jusqu'au GL2Z où il doit subir différentes transformations de purification avant d'être liquéfié. Les teneurs de gaz carbonique dans le gaz naturel alimentant le complexe GL2Z varient entre 0.21 et 0.35%.

En principe, il y a des différentes techniques d'élimination du CO_2 [2], les plus utilisées sont :

- Elimination par absorption sur solvant chimique tel que : MEA, DEA, TEA, MDEA, carbonate de potassium active ;
- Le CO_2 est adsorbé sur un solide, comme les zéolithes.
- Autres procédés comme : l'élimination par un lit à matière solide, l'élimination par distillation, séparation par membrane.

I.2.1.1 Absorption chimique

Le complexe utilise le procédé de l'élimination par absorption sur solvant chimique (voir figure 1). La MEA $\text{OH-CH}_2\text{-CH}_2\text{-NH}_2$ et la DEA $\text{NH-(CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH)}_2$ seraient toutes les deux adaptées au système de décarbonatation du GL1Z. Entre ces deux solvants la MEA

demande un débit de circulation moins élevé, pour cette raison elle a été choisie comme solvant pour le complexe GL2Z.

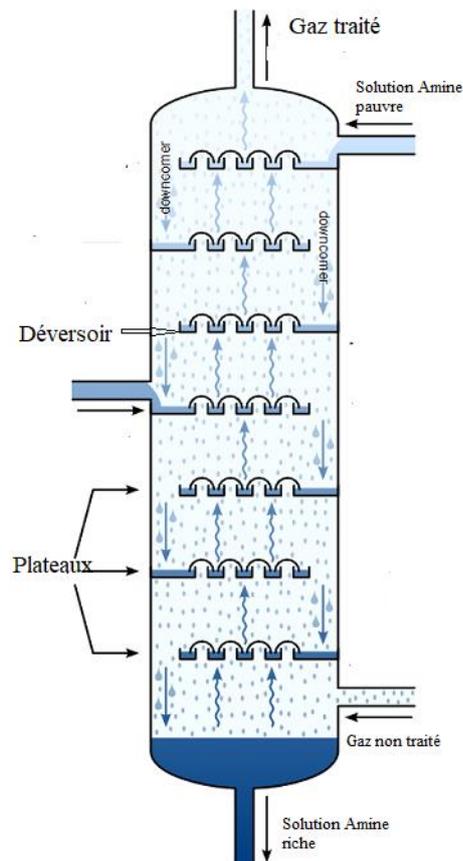


Figure I-I Schéma de l'absorbeur

Le système de calcination de la monoéthanolamine (MEA) est situé au centre, à l'est du train de traitement. Ce système de calcination est la deuxième unité à recevoir le gaz d'alimentation entrant dans le processus. Dans ce système de calcination, une solution aqueuse de MEA est utilisée comme absorbant. Son rôle est d'éliminer la majeure partie du dioxyde de carbone présent dans le gaz d'alimentation avant qu'il n'entre dans la section de liquéfaction du procédé. La concentration de CO_2 doit être ramenée à 70 ppm (en volume) pour éviter que le CO_2 ne se solidifie à basse température et ne forme de la glace sèche dans la section de liquéfaction. Si la concentration de CO_2 entrant dans la section de liquéfaction est trop élevée, une solidification peut se produire dans le refroidisseur ou l'échangeur de chaleur principal et le train de traitement peut s'arrêter. En cas de défaillance du système de calcination, tous les équipements du train concerné doivent être activés pour remédier à la situation.

I.2.1.2 Propriétés de MEA

La MEA est une substance mixte qui possède les propriétés des alcools et des amines. La MEA a une légère odeur ammoniacale et est un liquide légèrement visqueux à température et pression normales. Elle se dissout complètement dans les alcools, l'eau et les cétones aliphatiques à chaîne courte. Elle est insoluble dans l'éther ou dans les esters d'hydrocarbures aromatiques et aliphatiques. La MEA absorbe le dioxyde de carbone de l'air et est légèrement volatile avec la vapeur d'eau. Elle possède de fortes qualités basiques (PH = 12,5 à température ambiante) et elle est combustible [5].

En raison de l'influence des contaminants et des traces de métaux (Cu, Fe) dans les réservoirs d'appoint, une exposition prolongée à la lumière fait virer la MEA au jaune clair (une solution brune implique une oxydation au contact de l'oxygène). Lorsqu'elle se cristallise, elle produit des cristaux blancs transparents et sa densité ($d=1,0179$) est légèrement supérieure à celle de l'eau. C'est un composé combustible.

I.2.1.3 Mécanismes réactionnels

Plusieurs mécanismes de réaction entre le CO_2 et la MEA ont été proposés dans la littérature [3]. Le mécanisme des zwitterions suggère que les alcanolamines primaires et secondaires réagissent d'abord avec le CO_2 pour former des zwitterions, puis que l'intermédiaire est instantanément neutralisé par la base (telle qu'une amine, un OH^- ou un H_2O) pour former un carbamate.



Dans ce qui suit nous noterons les amines primaires et secondaires sous la forme $\text{R}_1\text{R}_2\text{NH}$, où $\text{R}_1=\text{H}$ et $\text{R}_2=\text{C}_2\text{H}_4\text{OH}$ pour la MEA, et $\text{R}_1=\text{R}_2=\text{C}_2\text{H}_4\text{OH}$ pour la DEA, et les amines tertiaires sous la forme $\text{R}_1\text{R}_2\text{R}_3\text{N}$, avec $\text{R}_1=\text{R}_2=\text{C}_2\text{H}_4\text{OH}$ et $\text{R}_3=\text{CH}_3$. Le mécanisme réactionnel d'absorption du CO_2 dans les amines primaires et secondaires en présence de H_2O comprend la formation d'un zwitterion par la réaction I, $\text{R}_1\text{R}_2\text{NH}^+\text{COO}^-$, suivi d'une déprotonation par une base ou une molécule d'eau pour produire un ion carbamate stable $\text{R}_1\text{R}_2\text{NCOO}^-$ et une base protonée. La réaction I est rapide mais de vitesse finie, la réaction d'échange de proton II est considérée comme étant instantanée. Les réactions dans les amines primaires et secondaires entraînent donc une dégradation par formation de sels stables, les carbamates.

Il est intéressant de constater que l'existence du carbamate est influencée par la charge en CO₂ et qu'il est plutôt instable à une charge élevée en CO₂. À faible charge en CO₂, le carbamate se forme rapidement par la réaction entre le CO₂ et la MEA. A forte charge en CO₂, il est formé par la réaction CO₃(⁻)/CO₃(²⁻) avec la MEA, et le carbamate formé peut être facilement hydrolysé par H⁺.

I.2.1.4 Le Procédé d'absorption

L'absorption chimique nécessite une colonne de séparation où une large surface de contact entre le liquide et le gaz favorise le transfert de matière. Les colonnes à plateaux ou à garnissage sont généralement utilisées comme colonnes d'absorption. Le gaz est divisé en minuscules bulles par les plateaux dans un flux vertical ascendant. Le gaz et le liquide sont dans un flux croisé lorsqu'ils sont ajoutés à la phase liquide, qui circule horizontalement. Le flux de liquide à travers le gaz qui s'écoule à contre-courant est divisé en films minces par des colonnes à garnissage.

Par l'intermédiaire d'un collecteur principal, le flux de gaz naturel est acheminé vers chaque train de traitement. La figure 2 montre le procédé de décarbonatation. Le ballon séparateur 131-F est initialement rempli de gaz naturel brut afin d'extraire les hydrocarbures lourds qui pourraient se trouver dans le gaz d'alimentation. Le système d'évacuation des hydrocarbures liquides de ce ballon reçoit le liquide qui s'accumule au fond (installations auxiliaires). Après avoir traversé un stripper métallique en haut du ballon, le gaz naturel sortant de la tête du 131-F est chauffé par de la vapeur à 4,5 bars jusqu'à 38°C dans les tubes du préchauffeur de gaz d'alimentation du 131-C.

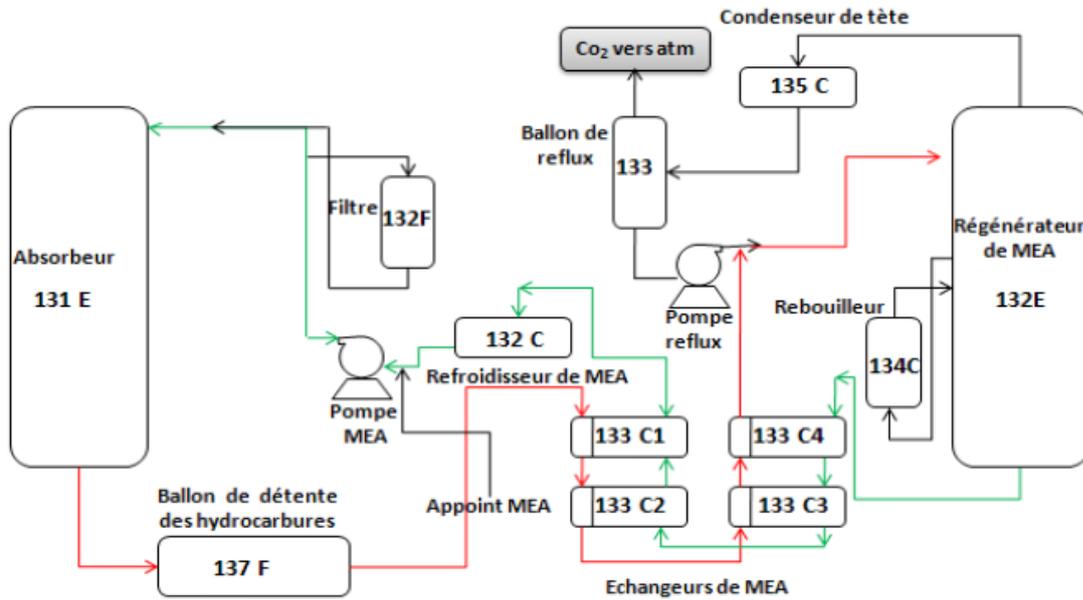


Figure I-3 Procédé de décarbonatation

Le gaz préchauffé est pompé dans le fond de l'absorbeur avec le gaz récupéré du système de régénération du sécheur de gaz. Une solution pauvre (solution à faible teneur en dioxyde de carbone ou solution MEA régénérée) à une température de 38°C entre en contact à contre-courant avec le gaz qui monte dans l'absorbeur. La solution MEA pauvre absorbe le dioxyde de carbone. 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 sécheur.

