

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABBES LAGHROUR
KHENCHELA

FACULTE DES SCIENCES & DE LA
TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE
INDUSTRIEL



جامعة عباس لغرور خنشلة

كلية العلوم و التكنولوجيا

قسم: الهندسة الصناعية

No. Réf. :/...../2020

Projet de fin d'études

Pour obtenir le diplôme de MASTER (LMD)

Spécialité : Génie Des Procédés

Thème

*Etude d'élimination de CO₂ par la
solution MEA au niveau du complexe
GL1/Z section de décarbonatation
Du gaz naturel*

Réalisé par :

Dirigé par : Dr. A. MECHRI NASSIRA

- HAMMADI ALAEDDINE
- DAOUD MOKHTAR

MEMBRE DE JURY

Président	R. KIHAL	MCB	Univ .Abbes Laghrour khenchela
Encadreur	N.MECHRI	MCB	Univ .Abbes Laghrour khenchela
examineur	A.MEKHLOUFI	MCB	Univ .Abbes Laghrour khenchela

Année universitaire : 2019-2020

Remerciements

Le premier digne de remerciements est certes notre Seigneur, exalté soit-il, puis, à nos chers parents de nous avoir soutenus dès notre naissance. Vous représentez tout pour nous et notre amour à votre égard est sans fin.

Nous sommes ravis de présenter notre gratitude envers tous ceux qui nous ont conseillés, fait des recommandations, orientés ou contribué en la préparation de cette recherche à travers la recommandation de différents documents et sources sollicités le long de notre travail.

Un très grand et honorable merci à notre professeur encadrante, le Docteur (MECHRI NASSIRA), égard eu aux soutiens, orientations, présence, correction ainsi qu'au choix du titre et du thème étayés par son côté magnanime.

Nos remerciements les plus chaleureux s'adressent à l'administration de notre chère Faculté des sciences et technologies de l'université (Abbes Laghrour).

Tous nos égards à tous les membres du très respectueux jury, ici présents, pour leur sens de responsabilité sans oublier le soutien fourni par notre respectueux ami professeur (Yazid ZOUGAGHI).

Nous remercions par la présente le staff technique du complexe GL1/Z d'avoir admis notre demande de stage même si ce dernier n'a pas eu lieu par cause de l'actuelle pandémie (covid-19).

Notre grande gratitude et meilleures expressions de respect présentés au professeur de spécialité (Kihal rafiaa), à (Belatrache laadjel Abdelkrim) (employé du complexe), à (Abdelkader Bezouaouia) (employé du complexe) ainsi qu'à (Fliti Abdelhafidh) pour l'ensemble d'informations et recommandations fournies.

Tous nos remerciements aux professeurs de la spécialité génie des procédés ainsi qu'à tous les étudiants de cette dernière.

Dédicace

Dieu tout puissant merci d'être toujours au près de moi

Je dédie ce mémoire aux plus chers à mon cœur :

Mes chers parents; nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments, mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.

*La meilleure de toutes les mères « **Maman** » qui m'a aidé durant toutes mes années d'études par son amour infini et sa bienveillance jour et nuit.*

*Mon héros personnel et mon bon exemple « **Papa** » par son soutien et ses encouragements dès mes premiers pas d'études jusqu'à ce jours.*

*Mes chers frères: **Rafik; Aziz; Riad** Et Mes chers sœurs **Et toute la famille HAMMADI***

Mes chers cousins et toutes les tantes

*A la mémoire de ma grande mère : **kahla***

*A Ma grande mère : **Mannana***

A mes amis, chacun à son nom ;

Que Dieu nous garde si tendres et aimant les uns envers les autres

Alaeddine

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A dieu le tout puissant qui ma éclairé le bon chemin.

A mon très cher père qui n'a jamais cessé de m'apporter tout dont j'ai besoin pour réaliser ce travail et dans tout mon parcours éducatif, ainsi de sa tendresse et sa compréhension.

A ma chère mère qui a toujours peiné qui me créer les conditions nécessaires pour bien réussir

Dans mes études.

A mes frères et Mes sœurs

A toute ma famille sans exception ;

A mon ami intime : Belatrache LADJAL Abdelkrim

A mes amis, chacun à son nom ;

A tout(e) s mes ami(e) s de la promotion GP

Mokhtar

Sommaire

Remerciements.	I
Dédicaces.	II
Liste des tableaux.	IV
Liste des figures.	V
Abréviation.	VI
Résumé.	VIII
Introduction générale.	01
Problématique.	03
CHAPITRE I : Présentation du complexe GL1/Z	05
I.1.Introduction	06
I.2.Généralités sur le complexe GL1/Z	07
I.2.1.Historique	07
I.3. Présentation du complexe GL1/Z	08
I.4. Carte d'identité du complexe GL1Z	09
I.5.But du complexe GNL1/Z	10
I.6. Mission de l'usine	10
I.7. Localisation et configuration du complexe (Situation géographique du complexe)	10
I.8. Organisation du complexe	11
I.9. Généralités sur le gaz naturel	13
I.9.1. Description de gaz naturel	13
I.9.2. Définition du gaz naturel	14
I.9.3.Propriétés physico-chimique du gaz naturel	14
I.9.4.Composition du gaz naturel	15
I.9.5. Types de gaz naturel	16
I.10. Le gaz naturel en Algérie	16
I.12.zones du complexe GL1/Z	18
I.12.1. Zone d'utilités	19
I.12.2. Zone de process	22
I.12.3. Zone de stockage et d'expédition	32
I.7. Conclusion	35
Chapitre II: procédé de Décarbonation du gaz naturel	36
II.1. Introduction	37
II.2. Rappel théorique sur l'absorption	37
II.2.1. But du procédé d'absorption	38
II.3. Généralités sur l'absorption chimique	39
II.3.1. Principes de l'absorption chimique	39
II.4. Les absorbeurs	40
II.7. Les Alcanolamines	43
II.8. Mécanismes réactionnels	45
II.9. Description générale de la section de décarbonatation	46
II.9.1. Rôle de la section de décarbonatation	49

Sommaire

II.10. Généralités sur le dioxyde de carbone(CO₂)	49
II.11. Différents équipements de la section de décarbonatation	51
II.12. caractéristiques de l'absorbeur et régénérateur	51
II.12.1. Absorbeur de MEA	51
II.12.2. Régénérateur de MEA	51
II.14. Présentation du circuit de décarbonatation	54
II.14.1. Processus d'absorption du CO₂ par la MEA	54
II.14.2. Processus de régénération de la solution de MEA	55
II.15. Epuration de la solution MEA	57
II.16. Stockage de la solution MEA	58
II.17. Différents types de solvants	59
II.18. Choix du solvant	60
II.19. Critères de sélection d'un solvant chimique	60
II.20. Propriétés du MEA	61
II.20.1. Propriétés chimiques	61
II.20.2. Propriétés physiques	62
II.21. Utilisation de la solution MEA	63
II.22. Conclusion	64
Chapitre III: Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation	65
III.1. Introduction	66
III.2. Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation	66
III.2.1. Dégradation de la surface externe des tubes de l'échangeur de chaleur E.504	66
III.2.2. Encrassement de la boîte de distribution de l'eau de mer	68
III.2.3. Encrassement de la paroi interne des tubes	69
III.2.4. Les Conséquences de ces problèmes	69
III.2.5. Problème de dégradation de la MEA	70
III.2.6. Problème de contamination de la MEA	73
III.2.7. Problème de corrosion	74
III.2.7.3. principales causes de la corrosion	75
III.2.7.4. Méthodes de lutte contre la corrosion	76
III.2.8. Problème de moussage	77
III.2.8.1. Définition	77
III.2.9. Facteurs favorisant le moussage	77
III.2.10. Précaution à prendre contre le moussage	79
III.4. Recommandations pour réduire le moussage	84
III.5. Conclusion	85
Conclusion générale	86
Références bibliographiques	89
Annexes	93

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I : Présentation du complexe GL1/Z	05
Tableau I.01: Les propriétés physiques du gaz naturel	14
Tableau I.02: Composition du gaz naturel	15
Tableau I.03: Les caractéristiques générales de la section de fractionnement	28
Tableau I.04 : Composition molaire du MCR	30
Tableau I.05 : Composition du produit GNL	31
Tableau I.06: Conditions de stockage du GNL	32
Chapitre II: Procédé de décarbonation du gaz naturel	36
Tableau II.01: Les caractéristiques de la MEA Pure	47
Tableau II.02: Propriétés physiques de MEA	62
Chapitre III: Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation	65
Tableau III.01: Une Indication sur la tendance à mousser des solutions de MEA	83

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I : Présentation du complexe GL1/Z	05
Figure I.01:Photo Représente le complexe GL1/Z	08
Figure I.02:Plan d'implantation du complexe GL1/Z	09
Figure I.03:Schéma Représente la situation géographique du complexe GL1/Z	10
Figure I.04: schéma représente l'organisation du complexe GL1 /Z	12
Figure I.05: approvisionnement en énergie primaire totale par carburant	13
Figure I.06:Répartition des réserves gazières en Algérie	17
Figure I.07:Demande en gaz en Algérie pour la période 2006-2015 en millions de m3	18
Figure I.08: Schéma Représente les zones du complexe GL1/Z	19
Figure I.09: photo représente le Compresseur d'air	21
Figure I.10:photo représente la colonne d'absorption F-502	23
Figure I.11:photo représente la colonne de régénération F-501	24
Figure I.12: Schéma Représente la Section de déshydratation	25
Figure I.13:Schéma représente les étapes de liquéfaction de gaz naturel	31
Figure I.14: Schéma de principe de process	34
Chapitre II: Procédé de décarbonation du gaz naturel	36
Figure II.01: Schéma de principe simplifié d'un procédé d'absorption de gaz acide par dissolution d'Alcanolamines	38
Figure II.02: Structure des amines utilisées dans les procédés d'absorption des gaz acides	44
FigureII.03: Procédé de décarbonation du gaz naturel	48
FigureII.04: Représentation 3D du Dioxyde de Carbone.	49
Figure II.05: position de la colonne d'absorption et de la régénération	52
Figure.II.06 : Schéma explicative de l'absorbeur	55
Figure.II.07 : Position de régénérateur F-501	57
Figure.II.08 : photo de Puisard G-504	59
Chapitre III: Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonation	65
Figure III.01 : Position de l'échangeur de chaleur E.504 dans la section de décarbonation	67
Figure III.02 : Effet de la MEA sur la surface des tubes	68
Figure III.03: Les tartes formées sur la boîte de distribution	68
Figure III.04: Bouchage des tubes de l'échangeur de chaleur E.504	73
Figure III.05: Bouchage les déversoirs et les clapets de la colonne d'absorption	78
Figure III.06 : Appareille de mesure de moussage	81
Figure III.07: Filtre à cartouche pour la MEA pauvre	84

Abréviation

GL1/Z: Gaz Liquéfier 1 d'Arzew

GL2/Z: Gaz Liquéfier 2 d'Arzew

GL3/Z: Gaz Liquéfier 3 d'Arzew

GNL: Gaz naturel liquéfié

GNT: Gaz naturel traité

GPL: Gaz pétrolier liquéfié

GN: Gaz naturel

CO₂: dioxyde de carbone

MEA: MonoEthanolAmine

DEA: Diethanolamine

DGA: DiGlycolAmine

DIPA: diisopropanolamine

MDEA: MéthylDiethanolAmine

TEA: triéthanolamine

EDM : Eau de mer

PCS: pouvoir calorifique supérieur

APCI: L'ionisation chimique à pression atmosphérique

MCR: Multiple Composant Réfrigérant

CS: Sulfure de carbone

CS₂: disulfure de carbone

COS: Sulfure de carbonyle

Q: Chaleur

ppm: parties par million en volume

HP: Haute pression

Hg: mercure

C₁ : Méthane

C₂ : Ethane

Abréviation

C₃: Propane

C₆₊ : les essences

EIA: Energy Information Administration (L'Agence d'information sur l'énergie)

SHELL: Entreprise (Royal Dutch Petroleum)

L'O.P.E.P: L'Organisation des pays exportateurs de pétrole

TG: Turbo générateurs

F-502: La colonne d'absorption, appelée absorbeur

F-501: La colonne de régénération

G-507: Ballon de détente de MEA

E-505: Epurateur de MEA

E-504: Refroidisseur de MEA

E-503A et B: Echangeurs en série de solution de MEA

P-501: Filtre à charbon actif

P-502: Filtre à cartouche

E-501: Condenseur de tête

E-502: Rebouilleur de MEA

G-502: Ballon de gaz acide

J-510/511: Pompe de lavage

J-503: Turbo pompe MEA

J-504: Moto Pompe MEA

J-504: Pompe de retour

G-504: Puisard

J-505: Pompe du puisard

R-502: Bac d'anti mousse

R-503: Inhibiteur de corrosion

Résumé:

La décarbonation est l'une des étapes essentielles de traitement de gaz naturel avant son liquéfaction. Il y a beaucoup de problèmes qui réduisent l'efficacité, et arrêtent la production. Comme problème de moussage, la Corrosion, la dégradation et la contamination de la MEA, l'apparition de mousse est le phénomène le plus répondu dans la colonne d'absorption de CO₂. A travers de ce travail, on tente d'éclaircir les causes de cette mousse et d'en trouver solution. Les études scientifiques 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 : GL1/Z, gaz naturel, liquéfaction, décarbonation, absorption, moussage, MEA.

ملخص:

إزالة الكربون إحدى الخطوات الأساسية لمعالجة الغاز الطبيعي قبل تمييعه. هناك العديد من المشاكل التي تقلل من الكفاءة وتوقف الإنتاج. كمشكلة الرغوة، التآكل، تلوث وتدهور أحادي إيثانول الأمين MEA. ظهور الرغوة هو الظاهرة الأكثر إجابة في عمود إمتصاص ثاني أكسيد الكربون. نحاول من خلال هذا العمل توضيح أسباب هذه المشكلة وإيجاد حل لها. تظهر الدراسات العلمية أنه يجب تحضير محلول أحادي إيثانول الأمين بنسبة 15 ٪ وأن تفاعل أحادي إيثانول الأمين مع الغاز يكون جيداً عند 38 درجة مئوية. وجود الهيدروكربونات الثقيلة على شكل قطرات يسبب في زيادة الرغوة. الاستعمال المفرط لمضاد الرغوة SAG10 يؤدي أيضاً إلى رغوة محلول أحادي إيثانول الأمين.

الكلمات المفتاحية: GL1/Z، الغاز الطبيعي، التمييع، إزالة الكربون، إمتصاص، الرغوة، أحادي إيثانول الأمين.

Abstract:

Décarbonation is one of the essential steps of natural gas treatment before its liquefaction. There are many problems which reduce the efficiency, and stop the production. As the problem of foaming, Corrosion, degradation and contamination of MEA, The appearance of foam is the most responded phenomenon in the CO₂ absorption column. Through this work, we try to clarify the causes of this foam and find a solution. Scientific studies show that the MEA solution must be well prepared at 15% and the reaction between MEA solution and 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: GL1/Z, natural gas, liquefaction, décarbonation, absorption, foaming, MEA.



*Introduction
générale*

INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'Algérie occupe la 9ème place au classement de la production du gaz dans le monde et la 1ière en Afrique. Le gisement le plus important en Algérie est celui de HASSI R'MEL situé au sud du pays, d'autre coté, les plus grandes unités de liquéfaction sont au niveau du Nord de l'Algérie tel que Arzew et Skikda. [1]

Le gaz naturel est considéré comme la troisième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole, et aujourd'hui que le gaz naturel est une principale source alternative en énergie avec moins d'impact environnemental. [1]

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). [1]

La liquéfaction du gaz naturel est un impératif lié au transport du gaz naturel. Cette liquéfaction ne peut s'effectuer qu'à la suite d'un certain nombre de traitements préliminaires destiné à purifier le gaz naturel de composants qui peuvent être source de graves problèmes dans le train de liquéfaction, tels que le dioxyde de carbone, l'eau, le mercure.

L'unité de décarbonatation est l'une des unités de traitements du gaz naturel conçue pour l'élimination d'une grande partie du gaz carbonique «CO₂» contenu dans le gaz d'alimentation, le passage des températures ambiantes aux températures cryogéniques (-162°C) pour sa liquéfaction impose la nécessité d'éliminer ce gaz carbonique de la composition initiale afin d'éviter la formation de glace carbonique dans l'extrémité froide des sections cryogéniques de l'installation. Pour cela, une solution chimique appelé Monoéthanolamine (MEA) à 15% en poids est utilisée comme solvant dans une colonne d'absorption. Le problème le plus rencontré dans cette section est le problème de moussage dans la colonne d'absorption. Ce moussage limite la capacité de la section et entraîne des pertes de solution, lors de l'apparition de ce problème il faut réduire le phénomène de façon temporaire avec l'injection de l'anti mousse, et ensuite traiter la cause qui engendre le problème

Aussi, Parmi les traitements nécessaires que subit le gaz naturel avant qu'il entre dans la chaîne cryogénique, on distingue la déshydratation, la démercurisation et l'élimination des hydrocarbures lourds.

Dans ce contexte, le but de ce travail est de localiser les problèmes rencontrés à travers la section de décarbonatation de l'ensemble des trains de production du complexe GL1/Z.

Ce travail est présenté, Outre l'introduction générale et problématique, sous forme de trois parties

- ✚ Chapitre 01: Présentation du complexe GL1/Z et généralités sur le gaz naturel.
- ✚ Chapitre 02 : procédé de décarbonatation du gaz naturel.
- ✚ Chapitre 03 : Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation.

Une conclusion générale de ce travail achèvera ce mémoire.