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).

Afin de récupérer la MEA vaporisée entraînée par le gaz, les quatre plateaux supérieurs de l'absorbeur sont des plateaux de lavage à l'eau. Il y a très peu de pertes de MEA après ce lavage. Du quatrième plateau au premier, un débit d'eau de 17 m³/h est assuré par une pompe (136-J).

Avant que l'eau recyclée n'atteigne le premier plateau, de l'eau d'appoint - également appelée eau d'alimentation de la chaudière - est ajoutée. Une quantité égale d'eau (131-C) est injectée en aval du préchauffeur de gaz d'alimentation après avoir été retirée du refoulement de la pompe.

Afin d'éviter le colmatage des injecteurs de gaz à l'entrée de l'absorbeur, de l'eau doit être injectée dans le gaz d'alimentation pour le saturer en vapeur d'eau. L'eau de purge peut être réutilisée comme eau d'appoint dans le régénérateur. Lorsque le niveau de MEA est supérieur au point d'entrée du gaz, l'absorbeur fonctionne normalement car le gaz naturel injecté monte sous pression dans la solution MEA sous forme de bulles. La pression différentielle (LIC-I06) créée par la charge liquide de l'absorbeur régule la quantité de solution MEA enrichie au fond de l'absorbeur. Ce mode de fonctionnement permet de recueillir la plus grande quantité de dioxyde de carbone du gaz d'alimentation.

1.2.2 Régénérateur de MEA

La MEA pauvre provenant du bas du régénérateur est chauffée dans les échangeurs 133-C avec la MEA enrichie (MEA + CO₂ dissous) provenant du réservoir de séparation des hydrocarbures (137-F). La partie supérieure de la tour de régénération est remplie de MEA riche, chauffée à 102°C. À la base de la colonne, le régénérateur à 25 plateaux perforés fonctionne à 110°C et 1,0 bar (effectif). La vapeur est utilisée pour chauffer le rebouilleur du décarbonateur (134-C) à 4,5 bars. Pour extraire le maximum de dioxyde de carbone, le régénérateur peut fonctionner à 1,0 bar (en bas de la colonne) et à 121°C [4].

Facteurs influençant la performance du régénérateur de MEA

- **Température** : Une température plus élevée favorise la libération du CO₂, mais peut également entraîner la dégradation de la MEA.
- **Pression** : Une pression plus basse favorise la libération du CO₂.
- **Débit de la solution de MEA** : Un débit plus élevé de la solution de MEA nécessite une colonne de distillation plus grande.
- **Concentration de CO₂ dans la solution de MEA** : Une concentration plus élevée de CO₂ dans la solution de MEA nécessite une distillation plus importante.

I.2.3 Rebouilleur 134 C

Une chaudière de 4,5 bars régénère la solution MEA en éliminant le CO₂ absorbé dans la colonne d'absorption. Le CO₂ est ensuite évacué vers l'atmosphère tandis que la solution de MEA régénérée est réinjectée dans la colonne pour poursuivre le cycle d'absorption.

La vapeur est utilisée pour fournir la chaleur nécessaire à la régénération par l'intermédiaire d'un rebouilleur. Ce dernier fournit la chaleur de dissociation des composés ayant réagi, déplace l'équilibre de la réaction pour libérer le gaz acide, vaporise la solution aqueuse agissant comme reflux dans la colonne et élève la température de la solution riche à la température de bulle du solvant pauvre (sous forme de chaleur sensible).

Voici une description détaillée de son fonctionnement :

a. Livraison et circulation du produit :

Le produit MEA bas carbone issu du fond de la colonne d'absorption est transféré vers le rebouilleur. La circulation du produit se fait à l'aide d'un thermosiphon. Le produit chaud monte naturellement dans les tubes de la chaudière, tandis que le produit froid descend dans l'espace annulaire entre les tubes et la calandre.

b. Échange thermique et évaporation :

De la vapeur d'eau à 4,5 bars est introduite dans la coque de la chaudière. La vapeur transfère sa chaleur à travers la paroi du tube jusqu'au produit MEA, le faisant se vaporiser partiellement. Les vapeurs résultantes (constituées de CO₂, eau et MEA résiduel) monte dans l'espace annulaire et manque le haut de la chaudière.

c. Condensation partielle et reflux :

Les vapeurs totales sont alors partiellement condensées dans l'échangeur eau de mer. A cette température, le CO₂ condensable n'est pas évacué vers l'atmosphère. Le condensat constitué d'eau et de MEA est réinjecté dans la colonne d'absorption. . . sous forme de reflux. Ce reflux permet la concentration du conservateur MEA dans la colonne et l'amélioration de l'absorption du CO₂.

d. Réglage de la quantité de condensats :

Le niveau de condensats dans la chaudière est contrôlé par le réservoir de condensats. Le réservoir d'eau de condensats est placé en aval de la chaudière et permet de stocker l'excès de condensats. Le collecteur de condensats récupère également les condensats dans la chaudière.

e. Caractéristiques du rebouilleur :

La surface de remplacement du rebouilleur est standard. Le fond de la marmite sert uniquement de réserve pour le MEA pauvre.

I.2.4 Régénérateur 132 E

Il est responsable de l'élimination des produits de réaction légers (sels d'acides légers ou CO₂ dissous) par évaporation. Cette évaporation s'effectue à basse pression, ce qui permet de [8]:

- Faciliter l'évaporation
- Opérer à basse température et éviter la dégradation du MEA.

La colonne a une charge de 25 plateaux (sauf plateau stack)

Le 1er évier stack assure l'alimentation de 134 C, même si les plateaux inférieurs se déplacent. L'énergie d'évaporation est principalement obtenue par 134 C. [voir annexe 1]

I.2.5 Echangeurs 133 C1, C2, C3 et C4

Les échangeurs servent à échanger la chaleur entre le circuit de MEA froid et riche venant de l'absorbeur et le circuit de MEA chaud et pauvre venant du régénérateur. Les échangeurs ont le rôle d'économiser l'énergie. Ce sont des échangeurs à tête flottante à 4 passes, la MEA riche passant côté tubes pour des raisons d'acidité [8]. [Voir annexe 2]

I.2.6 Filtre à charbon 132 F

Le filtre 132 F permet sélectivement à retenir les hydrocarbures et les polymères à travers le charbon actif. Il peut traiter 5 % du débit (3 m³ /h) [8]. [Voir annexe 3]

I.2.7 Vaporiseur 136 C

Pour les éliminer certains produits non vaporisables comme les sels d'acides lourds venant de la réaction, les polymères et les produits de dégradation., on effectue une vaporisation complète d'une petite partie de la MEA sortant du régénérateur (1 à 3 %) dans le vaporiseur. Le vaporiseur sera donc arrêté et nettoyé lorsque les dépôts lourds restant sous forme de boue dans la calandre seront importants [8]. [Voir annexe 4]

I.2.8 Filtration de MEA pauvre et riche

Un filtre à charbon pour MEA pauvre (132-F) et deux filtres à cartouche pour solution MEA riche (131-L) et (175-L) sont installés pour retenir les impuretés solides de la solution MEA. Par le temps et par accumulation, les impuretés risqueraient de faire mousser la solution dans l'absorbeur

131-E et dans le régénérateur 132-E. Les trois filtres n'admettent qu'une partie du débit total de leur solution respective [9].

I.2.8.1 Filtration de MEA pauvre

Après avoir traversé le filtre 132-F, la solution MEA pauvre est collectée en aval de la vanne de régulation (FV-IIO). Une vanne manuelle régule le débit. Le débit prévu est d'environ 5 % du débit de la solution pauvre (3,2 m³/h). Le lit de charbon actif est traversé par le flux de purge, qui entre par le haut et sort par le bas où il se combine avec la solution pauvre avant d'entrer dans l'absorbeur [6].

I.2.8.2 Filtration de MEA riche

La solution riche de MEA provenant du fond de l'absorbeur est aspirée en amont par la vanne de régulation de niveau (LV-I09), où elle entre d'abord par le fond 131-L du filtre à cartouche avant de passer par le 175-L. Le débit (6,35 m³/h) et équivaut à environ 10 % de la solution riche quittant le fond de l'absorbeur. Une vanne fixée sur le tuyau d'entrée du filtre permet de régler manuellement ce débit. En haut de la colonne, la MEA filtrée sort et se combine avec la solution riche pour entrer dans le ballon de séparation des hydrocarbures 137-F. Les solides contenus dans la MEA, qui se trouvent dans le ballon de séparation des hydrocarbures 137-F, sont éliminés. Les solides présents, tels que le tartre, les boues et certains produits chimiques corrosifs, sont retenus par ces filtres à cartouche [6].

I.2.9 Système d'injection anti-mousse

La solution antimousse est aspirée du fond du réservoir par une pompe doseuse (132-LJ), filtrée, puis envoyée à l'entrée de la pompe de circulation MEA (131-J). Les conditions opérationnelles dictent la vitesse à laquelle la solution antimousse est introduite dans la solution MEA en circulation. Un PI indique la pression à la sortie de la pompe. Une vanne libère le réservoir lorsque la pression est trop élevée [7].

II. Chapitre 2

Problématique de moussage

II.1 Introduction

Le moussage est un événement répandu dans les processus industriels, en particulier dans les installations de décarbonatation du gaz naturel. Il se produit lorsque des bulles de gaz se dispersent dans un liquide, créant une matrice instable qui peut causer des problèmes importants.

II.2 Analyse du problème de moussage

Le cadre de notre recherche a été réalisé au complexe GL2 d'Arzew, en particulier au niveau de la section de traitement du gaz où se produit la décarbonatation du gaz naturel. Nos efforts ont été concentrés sur le problème de moussage dans la colonne d'absorption du CO₂ et leurs conséquences pour la suite des opérations, afin de déterminer les principales causes de ce problème et d'essayer de le résoudre. Selon l'analyse du problème, l'amine utilisée pour la décarbonatation a tendance à mousser même si elle est propre, la température de solution MEA augmentée de 15 %, l'excès d'antimousse SAG10 et la présence d'hydrocarbures lourds provoquent le moussage [10].

II.2.1 Définition du phénomène de moussage

La mousse est un système micro hétérogène composé d'une phase gazeuse dispersée et d'un milieu dispersant liquide étiré en pellicules.

La MEA se décompose facilement, en particulier à des concentrations élevées, ce qui entraîne une perte en masse de la solution. C'est pourquoi, lors de la conception des unités de décarbonatation de traitement de gaz, le constructeur prévoit toujours certaines dispositions pour résoudre les problèmes de moussage, tels que le piège à gouttelettes, le ballon séparateur, l'écart important entre les plateaux et l'absorbeur surdimensionné.

Le phénomène de moussage se produit non seulement dans l'absorbeur de CO₂, mais aussi dans la colonne de régénération de la MEA.

II.2.2 Impact du phénomène de moussage sur les équipements de la section de décarbonatation

Dans le traitement des gaz, l'opération de décarbonatation est cruciale en raison des problèmes potentiels causés par la présence de CO₂. Nous avons essayé de trouver et de trouver les problèmes rencontrés dans la section. Selon notre enquête, nous avons découvert plusieurs anomalies :

II.2.2.1 Sur le système de régénération

La régénération par vaporisation et condensation partielle ne permet pas d'éliminer certains produits non vaporisables, donc un vaporisateur est utilisé pour laver la solution MEA pauvre produite par le régénérateur par la vapeur désurchauffée. Ce dernier ne fonctionne pas dans tous les trains sauf le train 200 car le coté tube est percé.



Figure II-1 Vaporisateur

II.2.2.2 La pompe doseuse d'anti-mousse

La pompe qui transporte le produit anti-mousse ne fonctionne pas correctement. Par conséquent, la dilution ne se produit pas correctement dans le bac des tiné car l'opérateur doit préparer cette solution manuellement.



Figure II-2 Pompe doseuse d'anti-mousse

II.2.2.3 La solution MEA

La solution MEA est contaminée par l'huile ou nous avons remarqué plusieurs fois une grande quantité d'huile à la surface de la pompe



Figure II-3 Contamination du puisard de MEA par l'huile

II.2.2.4 Absence du filtre

Absence du filtre à la surface du puisard assurant l'élimination de toutes matières en suspension.



Figure II-4I Absence du filtre dans le puisard

II.2.2.5 Présence de chlorures

La présence de chlorures dans la MEA est causée par la perforation des tubes des échangeurs. En plus de l'arrosage à l'eau de mer dans les environs du puisard MEA. La concentration maximale autorisée de chlorures ne doit pas dépasser 150 ppm.

II.2.3 Engorgement de la colonne

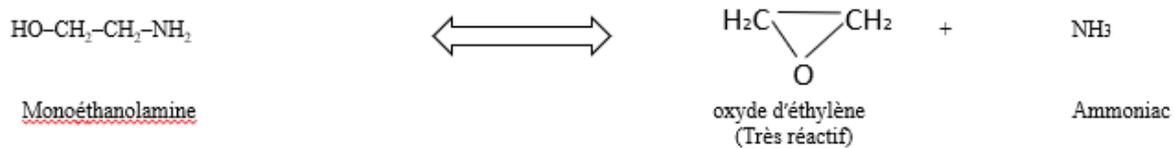
La MEA réagit avec certaines des impuretés présentes dans le gaz à traiter pour produire des produits de dégradation. Si on laisse ces produits de dégradation s'accumuler, ils formeront des dépôts solides qui obstrueront les clapets et les déversoirs de la colonne, empêchant l'écoulement de la MEA-GN et provoquant une augmentation régulière des niveaux de liquide sur les plateaux. C'est ce qu'on appelle un blocage de la colonne, qui augmente la pression différentielle dans la colonne parce que le niveau de liquide sur les plaques augmente : Le niveau de liquide sur les plateaux augmente régulièrement. La flexibilité limitée des clapets, qui les empêche de se déplacer aussi loin.

II.2.4 Autres problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation

Bien que fréquente, l'utilisation de la solution de monoéthanolamine (MEA) dans le processus de décarbonatation du gaz naturel peut entraîner des problèmes importants qui ont un impact négatif sur le rendement global de l'unité. Ces problèmes peuvent affecter le traitement du gaz en aval.

II.2.4.1 Dégradation de la MEA

La dégradation peut réduire l'absorption du CO₂. Les produits lors de la dégradation de la MEA sont généralement moins volatils et peuvent être séparés de la solution par vaporisation. La décomposition thermique dans les rebouilleurs, où les températures de fond élevées peuvent provoquer des surchauffes localisées, est la cause de cette décomposition. Sous l'action de la chaleur, la MEA se décompose selon la réaction suivante :



Dans l'intervalle de température de 130 à 180 °C, la réaction de décomposition de MEA est assez sensible et instantanée. Les produits de décomposition sont extrêmement réactifs, en particulier l'oxyde d'éthylène.

Autres types de dégradation par formation de produits non régénérables :

- **Dégradation par formation de produits non régénérables**
- **Réaction avec l'oxygène**
- **Réaction avec le dioxyde de carbone**
- **Réaction avec les acides forts**

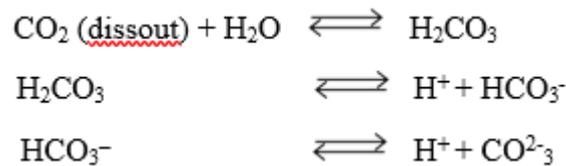
II.2.4.2 Problèmes de corrosion

La corrosion, également connue sous le nom de décarbonatation, est considérée comme le problème le plus grave rencontré par les unités à monoéthanolamine. L'étendue de cette corrosion dépend de plusieurs facteurs, tels que :

- La nature des contaminants,
- Le type d'amine, la charge de la solution,
- La pression
- Les températures sont réglées dans les différentes parties du système.

➤ **Corrosion par gaz acides**

Un acide carbonique H₂CO₃ est produite par la réaction de la MEA avec du CO₂ selon les réactions suivantes :



Les gaz acides sont la solution de la MEA dans l'ordre d'importance des facteurs de corrosion. L'utilisation à forte concentration augmente la température de la boucle d'absorption. Il est recommandé d'utiliser une solution de MEA à faible concentration possible en raison d'une mauvaise évacuation de la chaleur dégagée lors de l'absorption (réaction exothermique), ainsi qu'un faible débit de la solution de MEA en circulation et une faible chaleur spécifique de MEA.

➤ Corrosion par des amines

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

II.2.4.3 Problèmes de contamination

La contamination de la MEA par des produits de dégradation (composés non régénérables) et des inhibiteurs de corrosion, qui sont toujours des produits chimiques organiques très lourds, a un impact significatif sur le processus ainsi que sur l'équipement.

II.2.4.4 Pertes de la solution de MEA

Un certain nombre de processus peuvent entraîner la perte d'amines, notamment l'entraînement de la solution, la dégradation chimique des amines, les fuites mécaniques et l'évaporation.

II.2.4.5 Stockage et manutention de la MEA

La MEA doit être transportée et conservée dans des conteneurs en fer recouverts de polyoléfine, d'acier ou d'acier résistant à la corrosion. Pour éviter toute décoloration, le produit ne doit pas être exposé au fer pendant une période prolongée. Il doit être scellé hermétiquement en raison de son caractère hygroscopique et de sa capacité à absorber le dioxyde de carbone. Les réservoirs d'amines pures utilisent des serpentins de chauffage et, par temps très froid, les réservoirs isolés thermiquement sont l'option recommandée.

Les solutions aqueuses de MEA ont souvent une viscosité et une température de congélation inférieures à celles de la MEA pure, ce qui facilite la manipulation et le stockage de cette dernière.

II.2.5 Facteurs favorisant le moussage

Le moussage peut diminuer le débit des installations, augmenter les pertes de MEA, empêcher une régénération adéquate et avoir un impact négatif sur l'efficacité du traitement. En raison du mauvais contact entre le gaz et le liquide, le moussage réduit également l'efficacité du transfert de masse sur les plateaux.

La perte de charge dans la colonne augmente toujours avec le moussage et l'expérience a démontré que la présence de quelques produits est la source du problème.