PROBLEMATIQUE

Le complexe GL1/Z connaît parfois des phases à marche réduite de production de 70%(minimum technique) par train, pour réduire la teneur en CO₂, suite à des problèmes rencontrés dans les sections des unités de traitement et de liquéfaction du gaz naturel tel que la formation de givre au niveau des sections cryogéniques (extrémité froide des échangeurs principaux, filtres des pompes GNL).


La section décarbonatation durant ces dernières années a rencontré plusieurs problèmes, on cite permis eux :

- Dégradation de la surface externe des tubes de l'échangeur de chaleur E.504.
- Encrassement de la boîte de distribution de l'eau de mer.
- Encrassement de la paroi interne des tubes.
- La dégradation de la solution MEA.
- La contamination de la solution MEA.
- La corrosion au niveau du circuit MEA.
- Problème de moussage (Le problème le plus rencontré dans cette section est le problème de moussage dans la colonne d'absorption).

La décarbonatation et la déshydratation deux traitements nécessaires que subit le gaz Naturel avant qu'il entre dans la chaîne cryogénique et cela pour éviter le bouchage dans les conduites et les tubes des échangeurs principaux des unités de liquéfaction.

Introduction générale et problématique

Dans cette mémoire, nous nous sommes concentrés sur le problème de moussage car il est considéré comme la principale cause d'arrêt du complexe et gêne l'unité d'élimination de dioxyde de carbone (section de décarbonatation) en premier lieu.



Chapitre I
Présentation du complexe
 GL_1/\mathbb{Z}

I.1.Introduction

L'Algérie est située comme étant un pays très important dans l'exportation des hydrocarbures, dont le gaz naturel liquéfié représente la plus grande partie, elle joue un rôle actif dans le développement du commerce international du gaz.

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 mondiale avec un taux de 4% prouver au temps actuel. [1]

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. [1]

Le premier contrat, signé avec la société américaine El Paso en 1969, portant sur une quantité de 10 milliards de m³ de GNL par an pendant 25 ans, avait amené la Sonatrach à entreprendre à Béthioua la construction d'une importante usine de liquéfaction de gaz naturel, à savoir le complexe GL1/Z. Celui-ci a été finalement réalisé sur une superficie de 72 hectares, par la société américaine Chemico. [2]

La première pierre a été posée le 16 juin 1973 par le défunt président Houari Boumediene. Suite à la résiliation du contrat avec la dite société, Sonatrach avait alors fait appel à une autre entreprise d'engineering, Bechtel, pour poursuivre les travaux de construction le 18 février 1976.[2]

La première production de cette usine a débuté au mois de février 1978.

I.2.Généralités sur le complexe GL1/Z**I.2.1.Historique[2]**

La mission dévolue à l'entreprise Sonatrach, lors de la création le 31 décembre 1963, est le transport et la commercialisation des hydrocarbures algériens compte tenu des immenses disponibilités que recèle le sous-sol algérien en gaz naturel.

Cette mission s'élargit à la mise en œuvre de toutes les formes possibles que pouvait prendre la valorisation de cette richesse, et c'est dans le cadre de cette politique, que le 09 octobre 1969 un contrat a été signé entre la Sonatrach et la société américaine El Paso Naturel gas Company, portant sur la livraison de dix (10) milliards de mètres cubes de gaz naturel liquéfié par année pendant une durée de 25 ans.

Pour la réalisation de ce contrat, une usine appelée Project GNL1 a été créée par décision n° A.0016 d'avril 1971 et actuellement dénommée le complexe GL1/Z.

Sa construction fut confiée par la Sonatrach à la société américaine Chemico suite à la signature du contrat les liant en date du 26 avril 1971, la date de démarrage des travaux eut lieu le 16 juin 1973.

Cette société a abandonnée le 20 novembre 1975, en plein déroulement du chantier après trente et un mois d'exécution.

La Sonatrach a confié alors, par contrat signé le 21 janvier 1976, l'achèvement de la construction du complexe à la société américaine Bechtel à partir de mai 1976, l'entrée en exploitation du complexe ayant débuté le 25 novembre 1978 ainsi que la satisfaction du contrat El Paso dès l'année 1979.

Par la suite et compte tenu de la demande internationale en matière de besoin en gaz naturel liquéfié, Sonatrach a décidé de rénover ses installations pour :

- ✓ rétablir et augmenter la capacité contractuelle installée à près de 111 % ;
- ✓ fiabiliser les installations existantes;
- ✓ moderniser la technologie.

Notons que la production du complexe de liquéfaction se situe actuellement au-dessous de la capacité initialement installée; ceci est due à plusieurs facteurs dont:

- Le vieillissement des équipements.
- La technologie datant des années 1970 et qui se trouve à présent dépassée.

La phase de rénovation est lancée par la signature du contrat entre la Sonatrach et la société américaine Bechtel en date 04 février 1991. Les travaux ont été entrepris par la même société en septembre 1993, et sont supervisés par une direction de projet attachée à la division étude et développement de la Branche Aval.

I.3. Présentation du complexe GL1/Z

Le complexe GL1/Z est l'un des complexes de la branche Aval, laquelle occupe une part très importante dans l'entreprise nationale Sonatrach. Il est situé à 40 Km à l'est d'Oran, dans la commune de Béthioua dans un site appartenant à la zone industrielle d'Arzew.

Il a démarré en 1977 et sa capacité de production est de 17.6 million de m³ /an de gaz naturel liquéfié. Le gaz naturel est acheminé de Hassi R'mel par gazoduc, à travers 5 stations de compression de 42 pouces de diamètre et sur une longueur de 500 Km, sous une pression de 45 à 46 bars et une température de 28°C jusqu'au complexe GL1/Z, où il doit subir différents traitements conduisant à sa liquéfaction.



Figure I.01: Photo Représente le complexe GL1/Z

I.4. Carte d'identité du complexe GL1Z [2]

Date du projet	: 13 juin 1973.
Procédé	: APCI (MCR).
Superficie du complexe	: 72hectares.
Capacité de production	: 55.000 m ³ / jrs.
Nombre de trains	: Six trains en parallèle.
Capacité de stockage	: 3 bacs d'une capacité unitaire de 100.000 m ³ de GNL.
Capacité de chargement	: 10000 m ³ GNL/hr.
Production gazoline (C ₅ ⁺)	: 123000 tonnes/ans.
Rénovation	: 1993-1996.
Début de la production	: Le 20 février 1978.
Capacité de traitement	: 10,5 Milliard de m ³ de GN/An.
Capacité de Production	: 17,5 Millions de m ³ de GNL/An

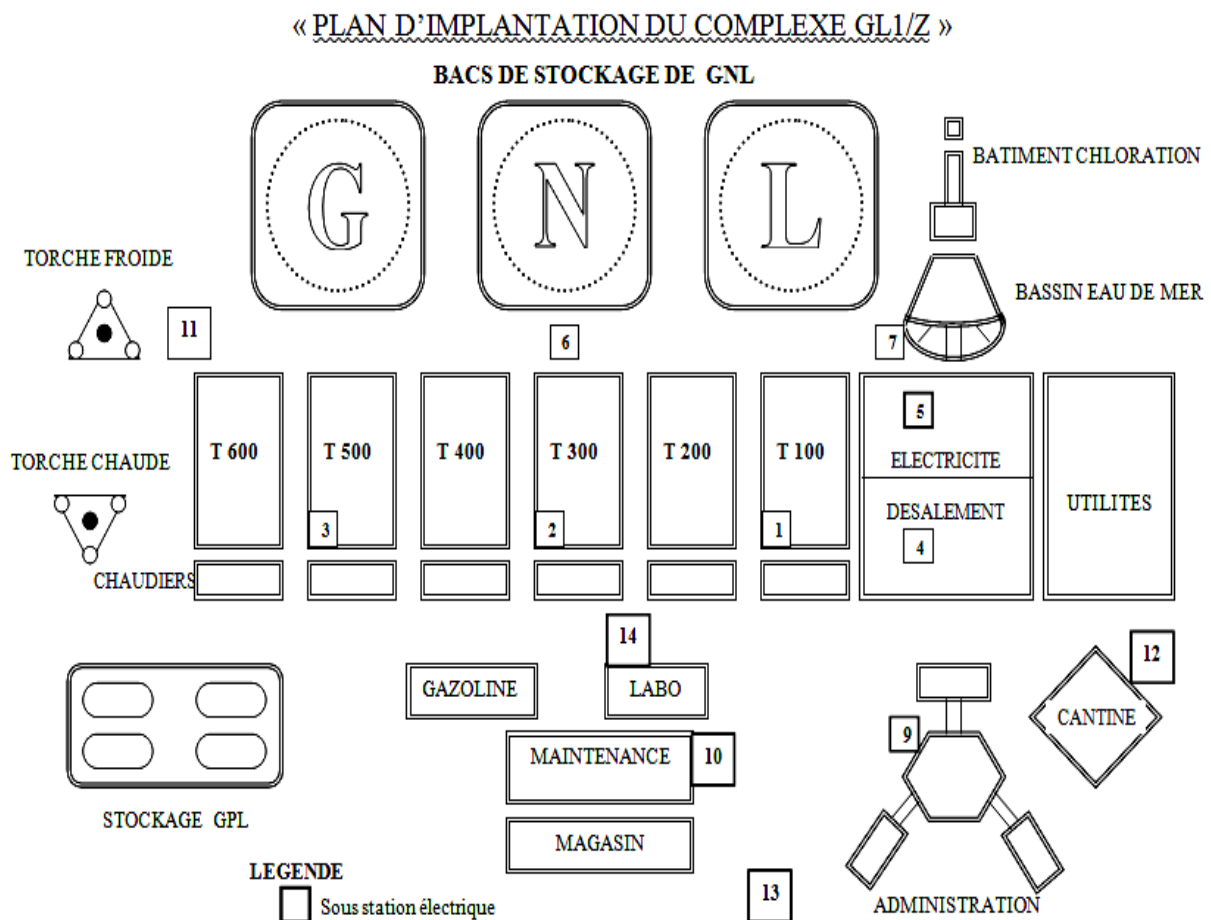


Figure I.02: Plan d'implantation du complexe GL1/Z

I.5. But du complexe GNL1/Z

Le complexe GNL1/Z a pour mission de traiter le gaz naturel transporté par gazoduc en provenance des champs gazetiers de Hassi R'mel en gaz naturel liquéfié (GNL) avec possibilité d'extraction du propane, du butane et de la gazoline, ce gaz est ensuite transporté dans les méthaniers à destination de l'étranger.

I.6. Mission de l'usine [2]

Le complexe GL1/Z a pour mission de liquéfier le gaz naturel provenant des champs gaziers de Hassi R'mel, avec possibilité d'élimination du CO₂, d'extraction du propane, du butane et de la gazoline. Le GNL (Gaz Naturel Liquéfié) est pompé et chargé dans des méthaniers spécialement conçus pour le transport cryogénique pour être expédié vers l'étranger.

I.7. Localisation et configuration du complexe (Situation géographique du complexe)[2]

Il est implanté entre le complexe GL2/Z à l'est, à l'ouest à 8Km de la ville d'ARZEW, au Sud à 2 Km de la ville de BETHIOUA et la mer au Nord, situé dans le Nord-Ouest du pays longeant la côte méditerranéenne à 40 Km de la ville d'ORAN. Le complexe s'étale sur une superficie de 72 hectares dont 56 sont occupés par les installations.



Figure I.03: Schéma Représente la situation géographique du complexe GL1/Z

I.8. Organisation du complexe[2]

Le complexe GL1/Z se divise en deux sous directions, à savoir :

➤ **Sous- direction de l'exploitation qui englobe :**

- Département production.
- Département maintenance.
- Département des approvisionnements.

➤ **Sous- direction du personnel, et qui se compose de :**

- Département des ressources humaines.
- Département des moyens généraux.
- Département du personnel.

Les départements liés avec les directions dites des structures de contrôle sont :

- Département technique. **(T)**
- Département finances. **(F)**
- Département sécurité. **(I)**
- Département travaux neufs. **(W)**

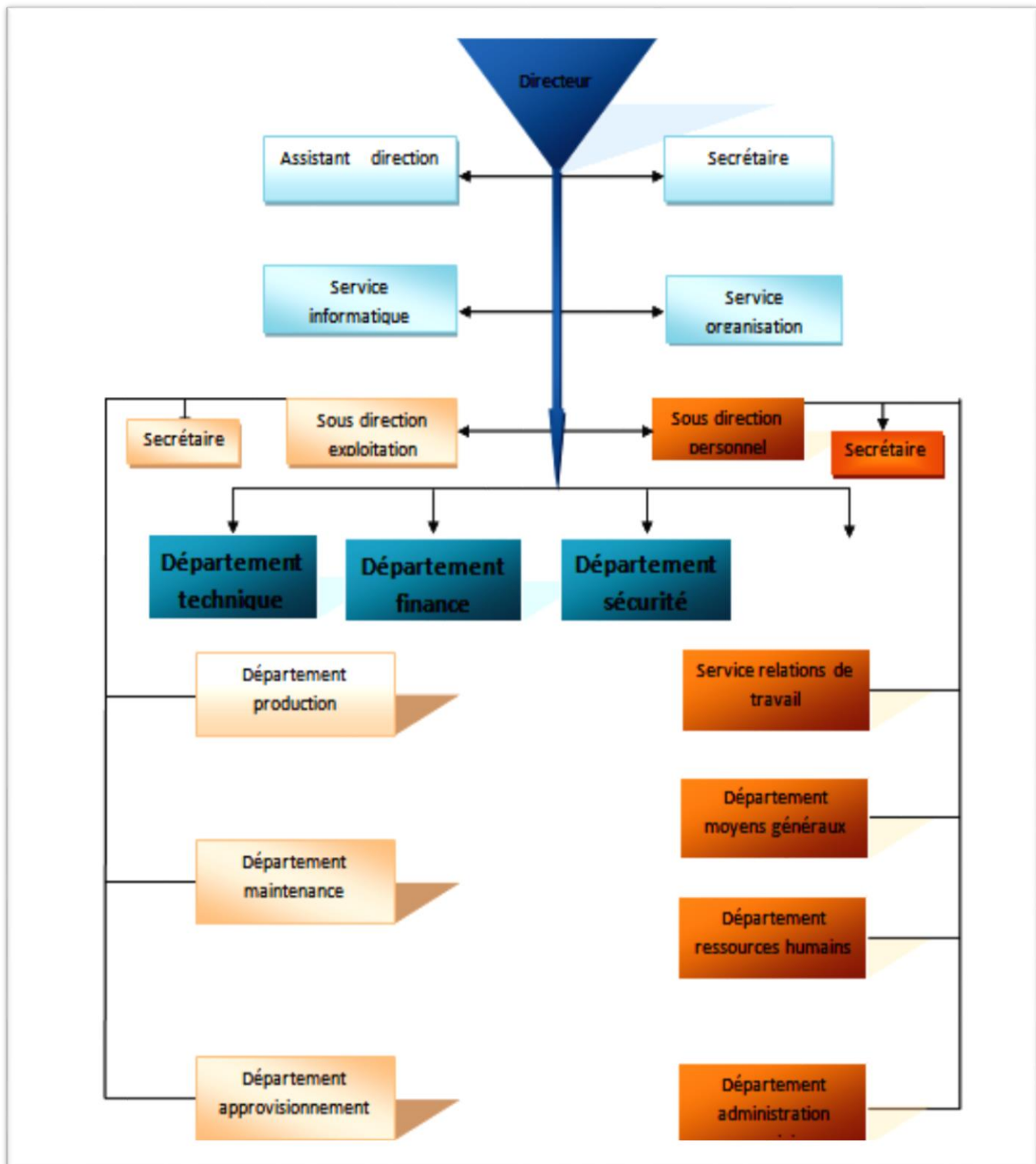


Figure I.04: Schéma représente l'organisation du complexe GL1 /Z

I.9. Généralités sur le gaz naturel

I.9.1. Description de gaz naturel [3]

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. En effet, elle représente la cinquième de la consommation énergétique mondiale. En raison de ses avantages économiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple le faible intervalle de combustion le caractérisant, en font l'une des sources d'énergies les plus fiables connue à ce jour.

Actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole. D'après l'EIA, du département américain de l'énergie, la part du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de 23% en 1999 et les perspectives de développement de la demande sont excellentes. Il est considéré comme le combustible fossile du siècle. Comme le pétrole l'était lors du siècle précédent et le charbon il y'a deux siècles.