On peut citer quelques facteurs :

- Les hydrocarbures liquides dans le gaz.
- Les solides en suspension finement divisés.
- Les inhibiteurs de corrosion.
- Les produits de dégradation de MEA.
- L'excès d'agent anti-mousse.
- L'eau d'appoint ayant une teneur élevée en matières minérales.
- Variation brusque de débit de charge GN ou de MEA.
- Les turbulences excessives et la grande vitesse de contact liquide/gaz.
- Les huiles et les graisses.

Le moussage se manifeste aussi 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.

II.3 Précautions à prendre contre le moussage

Une solution de mauvaise qualité est signalée par le moussage, qui réduit la capacité de la section et provoque des pertes de solution. Pour résoudre ce genre de problème, il faut surveiller la solution MEA à une concentration de 15 %, éviter l'excès d'antimousse car ce n'est pas une solution à notre problème, contrôler la présence d'hydrocarbures lourds dans la solution GN, effectuer une bonne régulation du débit de la solution GN et de la solution MEA entrant dans l'absorbeur, et mettre en place les équipements qui nettoieront la solution MEA.

Si le phénomène de moussage survient dans le GL2Z, l'opérateur doit contrôler indiquer le niveau de décarbonatation de l'unité.

On résume les précautions suivantes :

- Réduire le volume de charge de l'unité (MEA et GN).
- Pour éliminer les hydrocarbures liquides, prévoyez un séparateur liquide-vapeur en amont de la colonne d'absorption.

II.3.1 Injection d'agents anti-moussants

L'injection d'agents anti-moussants dans la colonne d'absorption peut être considérée comme une mesure temporaire pour déterminer la cause du moussage et l'éliminer.

Traiter la cause du phénomène, car un excès de produit anti-mousse risque de réagir avec la MEA et de produire des sous-produits de décomposition pendant qu'il passe dans le circuit de régénération.

Les antimousses les plus courants utilisés dans les solutions de traitement des gaz peuvent être divisés en quatre types principaux :

1. Les types d'hydrocarbures qui doivent être inclus dans les huiles minérales.
2. Il faut tenir compte des types d'alcool (ester) tels que les glycols, les acides gras et les dérivés.
3. Les variétés de silicones qui nécessitent des émulsions de 10 à 30 %.
4. Un mélange des hydrocarbures et les silicones.

II.3.2 Installation des filtres

Il est prévu qu'un filtre à charbon pour la MEA pauvre et un filtre à charbon pour la MEA riche retiennent les impuretés solides en suspension dans la solution en circulation.

Le système actuel est constitué d'une série de trois filtres, qui incluent un filtre des tiné pour maintenir les solides en suspension (Le diamètre des particules retenues doit être d'au moins 1 μm).

- Un absorbeur à charbon qui fonctionne.
- Un filtre destiné à capturer les particules dont le diamètre ne dépasse pas 5 μm .
- Une bonne filtration des filtres doit éliminer les contaminants qui peuvent provoquer le moussage.

II.4 Détection des sources de moussage au niveau du laboratoire du complexe GL2/Z

Une fois que les sources potentielles de moussage dans la section de décarbonatation ont été identifiées, et en se basant sur des expériences menées au laboratoire du complexe. Dans la section suivante, nous avons examiné l'impact des principaux éléments qui contribuent à l'émergence du mouvement. Nous avons réalisé notre étude en suivant les étapes suivantes pour suivre l'analyse des sources de problème de moussage avant et après l'arrêt du train 200 :

- La température de la solution MEA a un impact sur le moussage.
- Effet des hydrocarbures lourds sur le moussage.
- Effet de l'antimousse excessive sur le moussage.
- Effet des chlorures sur le moussage.

En utilisant des expériences menées en laboratoire dans le complexe GL2/Z on a, nous avons étudié l'impact de chaque paramètre sur la quantité de mousse dégagée.

III. Chapitre 3

Méthodes d'analyse et discussion des résultats

III.1 Etude empirique du phénomène de moussage à l'aide d'une installation simple

L'impact des principaux facteurs (température, hydrocarbures lourds, excès antimousse) sur le moussage d'une solution de MEA ont été étudiés de manière empirique à l'aide d'une installation simple (figure III.1), comprenant une entrée de gaz (azote), un régulateur de pression, une éprouvette graduée en verre et un diffuseur de gaz. Le gaz est dispersé dans un espace.

L'échantillon à analyser est une éprouvette graduée de 250 ml contenant 50 ml de la solution échantillonnée. Le volume de la mousse produite est mesuré en millilitres.



Figure III-1 Dispositif pour les tests tendance de moussage

Avant de débuter notre test de moussage, nous avons effectué les analyses de vérification des niveaux de MEA faibles à l'entrée de l'absorbeur.

Après avoir présenté le problème de moussage dans la section de décarbonatation et détecté les différentes sources qui peuvent le provoquer, cette partie de travail consiste à déceler les principaux facteurs qui favorisent son apparition en se basant sur des expériences au niveau du laboratoire du complexe.

Nos analyses s'intéressent à :

- Analyses de la solution MEA
- L'influence de la température de la solution MEA sur le moussage
- L'influence de la présence d'hydrocarbures lourds sur le moussage

- L'influence d'excès anti-mousse SAG10 sur le moussage
- L'influence des chlorures

III.2 Analyse % CO₂ et % MEA dans la solution de MEA

III.2.1 Analyse % MEA

III.2.1.1 Principe

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

III.2.1.2 Mode opératoire

On prend 5 ml de l'échantillon (MEA pauvre) dans un erlenmeyer de 250 ml, on ajuste l'eau distillée jusqu'à 100 ml. Après, on ajoute 2 gouttes de phénophtaléine. On remarque que la solution devient rose. Ensuite, on titre avec 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.

- La concentration du MEA est calculée par la relation suivante $\% \text{MEA} = V_2 \times 1,25$
- La concentration du CO₂ est calculée par la relation suivante $\% \text{CO}_2 = V_2 - (V_1 + 0,75) \times 0,7$

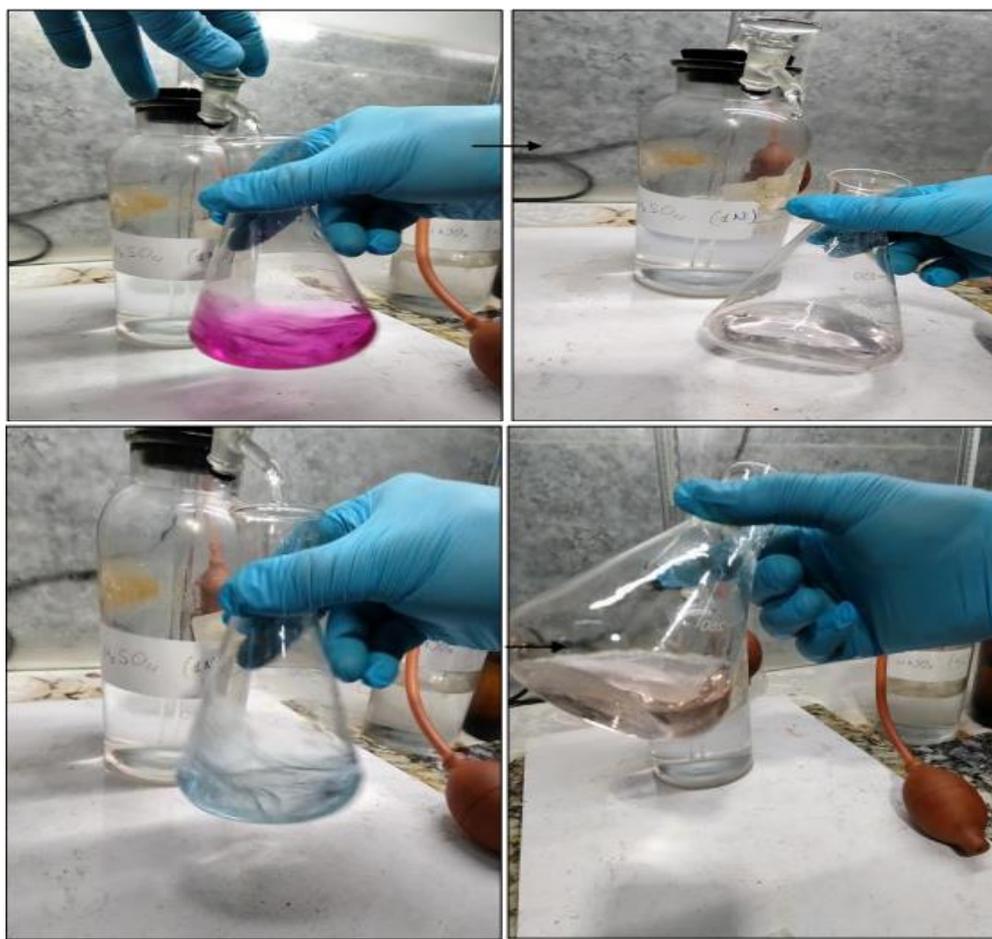


Figure III-2 Dosage colorimétrique des taux de CO₂ et MEA dans la solution absorbée

D'après les normes, la concentration de MEA (%) doit être entre 15 et 20% ; la concentration de CO₂ % entre 0,2 et 2% et la concentration de chlorure inférieur à 150 ppm.

III.2.2 Analyse de moussage dans la solution de MEA

III.2.2.1 Principe

Cette méthode a pour objectif la détermination du moussage des solutions de MEA. On fait passer un courant d'azote (ou d'air) par un tube de dispersion de gaz dans une éprouvette graduée de 250ml contenant 90ml d'échantillon à analyser. Le volume total qu'occupe la solution plus la mousse est défini comme la hauteur de la mousse.

III.2.2.2 Mode opératoire

On Prend 50 ml de solution de MEA dans une éprouvette graduée et on y expose le tout a un courant d'air via la vanne d'air à un débit de 32cc tout, on note les volumes V_1 et V_2 avant et après l'arrivée d'air.