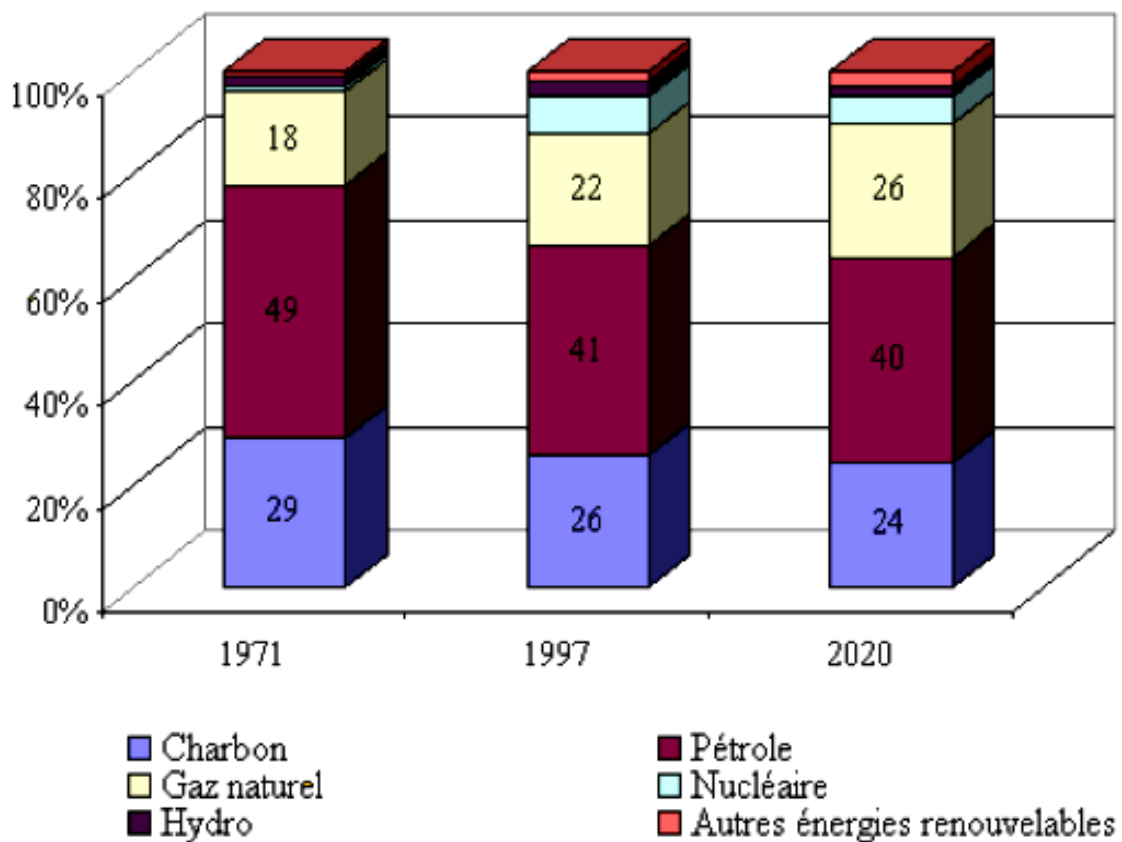


Figure I.05: approvisionnement en énergie primaire totale par carburant [3]

I.9.2. Définition du gaz naturel [1]

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane (CH₄) en grande proportion ainsi que d'autres hydrocarbures gazeux tels que l'éthane, le propane, le butane, le pentane et l'hexane en proportion décroissantes, sa composition révèle en outre suivant les cas, la présence d'hélium, d'azote, du gaz carbonique, sulfure et de 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 lourds) et résulte de la décomposition de la matière organique essentiellement sous-marine déposée au cours des époques et en forme sous les couches sédimentaires. C'est la raison pour laquelle les couches dans lesquelles se trouvent piégé le gaz naturel sont en général plus profondes.

Une certaine quantité du gaz naturel se présente toujours en association avec les gisements de pétrole, c'est le cas par exemple à Hassi Messaoud.

I.9.3. Propriétés physico-chimique du gaz naturel [3]

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures saturés, il a le comportement physique d'un gaz.

a. Propriétés physiques

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau (I.01)

Tableau I.01: les propriétés physiques du gaz naturel [3]

Etat physique	Gaz
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection d'une fuite)
Masse molaire	16,7 g/mol
Densité de vapeur à 15 °c	0,58 (plus léger que l'air=1)
Masse volumique	0,72 g/cm ³
Point de liquéfaction	109 k
Point de solidification	88k
Solubilité dans l'eau	0,00023 g /mol
% de substances volatiles par volume	100%

b. Propriétés chimiques

- Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant. Composé essentiellement de méthane, sa forme gazeuse lors de la combustion, libère une importante quantité de chaleur.
- Le gaz naturel est essentiellement utilisé pour produire de l'énergie thermique de nouvelles utilisations permettent de transformer cette énergie en énergie électrique ou en énergie mécanique.

I.9.4. Composition du gaz naturel [4]**Tableau I.02: Composition du gaz naturel [4]**

Composants	Proportions moyennes %
C₁(Méthane)	83
C₂(Ethane)	7.1
C₃ (Propane)	2.25
nC₄ (Butane)	0.6
iC₄ (Iso Butane)	0.4
nC₅ (Pentane)	0.15
iC₅ (Iso pentane)	0.12
C₆₊ (les essences)	0.18
CO₂ (Dioxyde de carbone)	0.21
N₂ (Azote)	5.8
He (Hélium)	0.19
Teneur en eau	38 ppm

I.9.5. Types de gaz naturel [5]

Selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface, on distingue quatre types de gaz :

- **Gaz sec** : ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, il est concentré en méthane et peu d'hydrocarbure plus lourds que l'éthane.
- **Gaz humide** : formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane que le gaz sec.
- **Gaz à condensat** : formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production riche en produits lourds.
- **Gaz associé** : coexistant dans le réservoir avec une phase « huile ». le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous [5].

I.10. Le gaz naturel en Algérie [6]

I.10.1. La production de gaz en Algérie

L'Algérie est un pays traditionnellement fournisseur de gaz naturel à l'Europe depuis 1964, d'abord en Angleterre, puis en France, à travers les flux de GNL. Sonatrach joue un rôle important dans l'économie algérienne. La Sonatrach est classée comme étant la **treizième** compagnie pétrolière mondiale, **deuxième** exportateur en **GNL** et **GPL**, **troisième en gaz naturel** et premier exportateur de condensat. En **1973**, presque 85 % de la production était constituée de pétrole brut. La part de pétrole brut représente actuellement à peine 25 % des exportations, le reste étant réalisé par le gaz naturel sous forme **GNL**, c'est-à-dire liquéfié, ou par gazoduc, le **GPL**, le condensat et les produits raffinés [6].

En **2003** l'Algérie a assuré une production brute de **gaz naturel de 85 Milliards**, y compris la consommation nationale ; en **2010** le volume des exportations sera de **85 Milliards de mètre cube** et comme il y a des besoins de gaz en réinjection et en consommation locale, il y aura donc une production de 117 milliards de mètres cubes et en **2020** de **172 milliards de mètres cubes** [6].

L'Algérie a exporté la majorité de son gaz, soit un volume de **53 milliards de mètres cubes** vers l'Europe en **2003**, essentiellement vers l'Espagne, **26%**, l'Italie, **45 %**, et la France **17 %**, et il y a bien sûr les autres pays tels que la Belgique, le Portugal, la Grèce, sans parler aussi de la Turquie, de la Slovénie, de la Tunisie et des États-Unis d'Amérique. Actuellement l'Algérie

exporte **62 milliards de m³/ans** de gaz naturel dont la moitié environ sous forme de GNL. A l'horizon **2010**, l'Algérie compte porter ses exportations totales de gaz à **82 milliards de m³**, et davantage encore vers **2012** avec l'entrée en service de deux importants projets de **production de GNL** d'avec une capacité de **4,5 millions chacun**. [6].

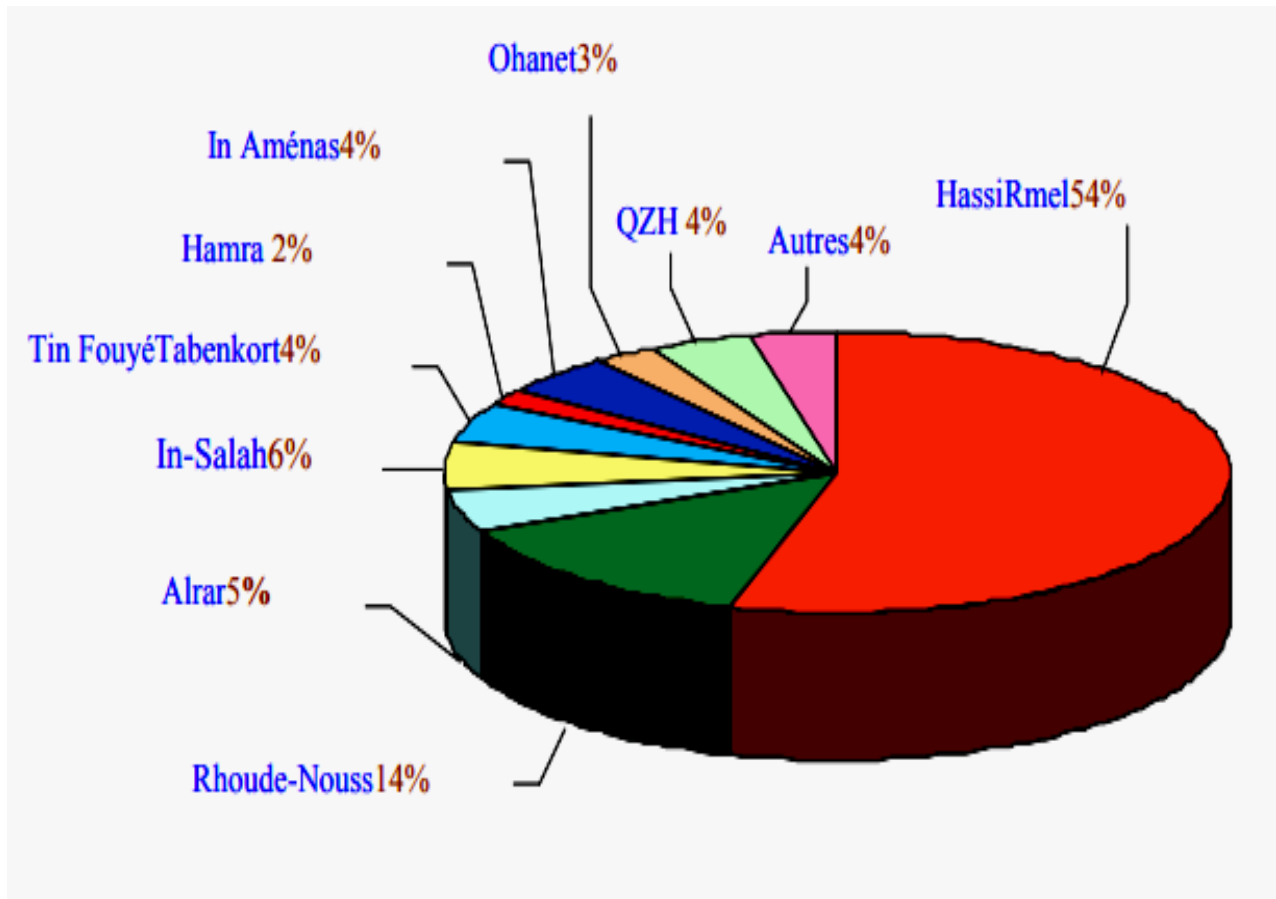


Figure I.06: Répartition des réserves gazières en Algérie [6]

I.11. Consommation de gaz en Algérie [6]

Troisième exportateur mondial de gaz, l'Algérie fera face à une hausse importante de la demande intérieure de gaz en raison de la croissance soutenue de son économie. En 2006, la consommation locale en gaz naturel est d'environ 17,43 milliards de mètres cubes répartis par type d'utilisation comme suit :

- **Distribution publique** : 4,32 milliards de m³ (hausse de 9,7% par rapport à 2006).
- **Clients industriels** : 2,62 milliards de m³ (hausse de 2,6% par rapport à 2006).
- **Centrales électriques** : 10,50 milliards de m³ (hausse de 1,9% par rapport à 2006) [6].

L'élévation de la demande prévisionnelle en GN pour la période 2006-2015 est représentée comme suit :

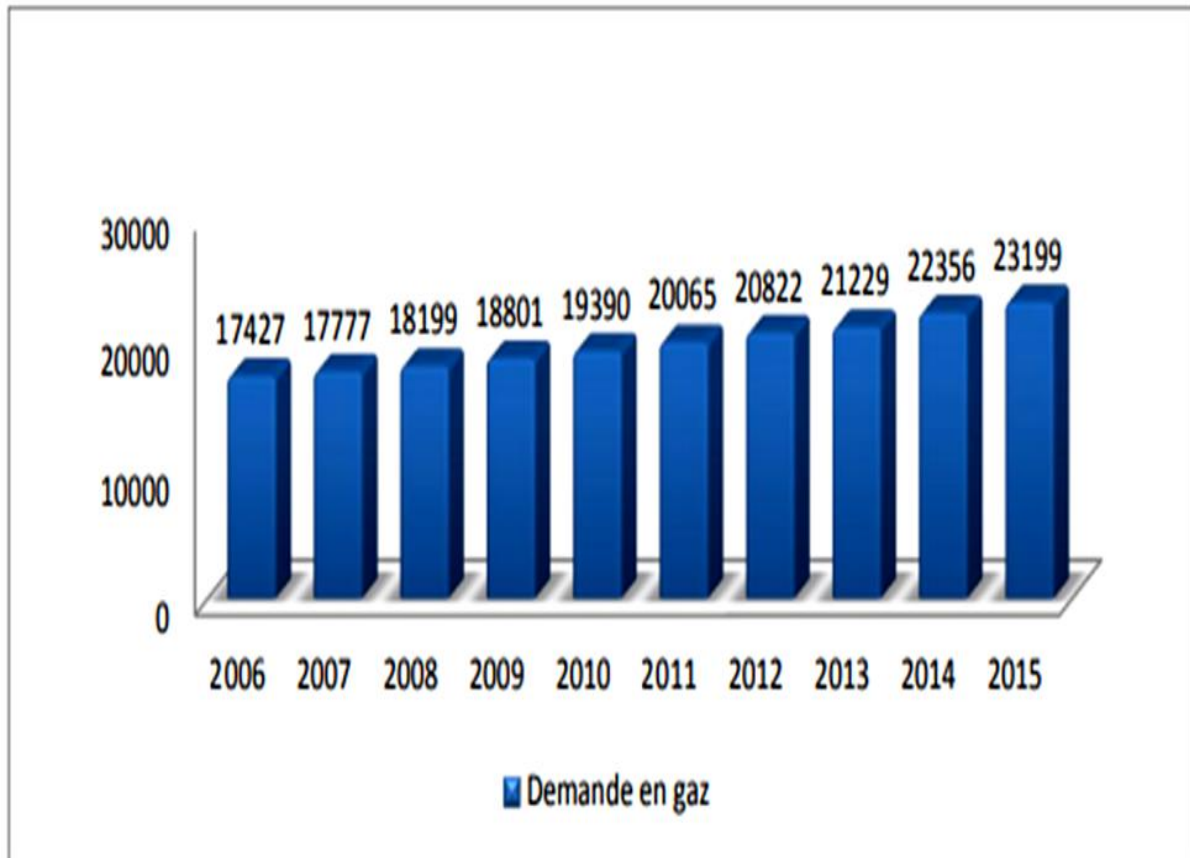


Figure I.07: Demande en gaz en Algérie pour la période 2006-2015 en millions de m³ [6]

I.12. zones du complexe GL1/Z[2]

Le complexe GL1/Z est constitué de **trois zones** :

I.12.1. Zone d'utilités

I.12.2. Zone de process

I.12.3. Zone de stockage et d'expédition

Le schéma de complexe GL1/Z est donné dans la Figure I.08 ci-dessous

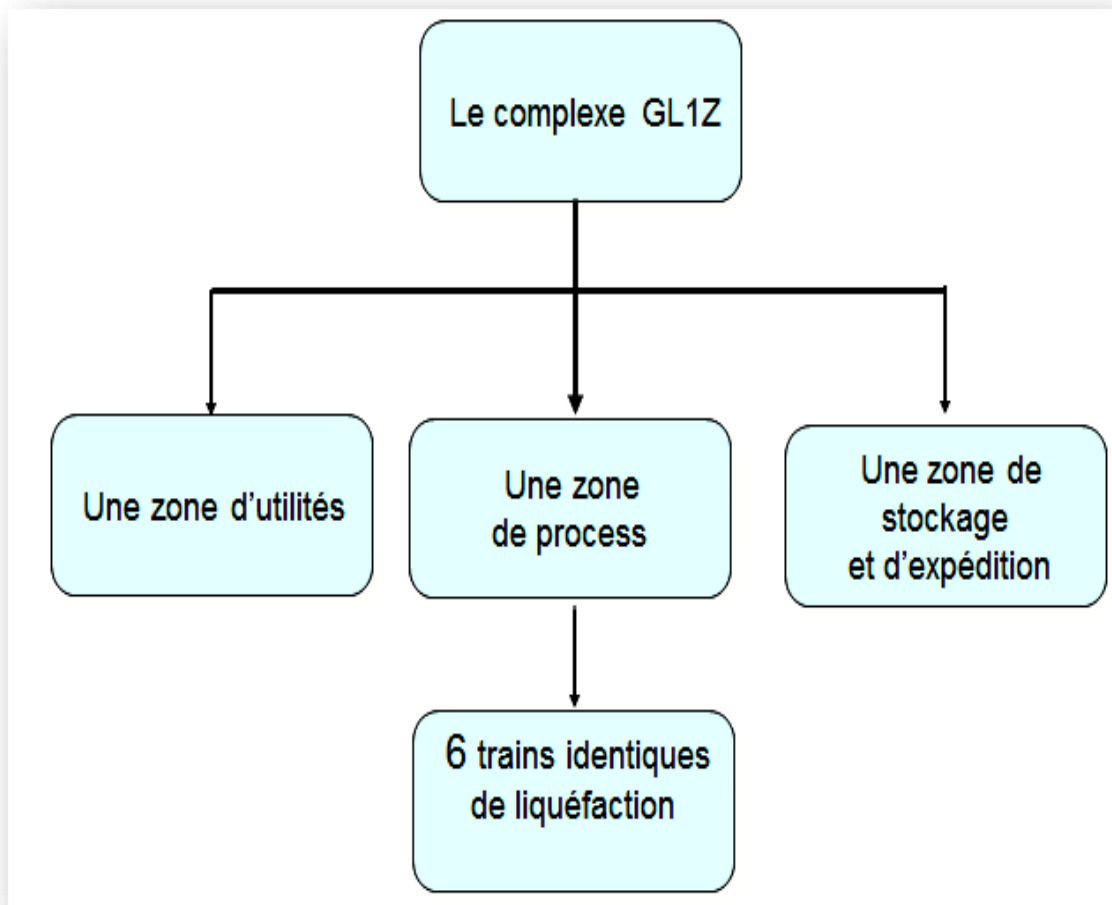


Figure I.08: Schéma Représente les zones du complexe GL1/Z [2]

I.12.1. Zone d'utilités

Cette zone assure la fourniture de toutes les utilités en ce qui concerne la production d'électricité, d'air instrument, d'eau distillée et d'azote. Au niveau de cette zone, on retrouve essentiellement les équipements suivants :

- Les chaudières.
- Les turbos générateurs
- Les compresseurs d'air
- Les sécheurs pour le traitement de l'air instrument
- Les unités de dessalements.
- Les installations servant pour la production d'azote.