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

$V(\text{moussage}) = (V_2 - V_1) = (V_2 - 55) \text{ mL}$

Si V moussage dépasse 30 mL, il y a le moussage.

Si V (moussage) est inférieur à 30 mL, cela veut dire qu'il est dans les normes.



Figure III-3 Appareil de mesure de taux de moussage

III.2.3 Analyse des chlorures dans la solution de MEA

III.2.3.1 Principe

Afin de vérifier l'influence de la présence des ions chlorures dans la solution MEA, une prise d'essai a été quotidiennement faite, directement du point d'échantillonnage du circuit MEA. Des tests de moussage ont été réalisés à chaque fois que la teneur en chlorures dépasse la valeur limite tolérable par le design (150 ppm). La méthode est basée sur la fixation des ions Cl par les ions Ag^+ en un sel peu dissocié, AgCl . Au cours de ce phénomène, on procède au titrage par une solution de nitrate d'argent, la réaction est la suivante :



III.2.3.2 Mode opératoire

Préparation de la solution blanche (témoin), versé dans un erlenmeyer 44 ml d'eau distillée -préparation de la solution à analyser, 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 44 ml, on y ajoute 5ml d'acide nitrique (0,1N) et 1 ml de nitrate d'argent (0,1N) dans les deux solutions puis on

agite la solution et laisse reposer dans l'étuve à une température de 40°C pendant 30 minutes.
 Nous passons la solution au spectrophotomètre à une longueur d'onde 430 nm.

III.2.4 Résultats des analyses

Les résultats de l'analyse quotidienne sont présentés sur le tableau III.1.

Tableau III-1 Les suivi du taux de moussage

Date	%MEA	%CO ₂	Volume de moussage (ml)	Chlorures ppm
02/01/2024	10,88	0,52	15	16
03/01/2024	10	0,67	20	14
04/01/2024	9,25	0,25	12	9
05/01/2024	10	0,52	10	10
06/01/2024	10,5	0,46	12	9
08/01/2024	9,75	0,38	13	11
09/01/2024	11	0,66	15	14
10/01/2024	10,38	0,53	15	12
11/01/2024	9,88	0,81	15	14
12/01/2024	10	0,24	15	16,5
13/01/2024	10,75	0,59	20	14
15/01/2024	11,13	0,11	30	18
16/01/2024	10,75	0,55	20	8
17/01/2024	10	0,73	45	25
18/01/2024	9,5	0,24	30	15
20/01/2024	10	0,52	16	31
21/01/2024	10,25	0,31	30	11,5
22/01/2024	10	0,17	25	12
26/01/2024	9,38	0,17	20	14
27/01/2024	9,88	0,6	20	15
28/01/2024	10,75	0,59	10	52
01/02/2024	11,75	0,8	15	15
02/02/2024	10,63	0,52	15	10
03/02/2024	11,75	0,67	25	15
04/02/2024	10,88	0,8	15	12,5
05/02/2024	10,63	0,46	10	13,5
06/02/2024	10,5	0,81	10	12
08/02/2024	11,25	0,17	15	13,7
09/02/2024	10,13	0,88	15	14