➤ Production de vapeur

La production de la vapeur joue un rôle important en tant que source d'énergie pour le fonctionnement de divers équipements (3), à savoir :

- Les réchauffeurs : pour l'échangeur de chaleur.
- Les turbos pompes : pour le fonctionnement des pompes.
- Les turbos compresseurs.
- Le turbo générateur : production d'électricité.
- 06 chaudières de 400 tonnes /heure chacune à 62 bars avec une température de l'ordre de 442 degrés
- 17 chaudières capables de produire 115 tonnes de vapeur/heure à 62 bars avec une température de l'ordre de 442 degrés
- 03 chaudières de 91 tonnes/ heure chacune à 62 bars avec une température de l'ordre de 442 degrés.
- 01 chaudière basse pression capable de produire 51 tonnes de vapeur/heure à 27 bars.

➤ Production d'électricité

La production d'électricité est assurée par trois (TG) turbo générateurs de puissance de 18 Méga watts chacun. Les besoins du complexe sont de l'ordre de 36 Méga watts, en plus de la production des TG, le complexe dispos d'une source complémentaire (réseau Sonelgaz) pour une éventuelle compensation de l'énergie en cas de nécessité.

➤ Circuit eau de mer

L'eau de mer est utilisée dans le complexe comme réfrigérant dans les différentes unités du complexe particulièrement comme source froide des cycles frigorifique et comme source chaude des cycles de vapeur après son dessalement.

➤ Production d'eau dessalée

L'eau dessalée est produite à partir des unités de dessalement. Cette aire comprend six unités de dessalements en parallèle, produisant 45 m³ /h d'eau dessalée chacune. Cette eau sert à alimenter les chaudières pour la production de vapeur entre autre, elle est aussi utilisée comme fluide de refroidissement pour certains équipements mécaniques.

➤ **Electro- Chloration**

La chloration des eaux de mer a pour but d'empêcher le développement et la prolifération des substances marines vivantes telles que les moules pouvant causer des Bouchage ou une obstruction au niveau des filtres et les tubes des échangeurs de chaleur.

➤ **Production d'azote**

L'azote est utilisé dans le complexe comme fluide de sécurité pour les opérations d'inertage (rejet de l'oxygène) pouvant être présent lors du démarrage des unités d'exploitation. L'azote est produit à partir de l'air ambiant, faisant l'objet d'un traitement de séparation.

➤ **Production d'air comprimé**

Les organes d'instrumentation tels que les régulateurs et les différentes vannes sont à commandes pneumatiques, l'air instrument subit au préalable un séchage pour éviter une corrosion ou une dégradation des organes de commandes d'instrumentation.

Les besoins du complexe sont estimés à 4600 mètres cubes d'air, cet air est fournis par cinq compresseurs centrifuges avec une pression de refoulement de 10 bars stocké au niveau des ballons récepteur d'air instrument.



Figure I.09: Photo représente le Compresseur d'air

I.12.2. Zone de process

Cette zone est constituée de **six unités de liquéfaction** appelées trains, identiques, tant dans leur design que dans leur fonctionnement. En effet, vues de près, les caractéristiques et les Configurations, issues d'un même engineering industriel, explique leur autonomie de Fonctionnement pour la liquéfaction du gaz naturel. [Voir annexe A figure 01]

Chaque train de liquéfaction est composé de dix sections et d'un circuit de refroidissement à savoir :

- **Section de décarbonatation (élimination du CO₂)**
- **Section de déshydratation (élimination de H₂O)**
- **Section de démercurisation (élimination de l'Hg)**
- **Section de séparation :**
 - ✓ Pré-refroidissement.
 - ✓ Tour de lavage
- **Section de fractionnement :**
 - ✓ Section de déméthanisation. (récupération de méthane).
 - ✓ Section de déethanisation. (récupération de l'éthane).
 - ✓ Section de dépropanisation.(récupération du propane).
 - ✓ Section de débutanisation. (récupération du butane).

I.12.2.1. Section de décarbonatation

La fonction de cette section consiste en l'élimination du CO₂ contenu dans le gaz naturel, car le CO₂ porté à une basse température de l'ordre de (-70°C) se solidifie et forme des bouchons de glace causant une obstruction des canalisations de service Pour ce traitement de la décarbonatation on fait usage d'une amine appelée (MEA), cette amine à le pouvoir de capter le CO₂ existant dans le gaz naturel. [Voir annexe A figure 02]

Cette section comporte deux étapes importantes à savoir :

- L'absorption.
- La régénération.

a. L'absorption

L'absorption est un transfert de matière qui consiste à déplacer le CO₂ du gaz naturel vers la MEA, et ce dans le but de purifier ce gaz. L'opération d'absorption se fait à basse température et sous une haute pression avec les paramètres suivants (Température : 38°C et une pression : 40 Bars).



Figure I.10: Photo représente la colonne d'absorption F-502

b. La régénération

La régénération de la MEA est une opération de distillation classique de la MEA qui consiste à purifier cette amine pour être réutilisée dans la section de décarbonatation. Cette opération de régénération s'effectue sous les conditions suivantes : (Une basse pression de 0,7 bar et une haute température de 118°C).



Figure I.11: Photo représente la colonne de régénération F-501

I.12.2.2. Section de déshydratation

Après la section de décarbonatation le gaz naturel est acheminé vers une seconde section de (déshydratation). Cette section consiste à éliminer l'eau contenue dans le gaz naturel où il est refroidi jusqu'à 21 °C dans un refroidisseur E521, en utilisant le propane comme agent réfrigérant, l'eau condensée est éliminée du gaz dans le ballon séparateur G787, ensuite le gaz passe à travers deux sécheurs à tamis moléculaire (R-310 et R-311) qui absorbe l'eau jusqu'à ce que le gaz contienne moins de 1ppm d'eau. Quand l'un de ces sécheurs est en service, l'autre est en régénération.

➤ Régénération de sécheurs

En cours de production le sécheur en service, absorbe l'eau contenue dans le gaz naturel jusqu'à saturation, arrivé à cette étape le second sécheur est mis en exploitation pour assurer la

continuité du process, une fois le sécheur saturé, il est mis en régénération qui consiste à l'élimination de l'eau adsorbée par le tamis moléculaire, sous l'effet du gaz naturel porté à une température de (260°C) et sous une pression de 40 bars, mais le gaz de circulation est disposé en sens inverse du circuit de fonctionnement dans l'enceinte du sécheur.

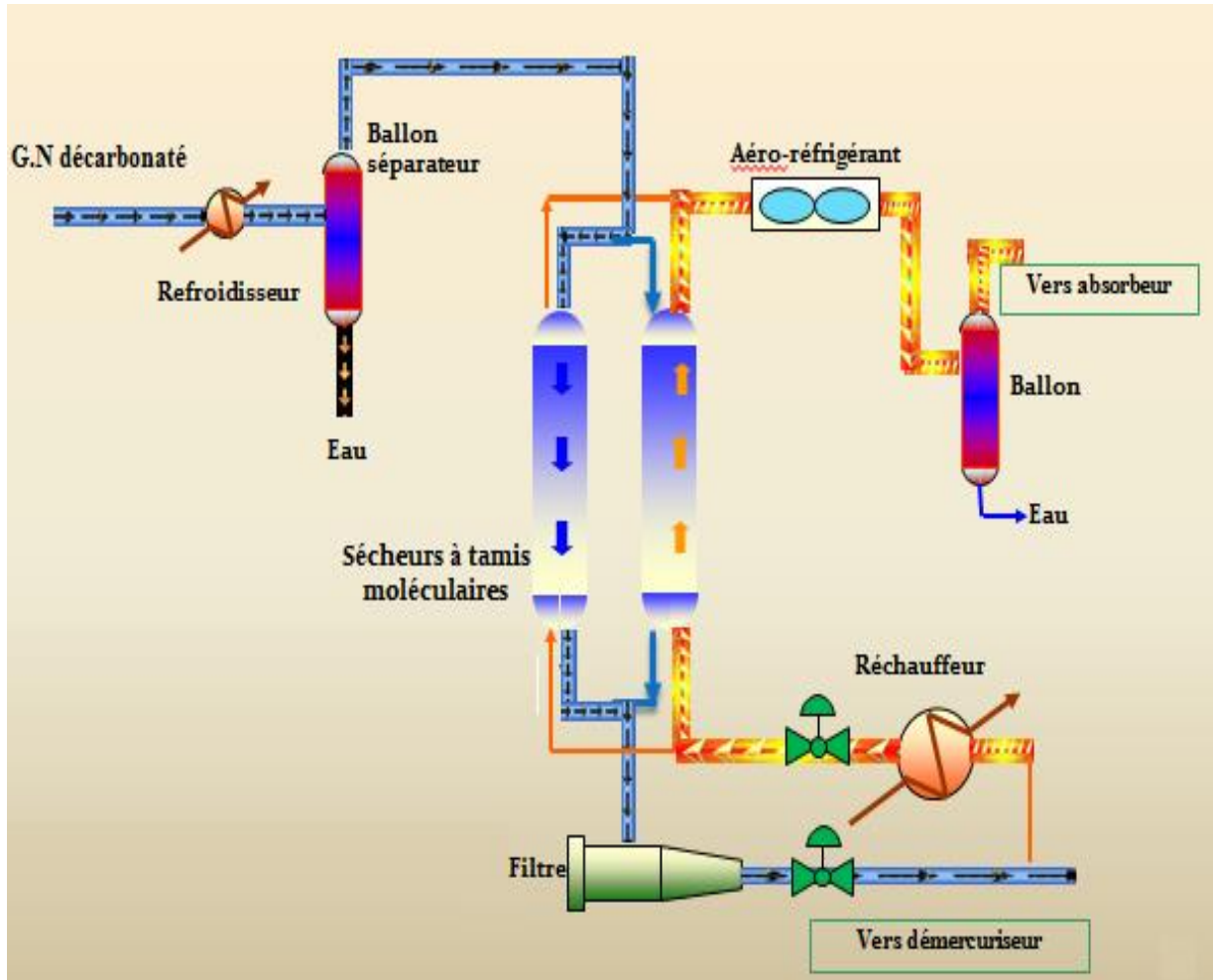


Figure I.12: Schéma Représente la Section de déshydratation

I.12.2.3. Section de démercurisation

La démercurisation est une opération importante dans le traitement de transformation du gaz naturel. L'opération consiste à piéger le mercure (Hg) contenu dans le gaz et ce pour éviter qu'il n'attaque particulièrement les équipements en Aluminium (Al) comme c'est le cas de l'échangeur principal de la section de liquéfaction. Le démercuriseur est garni d'une charge interne d'un produit à base de carbone et de soufre servant à adsorber le mercure contenu dans le gaz naturel. Le gaz sortant de cette section ne doit pas dépasser une concentration de 7 nano grammes de mercure.

.12.2.4. Section de séparation

➤ Pré refroidissement

Avant d'introduire le gaz naturel dans la section de séparation de la tour de lavage, il subit un pré -refroidissement pour que sa température soit portée à (-26°C). Dans les deux échangeurs E522 puis le E524 Ce pré refroidissement s'opère dans des échangeurs cryogéniques appelés communément Schiller. Ces équipements sont des échangeurs classiques, sauf que leur isolation thermique compte énormément car elle permet d'éviter les pertes frigorifiques. Le pré refroidissement s'effectue à l'aide du propane comprimé à partir d'un turbo compresseur.

➤ Description de la Tour de lavage

La section de séparation représente la partie essentielle avant le processus de liquéfaction du Gaz naturel. Elle permet l'obtention d'un gaz traité dont la composition est conforme aux Spécifications, avant son entrée dans l'échangeur principal.

Cette séparation est une distillation classique qui sépare le produit en deux phases bien distinctes, les produits lourds et les produits légers. Le gaz entre dans la tour de lavage au niveau du 9ème plateau où il aura une séparation entre la phase légère et la phase lourde. La phase lourde sera acheminée vers la section de fractionnement et la phase légère constituée essentiellement du méthane suivra son chemin vers la section de liquéfaction.

La séparation dans la tour de lavage a pour objectifs dans le procédé les actions suivantes :

- Récupérer le maximum de C_1 en tête de colonne
- L'extraction impérative des fractions lourdes (C_{5+}) en fond de colonne afin d'éviter leur solidification dans la section de liquéfaction et l'obturation des tubes dans l'échangeur principal.[Voir annexe A figure 03]

I.12.2.5.Section de fractionnement

➤ Déméthaniseur (F721)

La section de déméthanisation se compose d'une colonne de distillation de la section séparation, et ses équipements correspondants (le rebouilleur E-723, le condenseur de tête à MCR E722, le ballon de reflux G724, les deux pompes J725, J727). Le flux d'hydrocarbure lourd provenant du fond de la tour de lavage F-711 est dirigé sur le 9eme plateau de la colonne F721 à 17 plateaux qui fonctionne à une pression de 30 bars effectifs. Les composants légers principalement du méthane, sont séparés des hydrocarbures lourds de

l'alimentation et s'élèvent jusqu'au sommet de la colonne à contre- courant d'un débit de reflux continu s'écoulant de plateau en plateau jusqu'au fond de la colonne. Le méthane est utilisé au niveau du procédé est utilisé pour.

- Appoint vers la boucle MCR
- Appoint vers les réseaux fuel gaz
- Vers la ligne inter trains

➤ **Dééthaniseur F 731**

Le débit d'hydrocarbure lourd venant de la colonne de déméthanisation est à son tour fractionné dans la colonne de dééthanisation qui est composée de 26 plateaux afin de produire essentiellement de l'éthane comme produit de tête. L'éthane obtenu sert d'appoint réfrigérant (MCR), surtout pour le contrôle qualité (PCS du GNL) particulièrement en vue d'amélioration son pouvoir calorifique supérieur.

L'éthane est utilisé pour :

- Appoint vers la boucle MCR
- Appoint vers les réseaux fuel gaz
- Recyclage vers la tour de lavage
- Vers l'échangeur principal E-520
- Vers la ligne inter trains

➤ **Dépropaniseur F741**

La colonne de dépropanisation est alimentée par un courant continu d'hydrocarbures venant de la colonne de dééthanisation. La section de dépropanisation a pour but de produire du propane comme appoint pour le circuit de réfrigération de propane.

Le propane est utilisé pour :

- vers la boucle de propane et MCR
- Appoint vers les réseaux fuel gaz
- Recyclage vers la tour de lavage
- Vers l'échangeur principal E-520

- Vers la ligne inter trains

➤ **Débutaniseur F751**

Les fractions lourdes de la colonne de dépropanisation constituent une alimentation pour la dernière colonne de distillation de la section de fractionnement. Le produit débutanisé du fond est refroidi puis envoyé vers le stockage de gazoline dans une sphère.

Le butane est utilisé pour :

- Appoint vers les réseaux fuel gaz
- Recyclage vers la tour de lavage
- Vers l'échangeur principal E-520
- Vers la ligne inter trains

Tableau I.03: Les caractéristiques générales de la section de fractionnement [2]

Donné	Déméthaniseur	Dééthaniseur	dépropaniseur	débutaniseur
Pression (bars)	30	19.3 - 20	15	4 - 4.45
T° de fond (°C)	75	88	90	94 - 96
T° de tête (°C)	-71	(-2) - (-10)	44	45 - 50
Nombre de plateaux	17	26	31	26
Plateau d'alimentation	9	10	18	16

➤ Boucle propane

La boucle propane comprend trois étages de compression. Le propane est refoulé par le troisième étage du compresseur **K-110**, refroidi dans un échangeur à eau de mer jusqu'à **43°C**, et condensé dans un échangeur à **37°C**.

Il est enfin accumulé dans un ballon qui alimente le ballon séparateur **HP-791** et l'échangeur de propane **E-521**. Le propane liquide subit des détentes successives dans trois ballons de séparation **G-791**, **G-790** et **G-785** respectivement à haut, moyenne et à basse pression. Les vapeurs obtenues après chaque flash sont aspirées par le corps du compresseur, à la pression correspondante. Le propane moyenne pression alimente le condenseur de tête de la tour de lavage **E-523**, le premier échangeur **E-522** et le **E-525A** et **B**.

➤ Système de réfrigération mixte MCR (Multiple Composant Réfrigérant)

Le MCR est un mélange d'azote, de méthane, d'éthane et de propane. Ce mélange frigorigène circule dans une boucle fermée comprenant deux compresseurs où il sert à liquéfier le GN dans l'échangeur principal et le réfrigérant du condenseur de tête de la tour de lavage.

Le MCR à basse pression 1,9 bar et à la température de -35°C provenant du premier compresseur MCR à 12,3 bar et s'échauffant à 73°C est refroidi à 32,3°C dans un échangeur à eau de mer avant d'être comprimé à nouveau dans le deuxième compresseur MCR à 44,7 bar, d'où il est refoulé à une température de 132,1°C. Le MCR haute pression est ensuite refroidi tout d'abord à 32, 2°C dans un échangeur à eau de mer puis à -30,5°C dans les échangeurs à propane (3 niveaux) d'où, il sort à une pression de 42,8 bar. Ce refroidissement a pour effet de condenser les constituants lourds du réfrigérant mixte, essentiellement l'éthane et le propane. Les deux phases sont séparées dans le ballon séparateur MCR haute pression.

La composition du MCR est donnée dans le Tableau I.04 ci-dessous

Tableau I.04 : Composition molaire du MCR [2]

Composition	Pourcentage molaire
Azote (N ₂)	5
Méthane (C ₁)	45
Ethane (C ₂)	39
Propane (C ₃)	11
Total	100

I.12.2.6. Section de liquéfaction

Cette section représente la partie la plus importante avec le procédé américain APCI du fait qu'elle permet de réaliser l'objectif principal du complexe qui consiste à liquéfier le gaz naturel, et ce par l'usage d'un réfrigérant Multi Composés MCR(C₁=45%, C₂=39%, C₃= 11%, N₂=5%). Le gaz naturel traité (GNT) provenant de la tour de lavage est alors prêt à être liquéfié ce gaz circule vers le haut en passant dans un faisceau de serpentins tubulaires où il est refroidi à (-148°C et 25Bars) par le réfrigérant mixte MCR qui s'écoule vers le bas du côté calandre de l'échangeur. Le GNL est détendu à travers la vanne Joule Thomson (TV 612) jusqu'à (0,45Bars, -161°C) et envoyé dans le ballon de détente d'azote (G783) où la pression est de (0,3Bars).Le GNL recueilli au fond du ballon déazoteur (G-783) est envoyé aux bacs de stockage (I-901, I-902 et I903) par l'intermédiaire des pompe de GNL (J1020 / J1030), la vapeur de détente composée d'Azote et de Méthane quitte le (G783) pour être utilisée comme réfrigérant ,elle traverse l'échangeur du gaz de rejet (E530) afin de liquéfier un petit prélèvement du courant de GNT provenant de la (F711), le gaz réchauffée (de -160°C à -45°C) est envoyée dans le compresseur de gaz combustible (K130) et le courant du GNT liquéfié (-159°C) à débit réduit est détendu dans le ballon (G783).

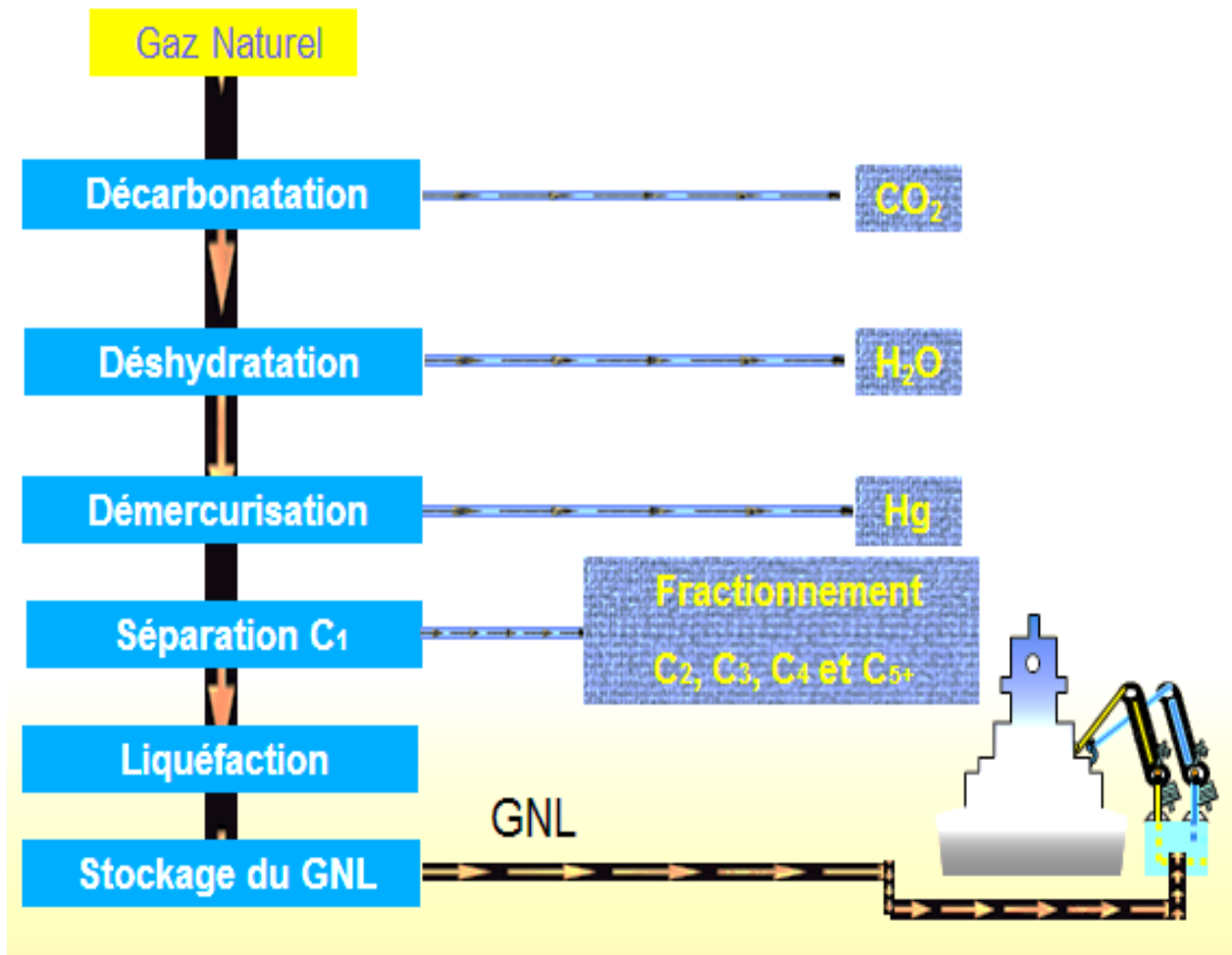


Figure I.13: Schéma représente les étapes de liquéfaction de gaz naturel

La composition du produit GNL est donnée dans le Tableau I.05 ci-dessous

Tableau I.05: Composition du produit GNL [2]

Composants		% Molaire
N_2	Azote	0,60
CH_4	Méthane	84,0
C_2H_6	Ethane	6,00
C_3H_8	Propane	2,20
iC_4H_{10}	Isobutane	0,30
nC_4H_{10}	n-Butane	0,30
C_5H_{12} (+)	Pentane (+)	0,00

Les conditions de stockage du GNL est donnée dans le Tableau I.06ci-dessous

Tableau I.06: Conditions de stockage du GNL [2]

Caractéristiques	Valeurs
Masse moléculaire (g/mole)	18,2
Pression (bar abs.)	1,03
Température (°C)	-162

I.12.3. Stockage et expédition de GNL [30][31]

Le GNL produit par les six (06) trains du procédé est pompé vers la zone de stockage constitué de **trois (03) bacs** à double paroi métallique avec une capacité de 100 000 m³ chacun sous une pression atmosphérique et une température de (-162°C).

Lors du remplissage des réservoirs, une certaine quantité de produit se vaporise par les pertes de chaleur. La vapeur du réservoir est recueillie dans un collecteur qui l'envoi au compresseur de gaz combustible de chaque train.

Le GNL peut être transféré d'un réservoir à un autre lorsqu'on ne charge pas, en utilisant la pompe de transfert.

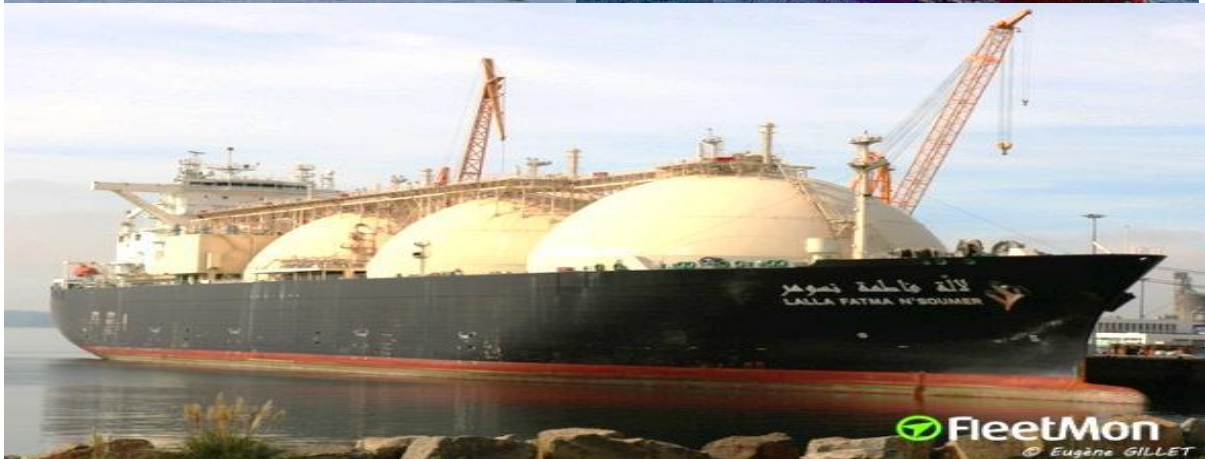
Le chargement du GNL est précédé par le refroidissement de la canalisation de la zone de chargement. La pompe de refroidissement aspire une petite quantité de GNL au réservoir de stockage et envoie ce GNL dans la canalisation chaude de la zone du chargement.

Le GNL vaporisé est repris par la soufflante des gaz résiduels et envoyé dans le collecteur de gaz du revus.

Le chargement s'effectue au moyen de **cinq (05) pompes** de chargement du GNL fonctionnant en parallèle et transférant le GNL de réservoir de stockage au navire en passant par les bras de chargement. Les vapeurs résiduelles du navire sont renvoyées au collecteur de la vapeur des réservoirs par la soufflante des gaz résiduels.[30] [31]



Vers Méthaniers



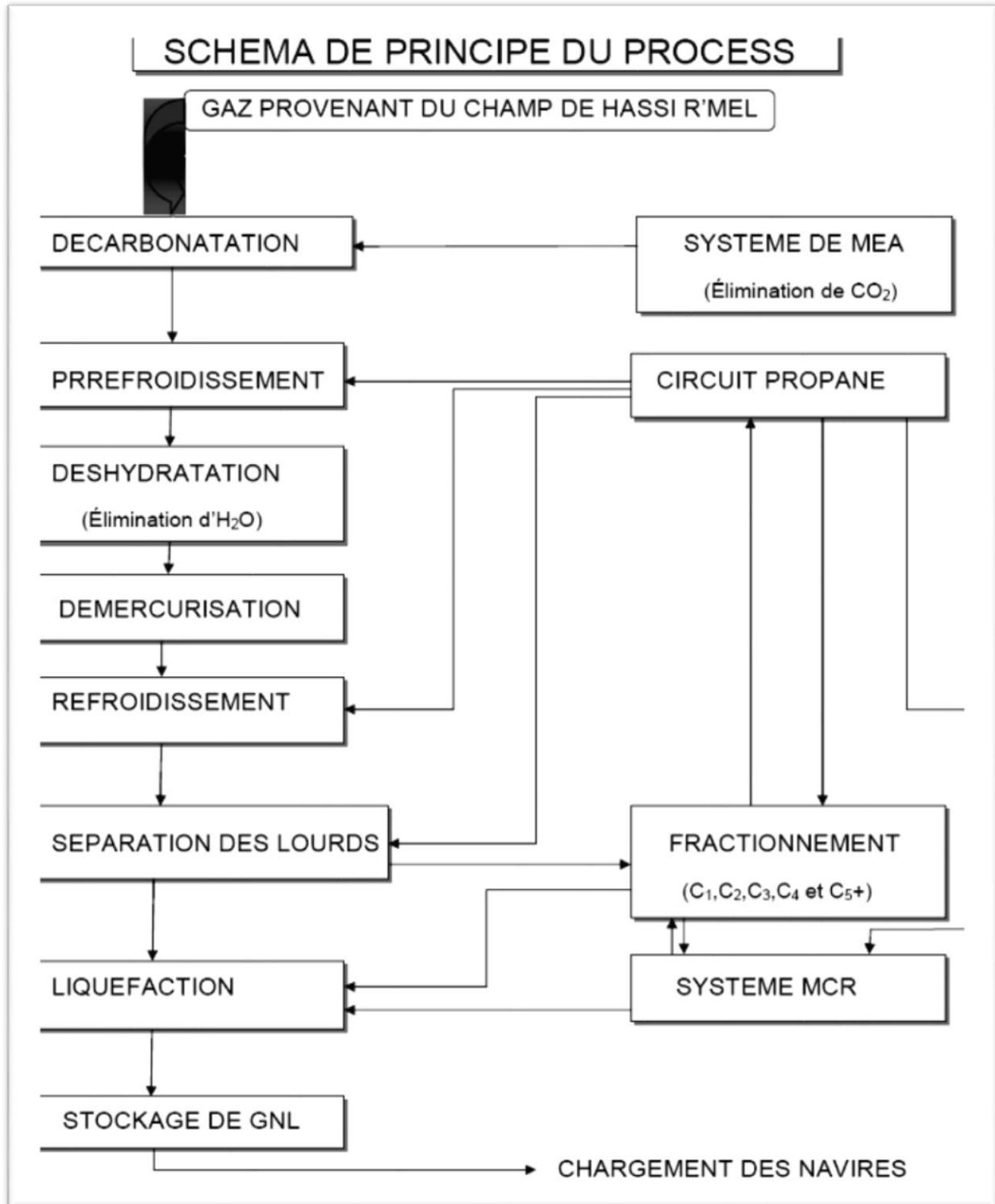


Figure I.14: Schéma de principe de process

I.7. Conclusion

Nous concluons que 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 cryogénique (-162°C).

Nous concluons aussi que la liquéfaction du gaz naturel est un impératif lié au transport du gaz naturel. Cette liquéfaction ne peut s'effectuer qu'à la suite d'un certain nombre de traitements préliminaires destiné à purifier le gaz naturel de composants qui peuvent être source de graves problèmes dans le train de liquéfaction, tels que le dioxyde de carbone, l'eau, le mercure.



Chapitre II
Procédé de décarbonatation
Du gaz naturel



II.1. Introduction

En Algérie, le gaz naturel (GN) provenant de HASSI R'MEL doit être traité et purifié de toute substance néfaste pour les installations de liquéfaction à savoir le dioxyde du carbone et la vapeur d'eau. Parmi ces traitements on distingue la déshydratation et la décarbonatation, qui protège les équipements de la ligne cryogénique contre tout givrage, bouchage et du phénomène de la corrosion. [7]

Le système de décarbonatation est situé dans la partie centre-est du train du procédé. L'unité de décarbonatation utilisant la mono-éthanol-amine (MEA), est la première unité qui reçoit le gaz d'alimentation à son entrée dans le procédé. Une solution aqueuse de MEA agit comme agent d'absorption dans le système de décarbonatation. 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. [1]

Cette partie du travail est une vue détaillée de la section de décarbonatation dans le Complexe GL/1Z, elle regroupe les principes de fonctionnement ainsi que le procédé utilisé.

II.2. Rappel théorique sur l'absorption [8]

L'absorption est une opération unitaire de génie des procédés caractérisée par un transfert de matière d'une phase à une autre. Parfois ce transfert de matière est accompagné d'un transfert de chaleur. L'absorption met en jeu des échanges de matière entre une phase gazeuse et une phase liquide de nature chimique différente, (un ou plusieurs constituants de la phase gazeuse passent en phase liquide). Cette opération est principalement utilisée pour purifier un flux gazeux ou pour récupérer un constituant présent dans un mélange gazeux. Cette opération présente certaines analogies, en ce qui concerne la nature des processus et de l'appareillage utilisé, avec d'autres opérations de transfert de matière telles que les extractions et la distillation. Les opérations ont pour caractéristique commune que le transfert du soluté d'une phase à l'autre a lieu par des phénomènes de diffusion exigeant un bon contact entre les phases. Dans l'absorption, les gaz diffusent principalement dans le sens gaz-liquide et très peu dans le sens inverse.

L'absorption est uniquement physique lorsque le soluté ne réagit pas avec des constituants de la phase liquide. Afin d'augmenter le transfert du composé de la phase gazeuse vers la phase liquide, une réaction chimique phase liquide peut également être mise en œuvre. Le procédé d'absorption implique la séparation d'un mélange gazeux par un solvant liquide. L'opération inverse, c'est-à-dire, extraire le gaz d'un liquide est appelé stripage.

II.2.1. But du procédé d'absorption [8]

Le but du procédé d'absorption est de transférer le soluté contenu dans un gaz vers un solvant liquide. Il s'agit, soit de purifier un gaz de certains constituants indésirables, soit de récupérer un gaz désiré du mélange. Le contact est réalisé dans une colonne à plateaux ou à garnissage, appelé absorbeur. Le solvant pauvre est introduit en tête de colonne et descend à contre-courant du gaz riche qui remonte la colonne.