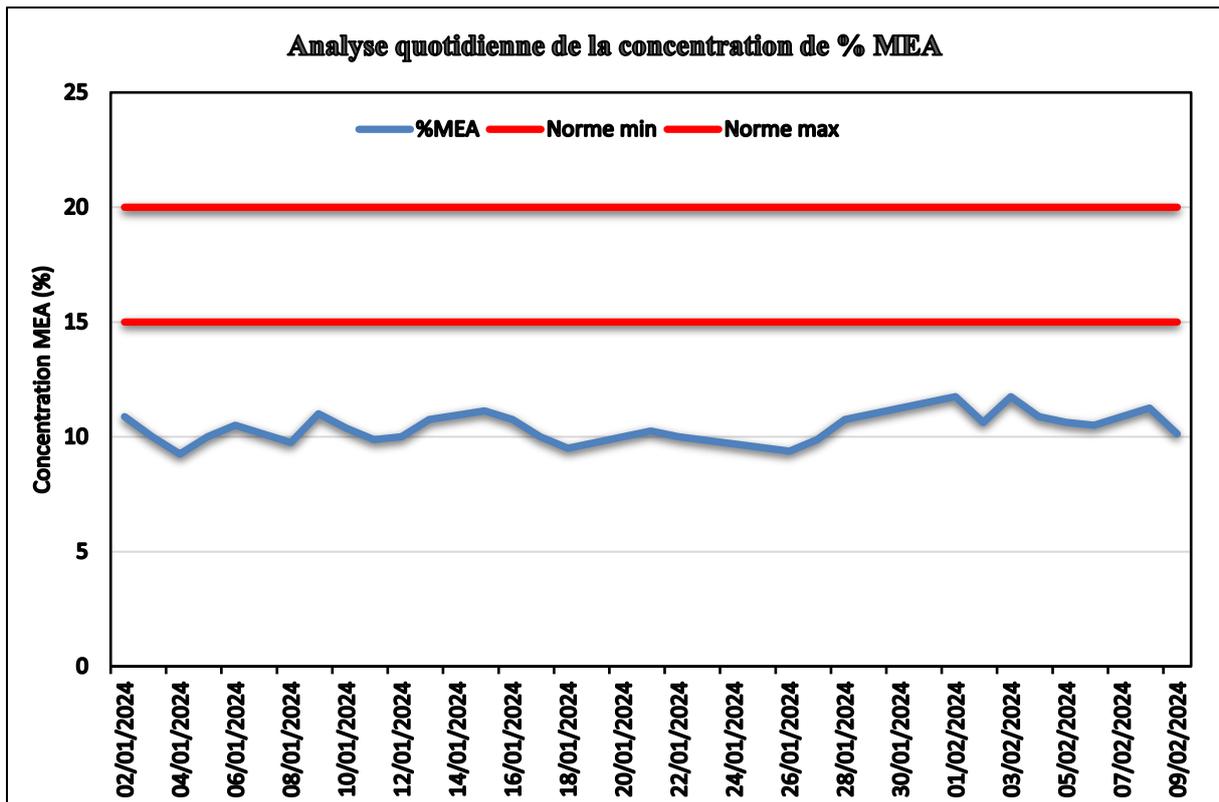


Figure III-4 Analyse quotidienne de la concentration de % MEA

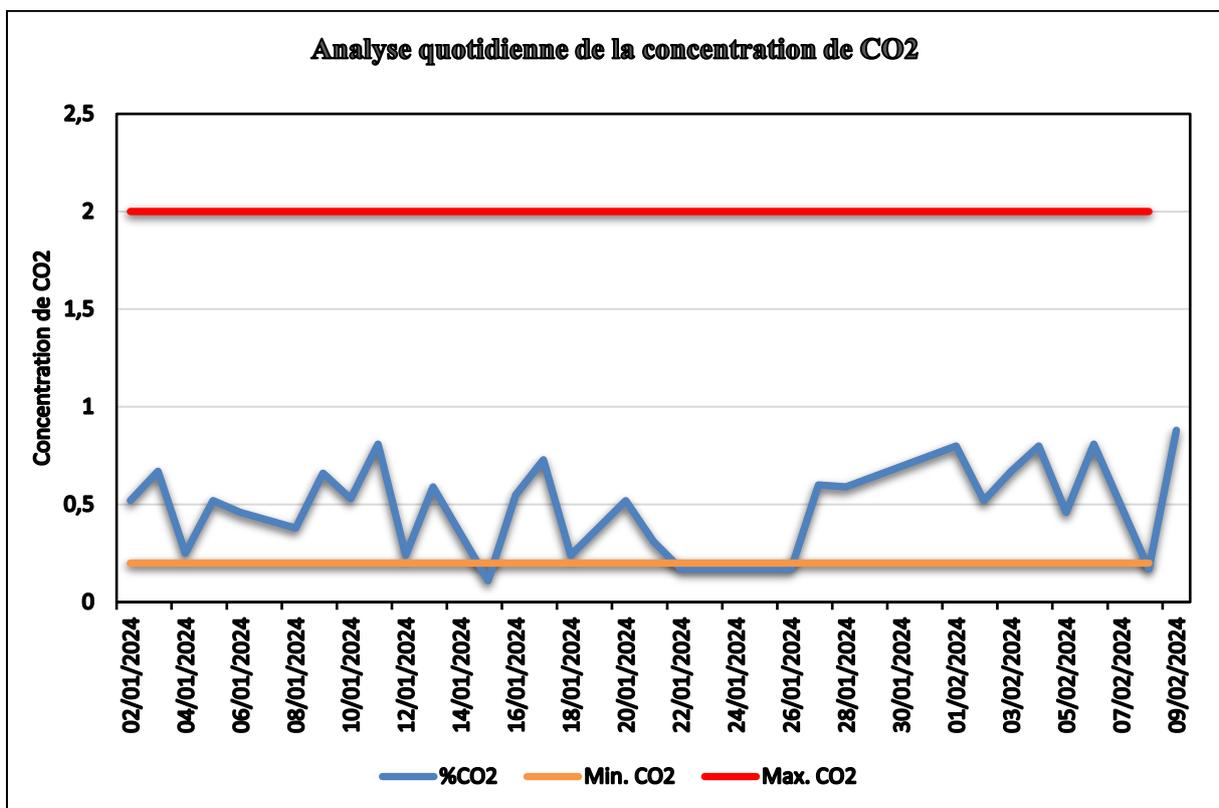


Figure III-5 Analyse quotidienne de la concentration de CO₂

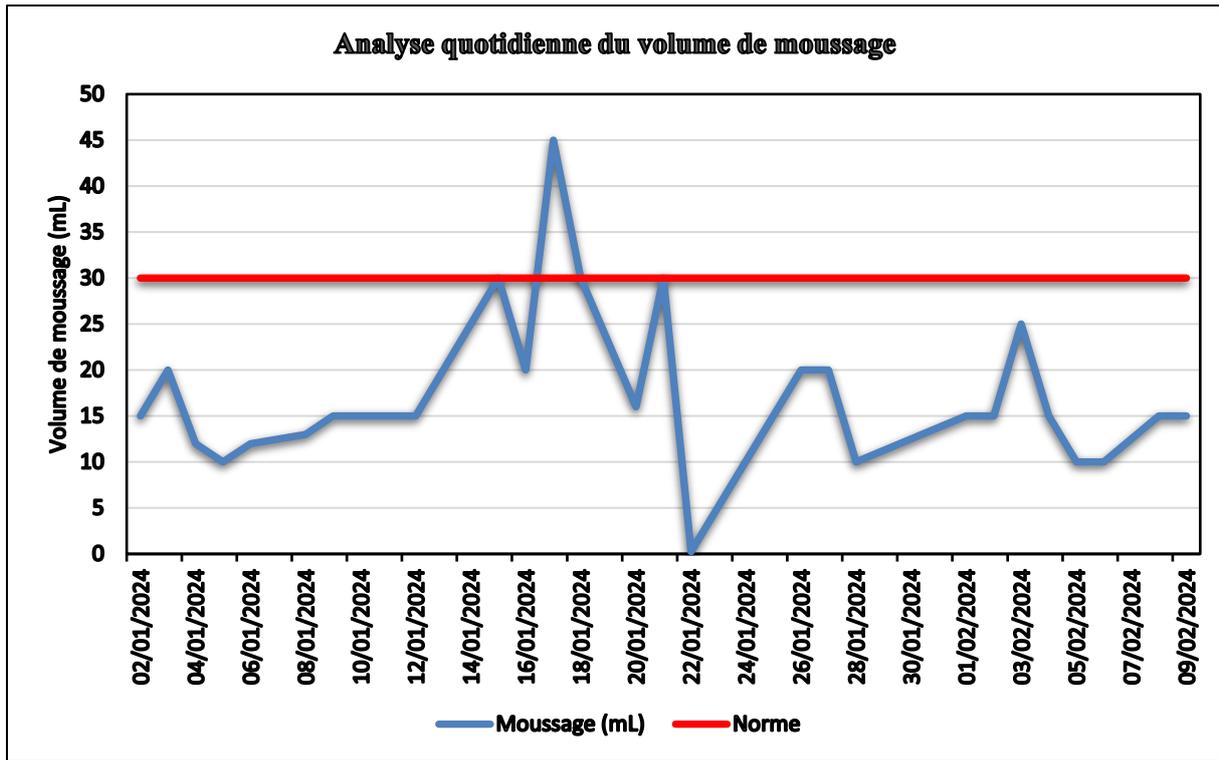


Figure III-6 Analyse quotidienne du volume de moussage

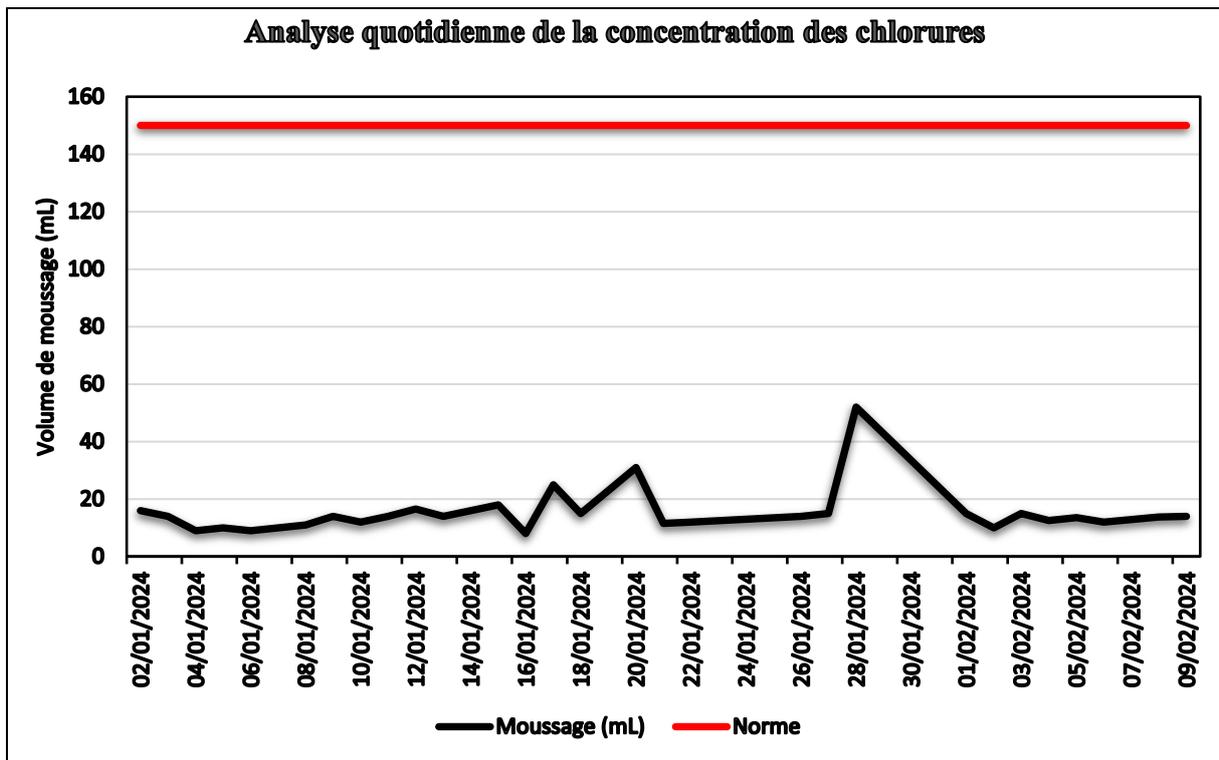


Figure III-7 Analyse quotidienne de la concentration des chlorures

III.2.5 Interprétation et discussion des résultats

Les résultats du tableau III.1 présentent les mesures de la concentration de MEA (monoéthanolamine), de CO₂ et du niveau de moussage dans une solution de MEA sur une période de 1 mois. La concentration de MEA varie au cours de la période de mesure, avec des valeurs allant de 9,25 à 12,75. Cela peut indiquer des variations dans la composition de la solution de MEA, qui peuvent affecter son efficacité dans la capture du CO₂. La concentration de CO₂ présente également des variations, allant de 0,11 à 0,88.

Le moussage est généralement compris entre 10 et 20, avec des valeurs plus élevées à quelques cas. L'augmentation des niveaux de moussage peut indiquer une contamination de la solution, ce qui pourrait compromettre son efficacité dans la capture du CO₂. Des fluctuations de concentration de MEA, de CO₂ et de niveau de moussage sont observées à différentes dates et heures de mesure en analysant les données. Différents facteurs peuvent expliquer ces fluctuations, comme les conditions opérationnelles, les changements dans la composition de la solution, la présence de contaminants ou la qualité de l'équipement de mesure. Il est crucial de surveiller de près ces paramètres afin de garantir que la solution de MEA conserve son efficacité dans la capture du CO₂. Il est préférable d'avoir des concentrations optimales de MEA et de CO₂, ainsi qu'un faible niveau de moussage, afin d'assurer une performance optimale du système de capture du CO₂.

Les taux des chlorures enregistrés sont de 8 ppm à 52 ppm. Ces résultats sont en dessous de la valeur maximale tolérée soit 150 ppm. A forte dose, les chlorures provoquent la dégradation partielle de la solution MEA ce qui rend la réaction entre la MEA et CO₂ non parfaite d'où une mauvaise absorption du CO₂.

D'après les résultats obtenus, la quantité de mousse obtenue avant l'arrêt annuel du complexe train 200 dépasse largement la valeur limite recommandée dans le projet, qui est de 10 ml. L'entretien des équipements stratégiques du service d'élimination du charbon, c'est-à-dire : l'absorbeur et le régénérateur, ont peut-être réduit la mousse, mais cela ne résout pas le problème une fois pour toutes, car l'indice de mousse après les arrêts annuels du complexe est toujours supérieur à la valeur autorisée.

Toutefois, il est important de souligner que l'interprétation des résultats est restreinte sans une méthodologie précise sur la nature des mesures réalisées. Il est essentiel d'avoir des renseignements supplémentaires concernant les méthodes d'analyse, les conditions expérimentales et les limites de détection afin d'évaluer les résultats de manière plus précise.

III.3 Effet de la température de la solution MEA sur la mousse

Un autre facteur contribue au phénomène de moussage est la température. L'effet de la température est testé par le chauffage d'une solution MEA à 15% avec et sans l'ajout d'antimousse SAG10. Tout d'abord, on chauffe la solution MEA avec 50 ppm de SAG 10 dans un bain-marie à différentes températures entre 25°C et 60°C. Puis on étale le gaz dans une éprouvette graduée de 250 mL contenant 50 mL de l'échantillon à analyser. On note la hauteur de la mousse obtenue en millilitres. Ensuite, on fait un test en aveugle dans les mêmes conditions (sans antimousse). Les résultats de la lecture de mousse sont donnés dans le tableau III.2.