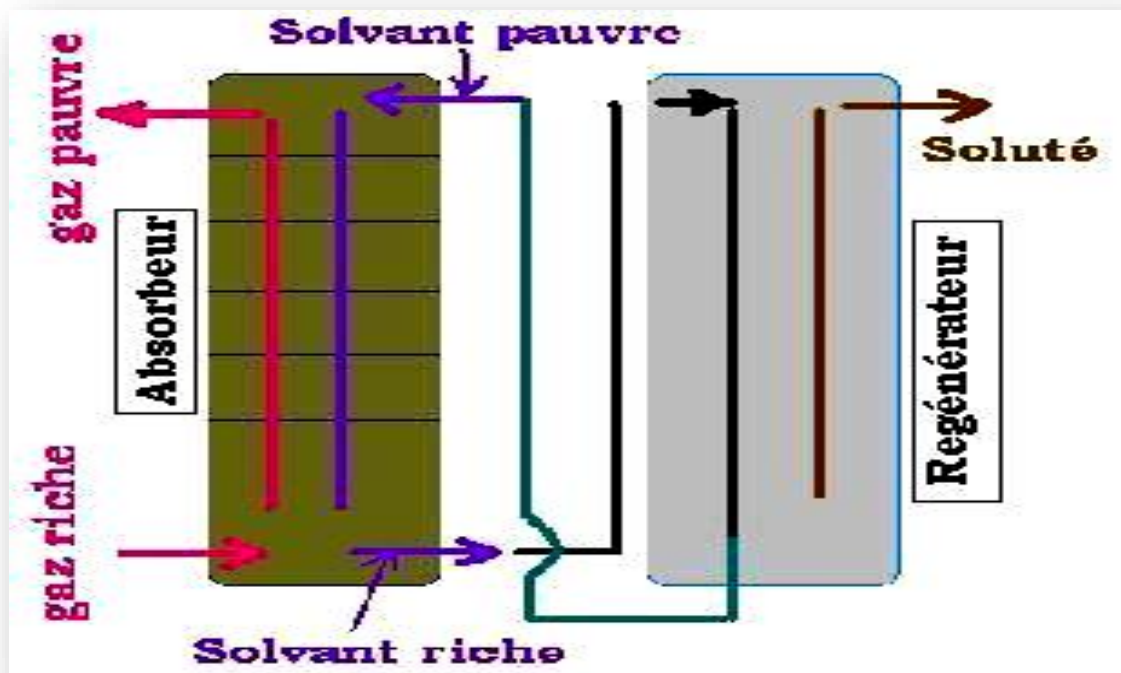


Figure II.01: Schéma de principe simplifié d'un procédé d'absorption de gaz acide par dissolution d'Alcanolamines [9]

II.2.2. Les termes de phénomène d'absorption [10]

Les termes du phénomène d'absorption sont:

- a) **Le soluté ou absorbât** : est le gaz (ou la vapeur) contenu dans le gaz porteur, que l'on doit extraire par dissolution dans le liquide.
- b) **Le diluant ou inerte** : est le gaz (ou vapeur) mélangé au soluté. Il est souvent insoluble ou peu soluble dans le solvant.
- c) **Gaz riche** : le mélange gazeux entrant diluant – soluté.
- d) **Gaz pauvre (épuisé)** : le gaz sortant, dépourvu plus ou moins complètement du soluté.
- e) **L'absorbant ou solvant** : est le liquide destiné à dissoudre le soluté.
- f) **La solution riche** : est le liquide obtenu par dissolution du soluté dans le solvant.

II.3. Généralités sur l'absorption chimique [10]

Elle correspond à la dissolution d'un soluté dans un liquide avec formation d'un composé chimique plus ou moins stable.

Généralement les procédés industriels d'épuration d'effluents liquide et gazeux, mettent souvent en œuvre une réaction chimique en phase liquide. Si on considère un système gaz-liquide contenant un gaz absorbé A qui réagit de façon réversible ou irréversible avec un réactif B dissous dans le liquide. Le composé A est transféré de la phase gaz vers la phase liquide où il se dissout et réagit avec B, en présence du catalyseur C



II.3.1. Principes de l'absorption chimique [1]

L'absorption consiste à mettre en contact un mélange de gaz et un liquide afin de solubiliser préférentiellement un composé. Cette opération nécessite un transfert de matière de la phase gazeuse vers la phase liquide. La désorption de ce composé s'effectue quand le transfert se fait de la phase liquide à la phase gazeuse. La solubilité

du gaz dans le liquide, à température et pression donnée, est la concentration du gaz dissous dans le liquide à l'équilibre.

II.4. Les absorbeurs [11]

Selon le système considéré, notamment en fonction des vitesses caractéristiques de transfert, de transport ou de réaction, l'absorbeur devra être choisi soit en fonction de ses performances du point de vue transfert de matière soit en fonction du volume de liquide mis en jeu. En conséquence, les absorbeurs utilisés dans l'industrie ont des formes très diverses:

- réacteurs tubulaires à bulles, à gouttes, à film tombant, à garnissage, à plateaux.
- réacteurs à cuve agitée mécaniquement.
- réacteurs du type jets ou venturis.

Les différents types d'absorbeurs gaz-liquide utilisés industriellement sont classés en fonction de la rétention en liquide (volume du liquide par unité de volume de l'absorbeur):

- **forte rétention** : colonne à bulles, cuve agitée, jet immergé.
- **rétention moyenne** : colonnes à plateau et à garnissage.
- **faible rétention** : colonnes à film et à pulvérisation, venturi, éjecteur.

L'absorption est réalisée dans ces absorbeurs, le plus souvent, à contre-courant (étages multiples ou à contact continu), par introduction du gaz à la base et du solvant à la partie supérieure, le gaz diluant étant recueilli en tête tandis que la solution est soutirée à la partie inférieure.

II.4.1. But et performances des absorbeurs [8]

Les absorbeurs ont tous pour but de réaliser le meilleur échange de matière entre une phase liquide et une phase gazeuse en contact. Ils doivent donc être équipés de dispositifs internes

Qui, d'une part, favorisent la dispersion de la phase gazeuse dans la phase liquide, plus particulièrement provoquent la plus grande surface d'aire interfaciale, et d'autre part, permettent la séparation de la phase gazeuse et de la phase liquide.

Les performances globales des absorbeurs, rendement et sélectivité, dépendent des phénomènes mis en jeu, à savoir :

- les équilibres thermodynamiques à l'interface (solubilités).
- les lois de transport dans les phases (diffusivités).
- les lois de transfert au voisinage des interfaces (coefficients de transfert, aires interfaciales).
- les lois de transfert au voisinage des interfaces (coefficients de transfert, aires interfaciales).

II.4.2. Types d'absorbeurs [12]

Il existe plusieurs types de contacteur gaz-liquide. Les absorbeurs les plus couramment utilisés sont les colonnes à bulles, les colonnes à garnissage, fonctionnant à contre-courant et les colonnes à plateaux.

II.4.2.1. Colonnes à plateaux

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

Les plateaux, éléments actifs d'une colonne, sont en fait conçus pour assurer la dispersion de la phase gazeuse au sein du liquide en utilisant directement l'énergie de pression de cette phase gazeuse. Les dispositifs de dispersion divisent la vapeur en jets indépendants et augmentent la surface de contact avec le liquide.

Au sein des colonnes à plateaux, le mouvement de la phase liquide a toujours lieu du haut vers le bas. Le passage du gaz se fait de plateau à plateau par des orifices dont la taille et la forme peuvent être très variables. Le liquide passe le plus souvent de plateau à un plateau par des conduites de descente à déversoirs (down-corners) situées le long de la paroi de la colonne, parfois aussi au centre pour des colonnes de très grand diamètre. Les plateaux peuvent être classés en deux grandes catégories :

- les plateaux à courants croisés.
- les plateaux à contre-courant.

II.4.2.1.1. Les plateaux à contre-courant [13]

a) Description

Les plateaux à contre-courant sont caractérisés par l'absence de trop-plein. Les organes de barbotage, constitués exclusivement par des trous et des fentes permettant à la fois l'ascension de la phase gaz et la descente du liquide.

b) Avantages/inconvénients des plateaux à contre-courant

Les avantages des plateaux à contre-courant sont leur faible coût, leur simplicité et leur résistance à l'encrassement. La faible rétention du liquide est également un avantage pour les opérations discontinues. Leur principal inconvénient est leur manque de souplesse.

II.5. Domaine d'application des colonnes à plateaux [13]

Les colonnes à plateau sont utilisées pour :

- des opérations de distillation
- des opérations d'absorption sans réaction chimique ou impliquant des réactions chimiques ayant une vitesse moyenne

II.6. Avantages et inconvénients des colonnes à Plateaux [13]

Chaque plateau peut être muni d'un serpentin et d'un échangeur de chaleur qui permet de récupérer les calories dégagées pendant l'absorption

- Elle offre une assez grande efficacité d'absorption (la rétention du liquide est moyenne mais la surface de contact entre les deux phases est importante.
- Elles sont plus économiques par rapport à la colonne à garnissage pour les processus nécessitant un débit de liquide important.
- Si des particules solides sont présentes dans le liquide, il sera préférable de choisir des colonnes à plateaux et particulièrement les plateaux perforés qui sont plus facile à entretenir.

- Généralement, les colonnes à plateaux sont conseillées pour les absorptions au cours desquelles le transfert de la matière est limité par la résistance de la phase liquide.
- Pour les systèmes corrosifs, la construction de plateaux fera appel à des métaux résistants à la corrosion, généralement coûteux.

II.7. Les Alcanolamines [14]

Les Solutions d'Alcanolamines sont les plus couramment utilisées dans les procédés d'absorption des gaz acides. Le gaz réagit chimiquement avec l'absorbant liquide pour former des complexes plus ou moins faiblement liés. La structure moléculaire des Alcanolamines contient au moins un groupement hydroxyle (-OH) et un groupement amine (-N) ; le groupement hydroxyle augmente la solubilité dans l'eau et diminue la pression de vapeur de la solution aqueuse et le groupement amine fournit l'alcalinité nécessaire en solution aqueuse pour assurer l'absorption des gaz acides H₂S et de CO₂. MonoEthanolAmine MEA et la DiGlycolAmine DGA, amines primaires, la Diethanolamine DEA, amine secondaire, et la MéthylDiethanolAmine MDEA et triéthanolamine (TEA) amine tertiaire sont les amines les plus utilisées. La MEA est l'amine la plus réactive avec un groupe éthanol lié à l'atome d'azote, elle réagit rapidement avec les gaz acides, et permet des séparations de grande qualité en terme de puretés de produits séparés. Cependant sa capacité d'absorption du dioxyde de carbone est relativement faible. Elle réagit irréversiblement avec le Sulfure de carbone et le disulfure de carbone, CS et CS₂, en produits de dégradation.

Les amines secondaires étant de moins fortes bases sont moins réactives et sont utilisées pour des applications moins exigeantes en termes de séparation.

Les amines tertiaires sont des bases plus faibles. Elles réagissent plus rapidement avec l'H₂S qu'avec le CO₂, et sont utilisées pour leur sélectivité. Leur capacité d'absorption est nettement plus élevée que celle des amines primaires et secondaires (**Voir Figure II.02**)

•**Primaire** : la monoéthanolamine (MEA) et la DiGlycolAmine (DGA). Ce sont des amines très réactives avec les gaz acides et qui permettent des séparations de grande pureté. Cependant leur capacité d'absorption du CO₂ est relativement faible l'absorption d'une mole de CO₂ nécessite deux moles d'amine

Le carbamate formé par la réaction entre le CO₂ et l'amine est très stable.

- **Secondaire** : la diéthanolamine (DEA) et la diisopropanolamine (DIPA). Elles sont moins réactives que des amines primaires et ne sont donc à utiliser que pour des objectifs moins exigeants en termes de pureté. La dégradation avec le COS et le CS₂ est aussi moindre que pour les amines primaires. La tension de vapeur de la DEA est assez faible, limitant les pertes par évaporation. Par contre, il existe plusieurs réactions irréversibles avec le CO₂, formant des produits de dégradation corrosifs.

- **Tertiaire** : la N-MéthylDiéthanolAmine (MDEA) et la Triéthanolamine (TEA). Ces amines sont encore moins réactives que les amines secondaires mais leur capacité d'absorption est plus grande. Pour une solution aqueuse de MDEA, il faut une mole d'amine pour absorber une mole de CO₂.

La Structure des amines utilisées dans les procédés d'absorption des gaz acides est donnée dans la figureII.02

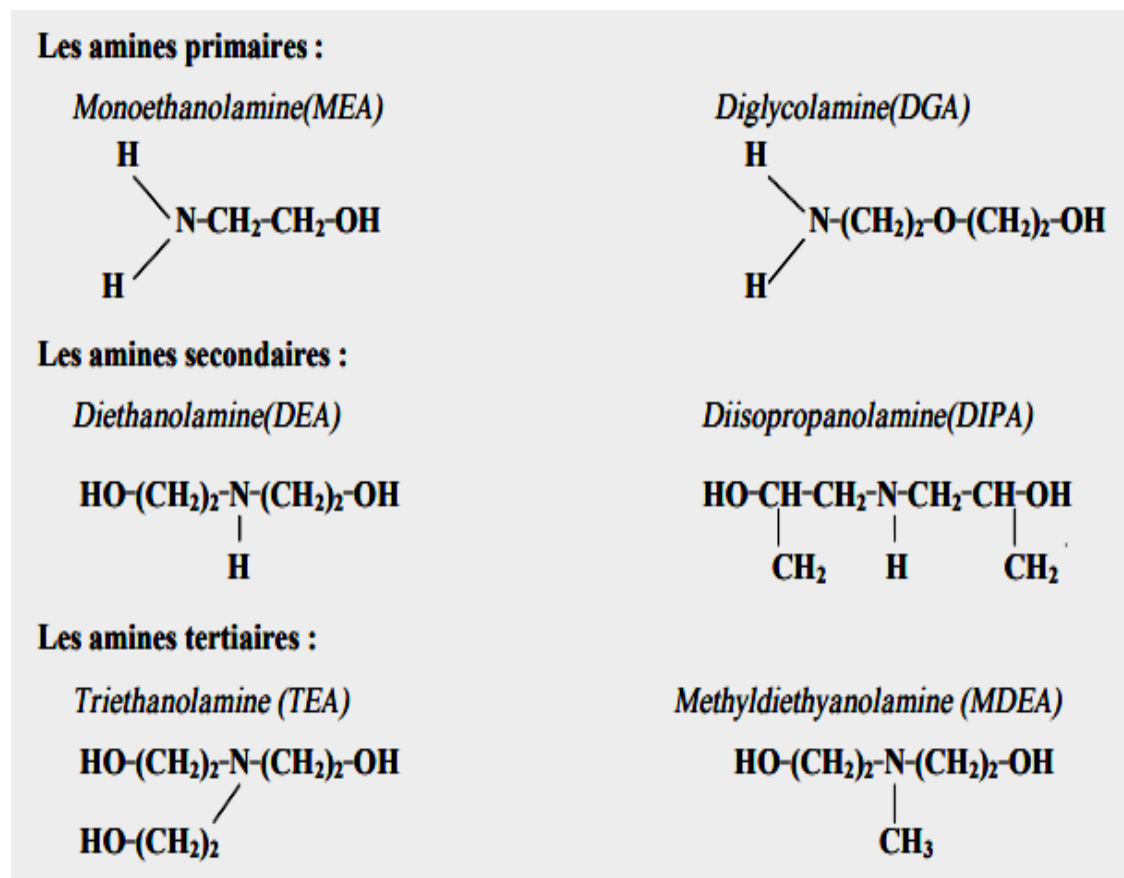


Figure II.02: Structure des amines utilisées dans les procédés d'absorption des gaz acides

II.7.1. Comparaison entre les Alcanolamines : [15] [16]

Parmi les solvants chimiques, on peut distinguer les absorbantes amines suivantes :

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

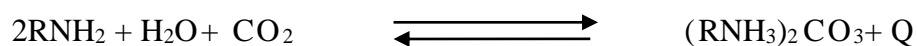
Le comportement des trois Alcanolamines et leurs aptitudes à fixer le CO_2 diffère. Parmi ces absorbants, la TEA a été la première des Alcanolamines à être utilisée pour l'élimination du composé des gaz acides dans le GN, elle a été remplacée principalement à cause de sa faible réactivité et de sa stabilité assez faible.

En effet, si le gaz naturel ne contient pas de sulfure de carbonyle (COS) et de sulfure (CS_2), on utilise souvent de la MEA qui est très active, mais si le gaz naturel contient du COS il est préférable d'utiliser de la DEA, car la MEA réagit avec le COS pour donner des composés stables non régénérables. Industriellement, on rencontre toute une plage de concentration des Alcanolamines utilisables dans une solution aqueuse afin d'éviter leurs effets sur les installations.

La plage normale pour la MEA est de **15 à 25%** massique mais des concentrations faibles sont préférables, des solutions respectivement de **25 à 35%** et de **30 à 40%** massique pour la DEA et la TEA.

II.8. Mécanismes réactionnels

Le gaz carbonique est extrait du gaz naturel par lavage de celui-ci à contre-courant dans une colonne par une solution aqueuse à 15% de monoéthanolamine ($\text{C}_2\text{H}_5\text{ON-H}_2$). Cette élimination s'effectue selon la réaction réversible suivante :

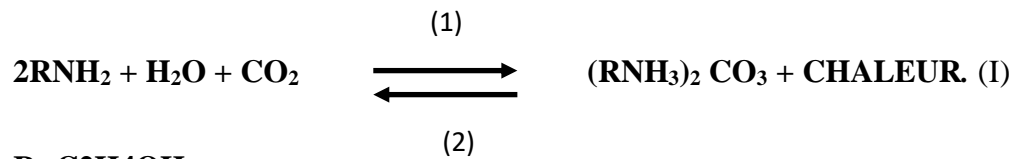


A une température ambiante et une pression de 40 bars, la solution de la MEA et le CO_2 forment un mélange correspondant au second membre de la réaction. Tandis qu'à chaud et sous une basse pression au premier membre de réaction.

Une solution aqueuse de MEA agit comme un agent d'absorption dans le système de décarbonatation, pour la concentration du gaz carbonique dans le gaz est inférieur ou égale à 90 ppm.

II.8.1. Caractéristique de La Réaction Chimique

La principale réaction par laquelle le CO₂ est fixé par la MEA peut être représentée comme suit :



R: C₂H₄OH

Cette réaction comporte une étape intermédiaire dans laquelle l'eau et le CO₂ donnent l'acide carbonique :



L'équilibre de la réaction (I) se déplace vers le sens 1 à haute pression et basse température, dans ces conditions on a une absorption.

L'équilibre de la réaction (I) se déplace vers le sens (2) à haute température et basse pression, dans ces conditions on a une désorption (régénération de MEA)

II.9. Description générale de la section de décarbonatation [3]

➤ L'absorption

Elle est basée sur le phénomène d'absorption. C'est à dire une réaction chimique. Dans ce cas, nous aurons une réaction du type :

Acide + base = sels + eau + chaleur

Appelée également neutralisation.

La MEA pure est un liquide incolore, fortement hygroscopique (tendance à absorber l'humidité), et présente une faible odeur ammoniacale.

Les caractéristiques de la MEA Pure est données dans le Tableau II.01

Tableau II.01: Les caractéristiques de la MEA Pure.

	MEA PURE	SOLUTION 15 %
Point d'ébullition	170 °C	106 °C point de bulle, 202 °C point de rosée
Point de cristallisation	10 °C	- 42 °C
Point éclair	95 °C	200 °C
Densité	1.016	
P.H	12.5 à 20 °C	12.2
Température de stockage	18 à 35 °C	

La fonction de cette section consiste à éliminer le CO₂ contenu dans le gaz naturel, car CO₂ porté à une basse température de l'ordre de (-70°C) se solidifie et forme des bouchons de glace causant une obstruction des canalisations de service par ailleurs le CO₂ a un comportement assez particulier en matière de corrosion

L'absorption du gaz carbonique se fait par une solution aqueuse le mono éthanol amine(MEA) diluée à (12% - 15%), cette solution réduit la teneur du CO₂ dans le gaz d'alimentation à environ 12ppm.

Le gaz brut d'alimentation passe d'abord en bas de la colonne d'absorption pour éliminer les hydrocarbures liquides contenus dans le gaz.

Ce procédé permet d'éviter la contamination de la solution MEA (Mono Ethanol Amine) par les hydrocarbures lourds liquides, ce qui se traduit par la formation d'une quantité de la mousse à l'intérieur de la colonne et va gêner l'opération d'absorption.

Avant d'être envoyé à l'absorbeur, le gaz d'alimentation est réchauffé à 38°C dans un préchauffeur E-506 et, puis entre dans l'absorbeur F-502 en circulant à **contre-courant** d'une solution de MEA qui absorbe le gaz carbonique.

L'élimination du CO₂ par la MEA se fait à **38°C** et **42 bars** dans l'**absorbeur**

F-502 selon la réaction suivante :

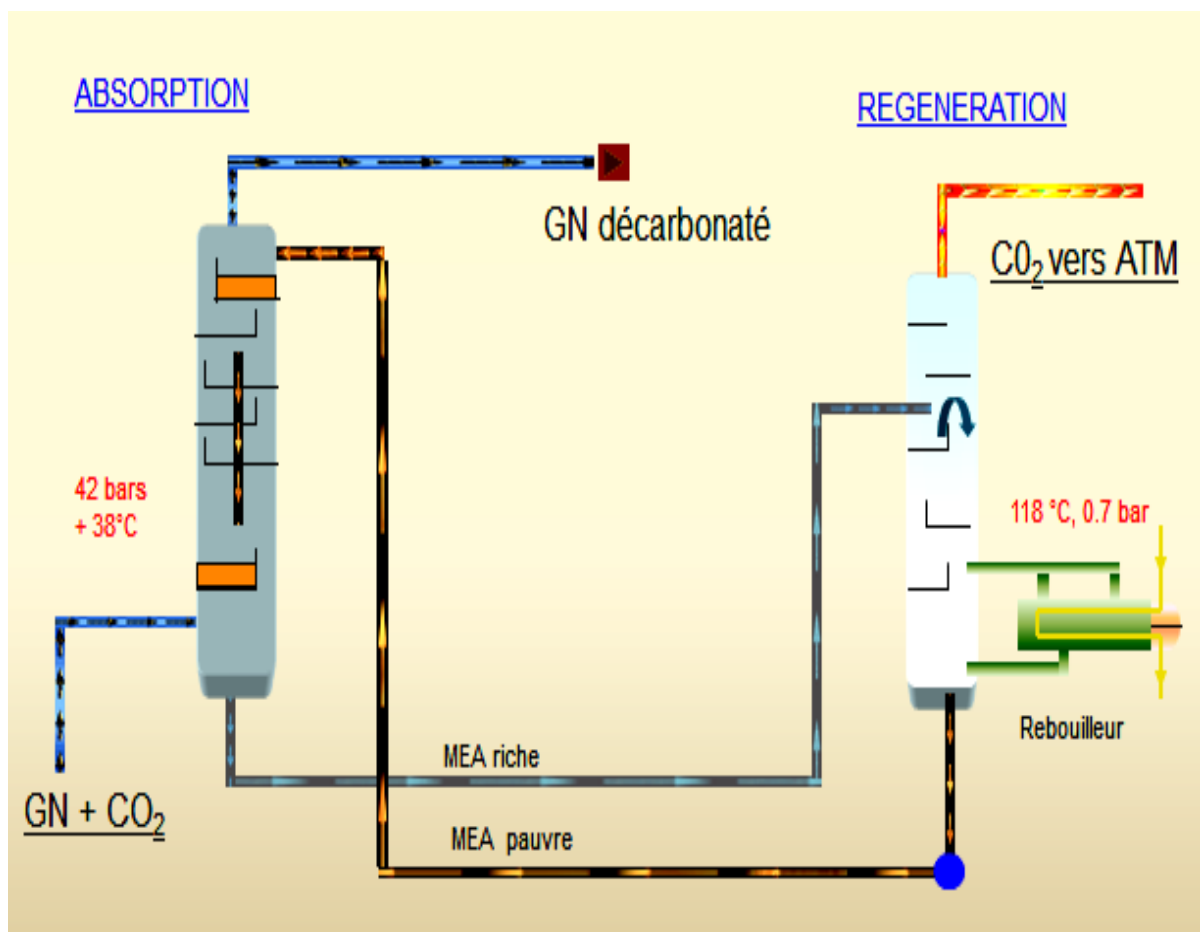


➤ Régénération

La régénération de la MEA est une opération de distillation classique de la MEA qui consiste à purifier cette amine pour être réutilisée dans la section de décarbonatation. La désorption du CO_2 s'effectue sous les conditions suivantes :

Une basse pression avec une haute température 0,7 Bar et 118°C par effet de la température de rebouilleur le CO_2 est éliminé en tête de colonne F-502 et la MEA considérée comme produit relativement pur au du fond de colonne de régénération pour réutilisée dans la colonne d'absorption F-501 et par conséquent le cycle fermé est assuré.

Le gaz d'alimentation quitte l'absorbeur pour être envoyé à la déshydratation avec une concentration de $\text{CO}_2 < 90\text{ppm}$



FigureII.03: Procédé de décarbonatation du gaz naturel

II.9.1. Rôle de la section de décarbonatation

Cette épuration se fait dans le but d'éviter le colmatage du système par la solidification du CO₂ dans les sections froides situées en aval du procédé de liquéfaction.

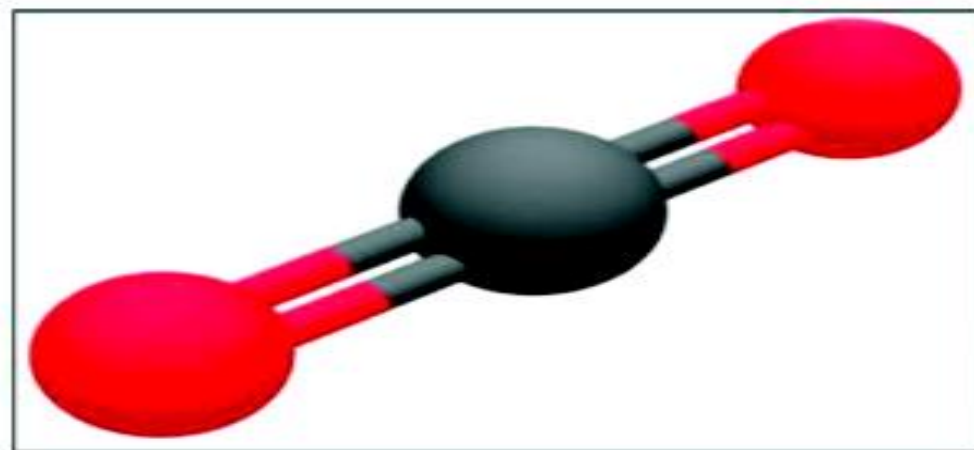
Le principe d'élimination du gaz carbonique à une teneur maximale de 90 ppm est mis en œuvre par un procédé d'absorption conduit dans une colonne d'absorption **F-502** à 27 plateaux à haute pression (42 bars) et basse température (38°C). [15]

II.10. Généralités sur le dioxyde de carbone(CO₂)

II.10.1. Définition

Le dioxyde de carbone, couramment appelé gaz carbonique ou anhydride carbonique, est un composé chimique composé d'un atome de carbone et de deux atomes d'oxygène et dont la formule brute est CO₂. C'est donc un oxyde de carbone.

Cette molécule linéaire a pour formule développée :



FigureII.04: Représentation 3D du Dioxyde de Carbone.

Dans les conditions normales de température et de pression, le dioxyde de carbone est un gaz incolore, inodore et à la saveur piquante. Le CO₂ est un gaz à effet de serre bien connu depuis les dernières décennies du 20^{ème} siècle ; transparent en lumière visible mais absorbant dans le domaine infrarouge, Il est présent dans l'atmosphère dans une proportion approximativement égale à 0,0375 % en volume, au début du XX^{ème} siècle soit 375 ppm (parties par million en volume) et en 2009 cette proportion a atteint 386 ppm. Il est produit notamment lors de la fermentation aérobie ou de la combustion de composés organiques, et lors de la respiration des animaux ainsi que des végétaux. Pour ces derniers, la photosynthèse absorbe beaucoup plus de CO₂ que leur respiration n'en produit. [17]

II.10.2. Caractéristiques physico-chimiques du dioxyde de carbone

- ❖ Le CO₂ se dissout dans l'eau et forme avec elle de l'acide carbonique (H₂CO₃).
- ❖ Le CO₂ à partir d'une certaine concentration dans l'air, s'avère dangereux voir mortel.
- ❖ Le CO₂ est le deuxième gaz à effet de serre le plus important dans l'atmosphère après la vapeur d'eau. [18]

II.10.3. Toxicités

Chez l'homme ainsi que chez quelques animaux, le CO₂ tue par asphyxie à partir d'un certain seuil et d'une certaine durée d'exposition. Ses propriétés chimiques le rendent capable de rapidement traverser de nombreux types de membranes biologiques (il est environ 20 fois plus soluble dans les liquides biologiques de l'organisme humain que l'oxygène). [19]

C'est pourquoi il produit de rapides effets sur le système nerveux central, car l'air contient aujourd'hui environ 0,04 % de CO₂, La valeur limite d'exposition est de 3 % sur une durée de 15 minutes. Cette valeur ne doit jamais être dépassée. Au-delà, les effets sur la santé sont d'autant plus graves que la teneur en CO₂ augmente. Ainsi, à 2 % de CO₂ dans l'air, l'amplitude respiratoire augmente. A 4 %, la fréquence respiratoire s'accélère, à 10 %, peuvent apparaître des troubles visuels, des tremblements et des sueurs. A 15 %, c'est la perte de connaissance brutale et à 25 %, un arrêt respiratoire entraîne le décès.

II.11. Différents équipements de la section de décarbonatation [2]

- ❖ La colonne d'absorption, appelée absorbeur F-502.
- ❖ La colonne de régénération F-501.
- ❖ Système de lavage incorporé dans la partie supérieure de l'absorbeur.
- ❖ Ballon de détente de MEA G-507.
- ❖ Epurateur de MEA E-505.
- ❖ Refroidisseur de MEA E-504
- ❖ Echangeurs en série de solution de MEA E-503A et B.
- ❖ Filtre à charbon actif P-501.
- ❖ Filtre à cartouche P-502.
- ❖ Condenseur de tête E-501.
- ❖ Rebouilleur de MEA E-502.
- ❖ Ballon de gaz acide G-502.
- ❖ Pompe de lavage J-510/511.
- ❖ Turbo pompe MEA J-503.
- ❖ Moto Pompe MEA J-504.
- ❖ Pompe de retour J506
- ❖ Puisard G-504.
- ❖ Pompe du puisard J-505.
- ❖ Bac d'anti mousse R-502.
- ❖ Inhibiteur de corrosion R-503

II.12. caractéristiques de l'absorbeur et régénérateur [2]

II.12.1. Absorbeur de MEA

Constitué de **27 plateaux** d'origine (modifié en tête avec suppression de **4 Plateaux** pour installer le système de lavage).

La pression de service 42 bars.

Concentration de MEA entre **12** et **15%** et la température **38°C**.

II.12.2. Régénérateur de MEA

Le régénérateur a 21 plateaux.

La pression de service est de 0,7 bars.

La température de fond égale à 118°C et celle de tête de 108°C.



Figure II.05: position de la colonne d'absorption et de la régénération.

II.13. Caractéristiques des principaux équipements [2]

II.13.1. Pompes MEA :

La pression d'aspiration est de 1,7 bar, et celle de refoulement de 53 bars.

Le produit véhiculant est de la vapeur à 16,2 bars.

II.13.2. Pompe gaz acide J-506 :

La pression de refoulement est de 2 bars, une capacité de 47,69 litres/min.

La température du produit véhiculé est de 69°C.

II.13.3. Condenseur de tête E-501 :

La pression de service est de 0,7 bars.

La pression maximale de 5 bars.

La température d'entrée égale à 110°C.

La température de sortie à 69°C.

La température maximale de 135°C.

II.13.4.Epurateur E-505 :

La pression de service est de 1,7 bar,

La pression maximale de 5 bars.

La température de service est de 130°C, celle de saturation est de 150°C.

La température maximale est de 176°C.

II.13.5.Rebouilleur E-502 :

La pression de service est de 1,7 bar.

La pression maximale est de 5 bars.

II.13.6. Refroidisseur E-504 :

La pression maximale calandre est de 63 bars.

La température MEA entrée égale à 80°C, et celle de MEA de sortie est de 40°C.

II.13.7. Echangeur de solution de MEA E-503 A/B :

La pression côté tubes MEA riche est de 7 bars.

La pression maximale est de 49 bars.

La pression côté calandre MEA pauvre est de 1,7 bar.

La pression maximale est de 5 bars.

II.13.8. Filtre à charbon P-501 :

Le volume est de 1,36 m³.

Le débit est de 2,27 m³/h

La pression maximale égale à 68 bars.

II.13.9. Pompe de lavage J-510/511 :

La capacité du système 64,6 m³.

La température d'aspiration comprise entre 38°C et 45°C.

La vitesse est de 3700 tr/min.

La capacité de la pompe est de 19 litres/h.

II.14. Présentation du circuit de décarbonatation[2]

Le gaz naturel passe d'abord dans la section d'épuration située en bas de la colonne d'absorption afin d'éliminer les hydrocarbures comme les huiles lourdes qui sont dirigées vers le système de rejet des hydrocarbures liquides (installations auxiliaires) pour entrer par le bas de la colonne sous une pression de 41,7 bars et une température de 38 °C.

Dans la colonne à 27 plateaux, le gaz naturel circule vers le haut à contre-courant avec la solution de MEA pour être débarrassé le CO₂, puis dirigé vers la section de déshydratation, la solution de MEA pénètre en haut de l'absorbeur pauvre en CO₂ au fur à mesure qu'elle descend pour quitter la colonne sous une forme de MEA riche.

II.14.1. Processus d'absorption du CO₂ par la MEA [15]

Le gaz naturel d'alimentation pénètre dans l'unité avec une pression contrôlée à 42 bars. Le gaz et tout d'abord admis dans une section de séparation rapide située au fond de l'absorbeur **F-502**, section dans laquelle les liquides sont entraînés puis séparés du débit du gaz d'alimentation. Après séparation, le liquide est envoyé vers le système de décantation des hydrocarbures, tandis que le gaz est acheminé vers le haut de l'absorbeur par le préchauffeur **E-506**.