Tableau III-2 Influence de la température de la MEA sur le moussage

Température (C°) de la solution MEA	25	30	35	38	40	45	50
Moussage (ml) sans SAG10	15	16	17	20	25	23	23
Moussage (ml) avec SAG10	5	6	8	8	10	15	16

La hauteur de la mousse varie en croissance avec la température de la solution MEA selon la représentation graphique du tableau précédent.

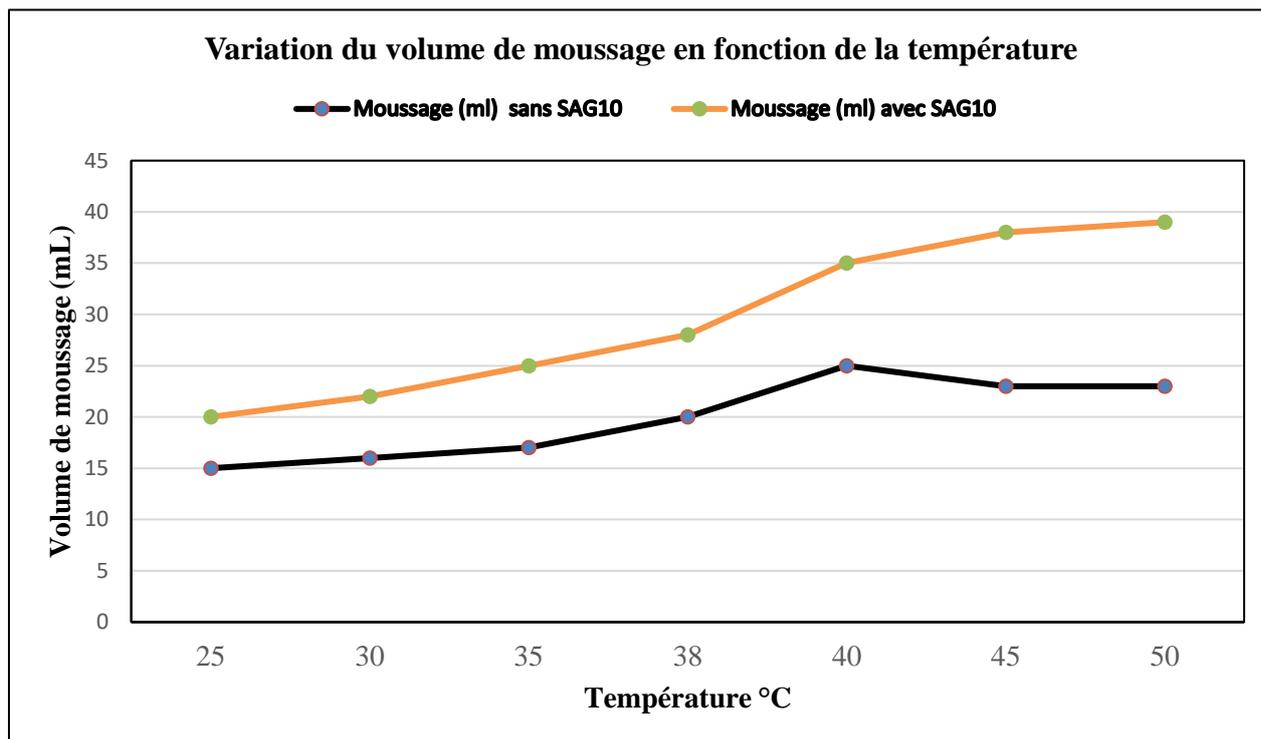


Figure III-8 Variation du volume de moussage en fonction de la température

Nous avons remarqué qu'une élévation de la température de la solution entre 20°C et 50°C entraîne une accélération du phénomène de moussage. La raison en est que la MEA réagit avec le CO₂, car l'absorption du gaz se produit à une température basse tandis que la régénération se produit à une température élevée, ce qui génère une énergie d'activation qui favorise la libération du CO₂ et entraîne une augmentation du moussage.

III.4 Effet des hydrocarbures sur le moussage

Pour étudier l'effet des hydrocarbures résiduels sur le moussage, nous avons utilisé une solution d'essence (un mélange d'hydrocarbures) dans nos expériences. L'essence est obtenue à partir de la section de fractionnement du gaz naturel de la série de liquéfaction. Une analyse chromatographique en phase gazeuse GC/MS a déjà été réalisée pour déterminer le pourcentage molaire d'essence. Les résultats de cette analyse sont présentés dans le tableau III.3.

Tableau III-3 Composition molaire des hydrocarbures lourds (Essence)

Composants	C3	iC4	n C4	iC5	nC5	C6	C7	C8	C9	C10+
% molaire	00	00	0,026	28,134	32,871	22,806	11,232	3,776	0,925	0,23

Pour étudier l'influence de la présence de traces d'hydrocarbures sur le phénomène de moussage, nous avons réalisé des tests en utilisant une solution de MEA à 15% et en variant le volume d'essence à chaque fois, tout en maintenant une température constante de 38°C. Pour cela, nous avons dispersé le gaz dans une éprouvette graduée de 250 mL contenant 50 mL d'échantillon à analyser. Nous avons également effectué un essai à blanc dans les mêmes conditions (sans agent anti-mousse). Le volume de mousse produit a été noté en millilitres (mL). Les résultats trouvés sont représentés dans le tableau III.4.

Tableau III-4 influence des hydrocarbures lourds sur le moussage

Volume Essence (ml)	0,5	1	3	5	9
Moussage sans SAG10	20	21	21	22	23
Moussage avec SAG10	10	10	11	12	13

En analysant le tableau, nous pouvons faire les observations suivantes : L'ajout d'anti-mousse (SAG10) réduit la formation de la mousse par rapport à l'essai sans antimousse. Dans tous les cas, les volumes de la mousse sont plus faibles avec l'ajout de SAG10. Lorsque la concentration d'essence augmente, le volume de mousse tend à augmenter. Cependant, cette tendance est atténuée en présence de SAG10. Pour des concentrations d'essence plus élevées (15 ml et 20 ml), l'effet de SAG10 devient plus significatif, réduisant considérablement le volume de mousse par rapport à l'essai sans anti-mousse. Les différences de volume de mousse entre les essais avec et sans SAG10 sont plus marquées pour les faibles concentrations d'essence (0 ml et 0,5 ml) et deviennent moins prononcées pour les concentrations plus élevées (10 ml, 15 ml et 20 ml). Ces observations suggèrent que l'ajout de SAG10 est efficace pour réduire la formation de mousse, surtout pour les faibles concentrations d'essence. Cependant, à des concentrations plus élevées, même SAG10 ne peut pas éliminer complètement le moussage, bien que son effet reste significatif. Ces résultats soulignent l'importance de contrôler la présence de traces d'hydrocarbures pour prévenir le phénomène de moussage dans la solution MEA.

III.5 L'influence de l'excès anti mousse SAG-10

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

La préparation de la solution anti-mousse est aussi importante cela dépend de 03 facteurs :

1. L'état du système d'injection anti-mousse à savoir l'indicateur de niveau et l'agitateur.
2. L'opérateur qui prépare la solution.
3. L'état de la pompe d'injection de la solution anti-mousse

Les résultats obtenus sont rassemblés dans le tableau III.5.

Tableau 3-5 Variation du moussage en fonction de la concentration d'anti mousse

Concentration d'anti-mousse (ppm)	Moussage (mL)
0	26
20	20
40	18
60	14
80	19
100	22
120	24
140	26
160	29
180	34
200	39
250	48
300	65

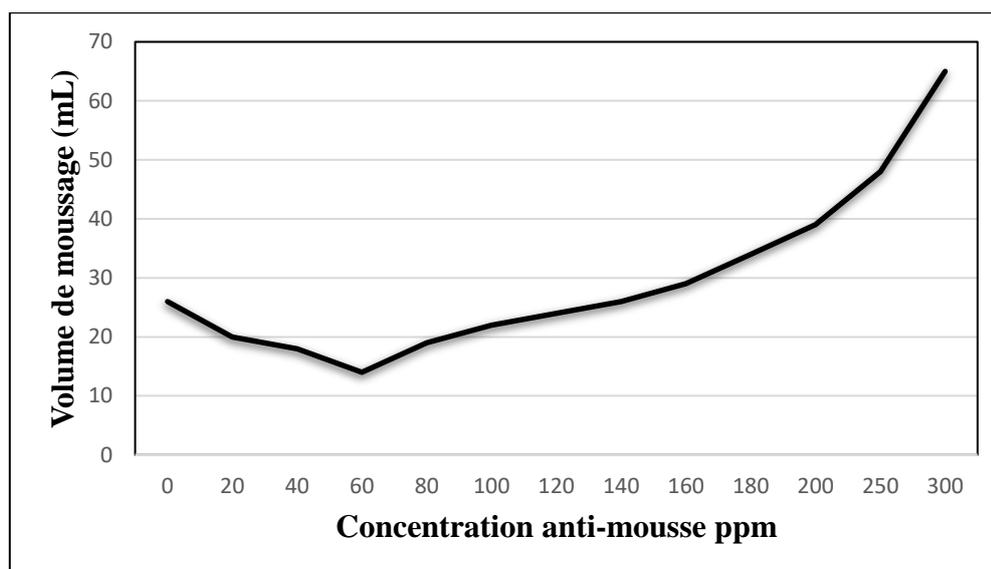


Figure III-9 Variation du moussage en fonction de la concentration d'anti mousse

D'après la figure, nous constatons l'élévation de la concentration d'anti-mousse conduit à la réduction du moussage jusque 60ppm, au-delà de cette valeur l'agent anti mousse ne sera plus bénéfique puisqu'il ne réagit pas et jouera donc le rôle d'agent moussant, cela peut être reconnue lorsqu'il y'a la variation de la couleur de MEA du blanc clair à blanc foncé. Cela confirme l'hypothèse de moussage peut être provoqué par l'augmentation d'agent antimousse.

III.6 Effet des chlorures sur le moussage

Pour vérifier l'effet des ions chlorure dans la solution MEA, chaque jour un échantillon a été prélevé directement au point de prélèvement MEA du district. Des tests de mousse ont été effectués chaque fois que la concentration de chlorure dépassait la limite autorisée par le projet (150 ppm). Le principe de la méthode utilisée est la même qu'au paragraphe III.2.3. Les résultats trouvés sont présentés dans le tableau III.6.

Tableau 3-6 Influence des chlorures sur le moussage

Concentration des chlorures (ppm)	0	150	250	600	1000	2000	3500
Moussage sans SAG10	08	15	17	19	20	35	40
Moussage avec SAG10	05	09	10	11	12,5	14,2	15

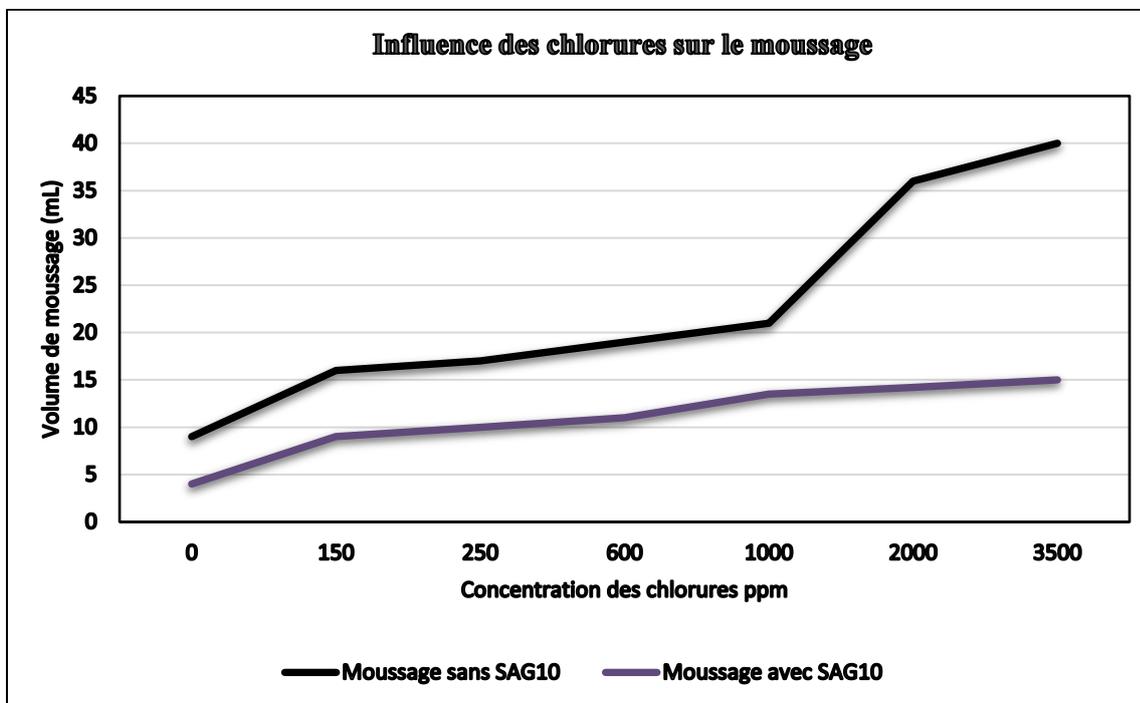


Figure III-10 Influence de la concentration des chlorures sur le moussage

D'après les résultats du tableau III.6 et la figure III.10, l'augmentation de la concentration en chlorure entraîne une augmentation du moussage. Les chlorures d'eau de mer provoquent une décomposition partielle de la solution de MEA, rendant la réaction entre le MEA et le CO₂ incomplète, entraînant une mauvaise absorption du CO₂. Le chlorure doit être < 150 ppm pour éviter les problèmes de mousse.

L'influence des chlorures sur le phénomène de moussage peut être significative. Les chlorures présents dans la solution de MEA peuvent agir comme des agents moussants ou favoriser la formation de mousse. Cela peut être dû à plusieurs facteurs :

Interactions chimiques : Les chlorures peuvent réagir avec les composés présents dans la solution de MEA, notamment les amines, pour former des sous-produits qui sont des agents moussants. Ces sous-produits peuvent augmenter la stabilité de la mousse et entraîner une augmentation du moussage.

Modification des propriétés physiques : Les chlorures peuvent modifier les propriétés physiques de la solution de MEA, telles que la tension superficielle ou la viscosité. Ces modifications peuvent favoriser la formation et la stabilité de la mousse.

Effets sur les conditions de réaction : Les chlorures peuvent également affecter les conditions de réaction entre la MEA et le CO₂. Ils peuvent modifier la cinétique de la réaction ou l'équilibre de la réaction, ce qui peut avoir un impact sur la formation de mousse.

III.7 Conclusion générale

Le but de notre recherche est d'analyser et de trouver les sources du problème de mousse dans la section 200 de décarbonatation du train complexe GL2Z. Les analyses et tests réalisés en laboratoire ont permis de conclure que :

- Défaillance de l'évaporateur et de la pompe anti-mousse et contamination de la solution MEA dans le puits contribuent à la formation de phénomènes de mousse au niveau d'absorbeur.
- Le volume de mousse est considéré comme un volume mort, ce qui entraîne une diminution des performances du processus d'élimination du dioxyde de carbone
- La mauvaise solution de MEA utilisée en chirurgie est mal préparée car la concentration est inférieure à la requis. Standard de 15%.
- L'excès de température abaisse la tension superficielle de la solution MEA et favorise le moussage de la solution d'amine à partir d'une température de 45°C.
- L'excès d'agent antimousse (SAG10) fait mousser la solution. Solution MEA au-dessus de la concentration optimale de 60 ppm. Il est recommandé de fonctionner à 70 ppm. La présence d'hydrocarbures lourds sous forme liquide dans le gaz naturel provoque du moussage.

De plus, nous vous recommandons d'améliorer l'efficacité de l'unité :

- Faites fonctionner l'évaporateur en continu.
- Utilisez une pompe antimousse pour garantir une bonne dilution de la solution antimousse et éviter une pulvérisation excessive.
- Évitez l'irrigation à l'eau de mer à proximité des puits MEA.
- Évitez de nettoyer le système MEA avec de l'eau de mer, surtout à proximité des pompes.

Références

- [1] Jou F. Y, Mather A. E., Vapor Liquid Equilibrium of CO₂ in aqueous mixtures of MEA and MDEA., *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 1994, 33, 8, 2002-2005.
- [2] A. Khohl, R. Nielson, Gas Purification, *Gulf Publishing Co.*, 5th edition, 1985.
- [3] Bihong Lv, Bingsong Guo, Zuoming Zhou, and Guohua Jing, Mechanisms of CO₂ Capture into Monoethanolamine Solution with Different CO₂ Loading during the Absorption/Desorption Processes; *Journal Environmental science & Technology*, (2015) DOI: 10.1021/acs.est.5b02356.
- [4] Manuel opératoire de procédé « section traitement », volume I ,1981.
- [5] The down chemical, «company, the alkanolamines» HAND-BOOK
- [6] Manuel d'information et de sensibilisation. Service prévention Complexe GL2/Z. *Thèse Avril 2008*
- [7] Document soft formation ingénieur, bloc 11 module 02,1992
- [8] 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*. Soutenue 2021-2022
- [9] Mekki, Z. and Benharras, H. corrosion Evaluation in MEM section of process trains. *Thèse d'ingénieur*, soutenue le Mars 1999. Algerian petroleum institut.
- [10] Anderson, R. And M., Curt. Degradation Pathways for Monoethanolamine in a CO₂.

Annexes

Annexe.1 : Régénérateur 132 E

Longueur	21040 mm
Diamètre	1372 mm
Matériau	SA 205-C
Nombre de plateaux	25
Pression de la colonne (tête)	0.4 Bar
Pression de la colonne (fond)	1.4 Bar
Pression différentielle de la colonne	0.5 Bar
Pression nominale	2 Bar
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 re bouillage	9792 kg/h

Annexes .2 : Echangeurs 133 C1, C2, C3, C4

Coté calandre	MEA pauvre à 20%
Matériau	Acier carbone
Débit entrée	67624 kg/h
Température d'entrée	122°C
Température de sortie	59.8°C
Chaleur échangée	4331.560 Kcal/h
Cote tubes	MEA riche à 20%
Matériau	Acier Inox, Chrome, Nickel
Débit entrée	69 584 kg/h
Température d'entrée	39.8°C
Température sortie	101.7°C
Nombre de passes	1

Annexes .3 : Filtre à charbon 132 F

Longueur	3886 mm
Diamètre	1067 m
Type de charbon	Activité (sans chlorure ni cuivre)
Granulométrie	8x30 mailles (granulés)
Volume du lit de charbon	2.40 m*3
Dimension du lit	0.91 m x 3.65 m
Débit de solution MEA pauvre	3.2 m*3/h
Perte de charge normale à travers le lit	0.34 Bar
Pression de fonctionnement maximum	46.2 Bars

Annexes .4 : Vaporiseur 136 C

Fluide (Calandre)	MEA pauvre 20%
Température d'entrée	118°C
Température de sortie	148°C
Débit total	1995 kg/h
Fluide (tubes)	Vapeur 12.75 Bars
Température d'entrée	194 °C
Température de sortie	Condensat
Débit total	20 98Kcal/h
Chaleur échangée	982800 Kcal/h