Le gaz naturel pénètre dans l'absorbeur à 38°C et circule vers le haut à travers 25 plateaux à clapets, circule à contre-courant par rapport à une solution aqueuse de monoéthanolamine (MEA) à 15% qui s'écoule vers le bas de la colonne. Cette solution de MEA pauvre en CO₂, pénètre elle aussi dans l'absorbeur à 38°C et une pression légèrement supérieur à 42 bars, et son débit est régulé à 54.000 Kg/h aux conditions normales. Le gaz d'alimentation ainsi purifié sort par la partie supérieure de l'absorbeur

après son passage à travers deux plateaux destinés au lavage, et passe ensuite dans les sécheurs à tamis moléculaire. [15] [Voir annexe A figure 04]

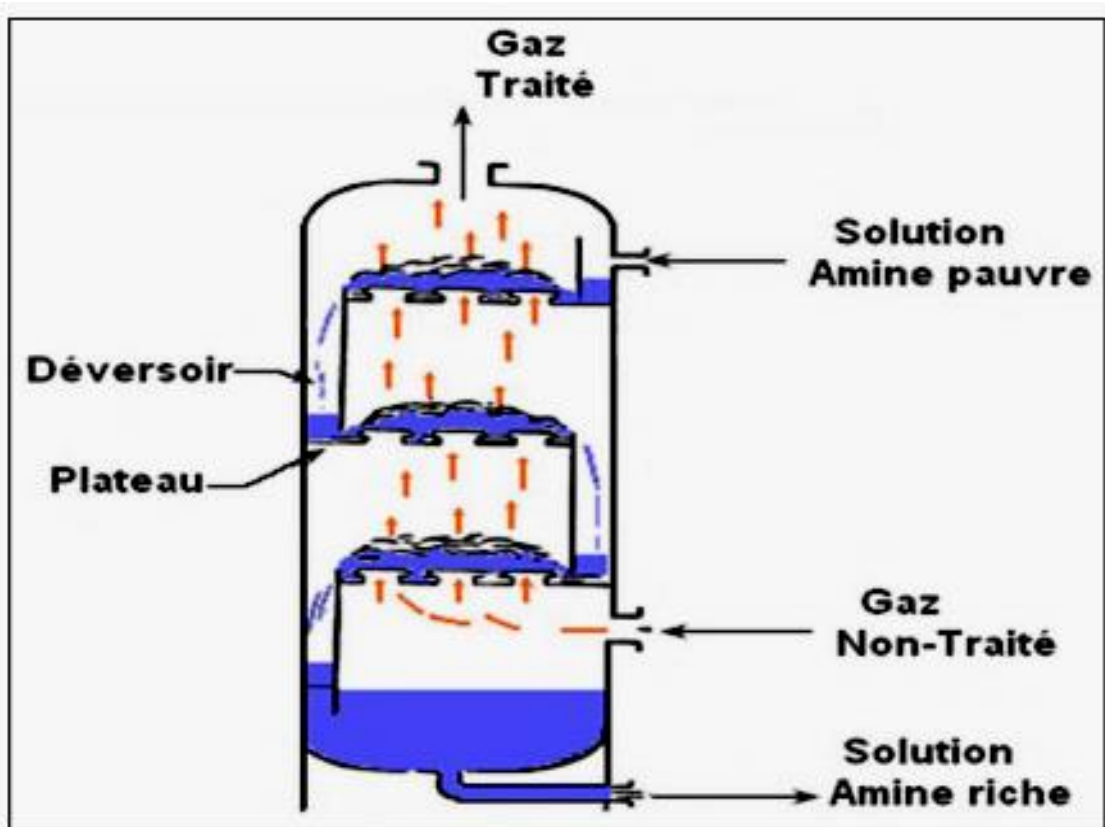


Figure.II.06 : Schéma explicative de l'absorbeur [26]

II.14.2. Processus de régénération de la solution de MEA [15]

De grandes quantités de chaleur sont nécessaires à la régénération de la solution riche, cette chaleur sert à :

- ❖ Chauffer la solution à une température suffisante pour permettre la désorption des gaz acides.
- ❖ Générer des vapeurs d'extraction pour produire une solution ayant une teneur en gaz acide suffisamment basse.

La solution de MEA riche quitte l'absorbeur **F-502** par le fond avec une température de 49°C, elle subit une détente rapide de 42 à 8 bars au niveau du ballon de détente **G-507**, elle est ensuite chauffée jusqu'à 93°C par échange thermique avec les liquides résiduels du régénérateur dans les échangeurs **E-503A** et **B**. Puis par la vanne **FV-**

121, la pression est réduite à 0,7 bar, enfin entre dans le régénérateur **F-501** par le haut, cette alimentation assure le reflux du régénérateur.

La solution riche passe en cascade dans les 21 plateaux à clapets du régénérateur pour être recueillie sous forme de solution de MEA pauvre au fond de ce dernier.

Après son passage sur le déversoir, la solution coule vers la section inférieure du régénérateur où la température est maintenue à 118°C par le rebouilleur **E-502** avec de la vapeur d'eau d'une pression effective de 3,45 bars et une température de 148°C.

La vapeur présente au sommet du régénérateur qui se compose principalement de CO₂ et de vapeur d'eau, quitte la colonne à 107°C puis elle est refroidie à l'eau de mer jusqu'à 50°C dans le condenseur de tête **E-501**, la vapeur ainsi condensée s'accumule dans le ballon gaz acide **G-502**, où la partie vapeur constituée essentiellement de CO₂ est rejetée vers l'atmosphère. La phase liquide est envoyée vers le fond du régénérateur par la pompe **J-506**.

La solution de MEA pauvre passe du côté calandre des échangeurs **E-503A** et **B** où sa température est réduite à 70°C, puis par l'une des pompes **J-503** ou **J-504** où sa pression augmente jusqu'à 42 bars. En exploitation normale la pompe **J-503** est en service tandis que la **J-504** est réglée à démarrer automatiquement en cas de chute de pression de la solution pauvre, puis elle passe par un échangeur à eau de mer **E-504** pour amener sa température à 38°C. C'est la température d'entrée dans l'absorbeur.

Un système de filtrage double est prévu pour éviter l'accumulation des impuretés solides dans la solution de MEA qui risquerait de provoquer le moussage dans l'absorbeur et le régénérateur. Environ 84 % de la solution de MEA pauvre refroidie est continuellement filtrée par le filtre Charbon **P-501** renfermant du charbon actif et protégé de part et d'autre par des filtres à cartouche. **[15] [Voir annexe A figure 05]**



Figure.II.07 : Position de régénérateur F-501

II.15. Epuration de la solution MEA [15]

L'épurateur de MEA **E-505** est installé pour assurer la récupération de la MEA et l'extraction des impuretés contenue dans la solution. à la suite d'une période d'utilisation prolongée, la solution de MEA se détériore à cause de l'accumulation progressive des produits de nature acide, et formeraient des dépôts bitumineux ou boueux s'il n'était pas éliminés. Ces contaminants sont des substances non volatiles et forment des sels par réaction chimique avec le carbonate de sodium anhydre. Au fur et à mesure du développement du cycle de récupération de MEA, les sels s'accumulent dans l'épurateur, ce qui fait monter la température d'ébullition de la solution de MEA, une fois que la température atteint 150°C, l'épurateur cesse de fonctionner et doit être nettoyé avant le cycle suivant. [15]

II.16. Stockage de la solution MEA

On stocke la solution de MEA de concentration de 15% à 20% dans deux réservoirs de stockage G-501 et G-505 .le réservoir G-501 fournit la solution de base et d'appoint des trains 100, 200,300, tandis que G-505 alimente les trains 400,500,600.

Chaque section d'élimination du CO₂ est munie d'un puisard à MEA, X01-G-504, et d'une pompe de puisard à MEA X01-J-505. Ces derniers sont associés aux réservoirs de stockage pour le transfert de la solution, et la dilution de la MEA pure dans les condensats.

Le puisard est également employé pour recueillir la solution de MEA évacuée des équipements de la section :

- Le régénérateur X01-F-501
- Le rebouilleur de MEA X01-E-502
- L'échangeur thermique à la solution de MEA X01-E-503
- L'absorbeur X01-F-502
- Le filtre à charbon actif X01-P-501

La pompe de puisard à MEA X01-J-505 peut transférer la solution à son propre circuit, à l'épuration de MEA, et aussi à un autre train de process ou au réservoir de stockage de MEA.



Figure.II.08 : Photo de Puisard G-504

II.17. Différents types de solvants [20]

Du point de vue action sur le soluté, on distingue trois grandes familles de solvants :

II.17.1.Solvants chimiques

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

- ♣ Les solutions aqueuses d'amine.
- ♣ Les solutions de carbonate de potassium.
- ♣ L'eau.

II.17.2.Solvants physiques

Ces solvants permettent l'absorption par dissolution des solutés, sans réaction chimique. Ceci est basé sur la différence de solubilité des solutés qui leurs confère une

propriété d'absorption sélective. Ils sont en général employés pour le traitement des gaz de synthèse, mais peu, voire pas du tout, appliqués en raffinerie.

II.17.3.Solvants mixtes

Ces solvants sont des mélanges d'un solvant physique et d'un solvant chimique. Le plus connu est le « Sulfinol » développé par **SHELL**, qui est un mélange de Sulfolane et d'une éthanolamine (MDEA). L'utilisation des solvants mixtes en raffinerie reste limitée.

II.18. Choix du solvant

Le gaz d'alimentation du complexe contient du CO₂ à une pression partielle d'environ de 9 KPa. Le gaz traité doit contenir moins de **90 ppm** de CO₂, ce qui correspond à **0,38 KPa**, le gaz d'alimentation ne contient pas de contaminants soufrés. Le procédé à amine est le procédé de choix.

La MEA et la DEA seraient toutes les deux adaptées au système de décarbonatation du complexe GNL puisque le CS₂ et les mercaptans sont absents, et donc la dégradation de la MEA par ces composés n'est pas à craindre.

Une fois qu'une solution d'Alcanolamines a été identifiée comme étant de choix, La sélection de la solution de procédé appropriée dépend surtout des points suivants :

- Pression et température du gaz à traité.
- La composition.
- Degré de pureté.

II.19. Critères de sélection d'un solvant chimique [21]

Le but recherché est d'éliminer le CO₂ de gaz naturel, plusieurs choix sont possibles. Dans ce cas, quelques caractéristiques du solvant sont à prendre en considération :

- le pouvoir solvant ou la solubilité de gaz, afin de disposer d'un taux d'absorption élevé, et ainsi d'utiliser une plus petite quantité de solvant.
- la volatilité, car une pression de vapeur basse est souhaitée pour éviter la perte de solvant avec le gaz saturé.

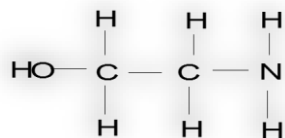
- la viscosité, puisqu'un solvant moins visqueux est préféré dans le but d'éviter l'engorgement et la chute de pression dans le dispositif de pompage.
- la corrosivité, afin d'éviter des matériaux très chers.
- la stabilité chimique notamment face aux impuretés de l'effluent, à savoir essentiellement l'oxygène, les SO_x et les NO_x.
- la régénérabilité et la possibilité de récupération.
- le solvant ne doit pas présenter de risque pour la santé et la sécurité
- la sélectivité du solvant vis-à-vis du dioxyde de carbone, par rapport aux hydrocarbures présents dans le gaz naturel.
- être peu cher ou régénérable à faible coût.

II.20. Propriétés du MEA [15], [22]

II.20.1. Propriétés chimiques

La Monoéthanolamine est obtenue par fixation d'une molécule D'Oxyde D'Éthylène sur l'ammoniac.

La formule structurale de la MEA est :



La MEA est un composé mixte qui possède à la fois les propriétés des alcools primaires et des amines primaires, mais réagit plutôt comme ces derniers. Elle possède de fortes propriétés basiques ($\text{pH}=12,05$) à une température ambiante. La présence du groupe hydroxyde (OH) et d'un groupe aminé donnent au composé les caractéristiques nécessaires qui le rend adéquat à l'élimination des gaz acides, le groupe hydroxyde permet de réduire la tension de vapeur et augmente la solubilité dans l'eau, et le groupe amine fournit l'alcalinité nécessaire dans les solutions aqueuses pour permettre l'absorption des solutions acides. Cela se fait en donnant des sels avec les acides minéraux ou organiques, et la réaction est exothermique. [15], [22]

II.20.2. Propriétés physiques

Ses principales caractéristiques physiques sont :

Tableau II.02 : Propriétés physiques de MEA [23]

Etat physique	Liquide
Couleur	incolore
Odeur	Ammoniacale.
Masse molaire	61,08 g/mole
Point de fusion	10,03°C
Point d'ébullition	170,5°C (à 1 atm)
Densité (D_4^{20})	1,018
Tension de vapeur	0,5 KPa à 20°C 0,78 KPa à 60°C 2,6 KPa à 80°C
Point d'éclair	85°C en coupelle fermée 93°C en coupelle ouverte
Limites d'explosivité dans l'air (% vol)	Limite inférieure 5,5% Limite supérieure 17%
Température d'auto-inflammation	780°C
Viscosité (cSt)	24 à 20°C
Limite d'explosivité dans l'air (% en volume)	Limite inférieure : 5,5% Limite supérieure : 17%

La MEA est un liquide légèrement visqueux et de faible volatilité elle est complètement miscible dans l'eau à 20°C mais peu soluble dans les hydrocarbures. [22]

➤ **D'autres propriétés [1]**

- 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 [1]**

- Légèrement irritant pour la peau ; éviter les contacts prolongés.
- Plus dangereuse pour les muqueuses et les yeux.
- En cas de contact, laver à grande eau.
- En cas d'ingestion, faire vomir

II.21.Utilisation de la solution MEA

La MEA est utilisée dans différents domaines, et on peut citer :

- Absorbante des gaz acides (notamment H_2S , SO_2 et CO_2), pour l'épuration de gaz naturel, de cokéfaction, de raffinerie, et les sels formés sont hydrosolubles et dissociables par la chaleur.
- Matière première pour la préparation d'agents tensio-actifs, de savons ou d'émulsifiants pour lubrifiants, produits d'entretien, cosmétiques ...
- Matière première pour la préparation des catalyseurs pour résines synthétiques, de plastifiants, et des produits pharmaceutiques. [22]

II.22. Conclusion

Nous concluons que la fonction de cette section (Section de Décarbonatation) consiste en l'élimination du CO₂ contenu dans le gaz naturel, Car le CO₂ porté à une basse température de l'ordre de (-70°C) se solidifie et Forme des bouchons de glace causant une obstruction des canalisations de Service Pour ce traitement de la décarbonatation on fait usage d'une amine Appelée (MEA), cette amine à le pouvoir de capter le CO₂ existant dans le gaz naturel. Cette section comporte deux étapes importantes à savoir :

- L'absorption.
- La régénération.



Chapitre III

*Les problèmes rencontrés dans la
section*

De décarbonatation



III.1. Introduction

La section de décarbonatation est confrontée à plusieurs problèmes dont la conséquence est la limitation du rendement de la section et peut même mener à l'arrêt de la production si des mesures ne sont pas prises rapidement pour y remédier. En outre ces problèmes entraînent une surconsommation excessive de la solution MEA

L'objet de ce chapitre est de présenter ces différents problèmes tout en donnant quelques recommandations pour une meilleure exploitation de cette section.

III.2. Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation

III.2.1. Dégradation de la surface externe des tubes de l'échangeur de chaleur E.504 [27]

La MEA pauvre sortant du fond de la colonne de régénération X01-F-501, à une température de 116°C, passe à travers les échangeurs intermédiaires MEA riche/MEA pauvre (X01-E503 A et B), où la température est diminuée à 68 °C. Pour des raisons de transfert de masse dans l'absorbeur, la solution MEA pauvre à 15% est refroidie à l'eau de mer dans le refroidisseur E-504 jusqu'à la température de contact de la colonne d'absorption à 38 °C.

Le E.504 est un échangeur tubulaire (faisceaux calandres) placés horizontalement, la solution MEA pauvre à 15% passant coté calandre et l'eau de mer passant coté tubes

Leurs caractéristiques sont comme suit :

III.2.1.1. Les Tubes

- Nuance : 70-10 CuNi
- Nombre de tube 410 tubes
- Diamètre extérieur 3/4 in BWG2
- Longueur 6096 mm
- Nombre de passe 02

III.2.1.2. La calandre (en acier de carbone)

- Diamètre extérieur 76 in
- Couvercle de la calandre avec tête flottante ;
- Nombre de passe 01

III.2.1.3. Boite de distribution (en acier de carbone)

La figure III.01 représente la position de l'échangeur de chaleur E.504 dans la section de décarbonation.



Figure III.01 : Position de l'échangeur de chaleur E.504 dans la section de décarbonation [27]

La paroi extérieure des tubes de l'échangeur est en contact avec un fluide corrosif (MEA), nous avons observé que la surface des tubes est sévèrement corrodée.

Figure III.02 montre l'effet de la solution de MEA sur les tubes de l'échangeur E.504

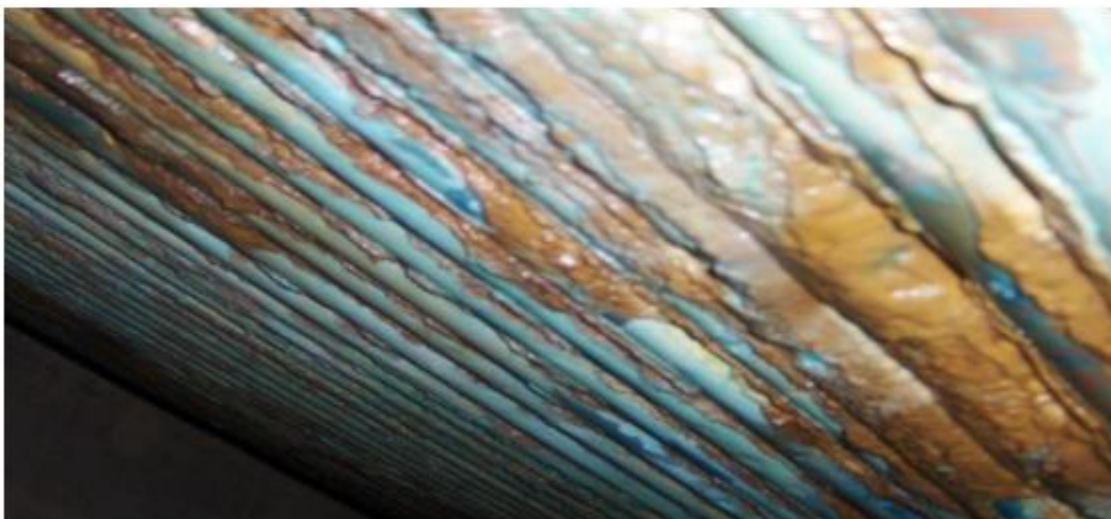


Figure III.02: Effet de la MEA sur la surface des tubes [28]

La solution MEA est responsable de la corrosion des tubes. La vitesse de corrosion augmente avec l'augmentation de la concentration de la solution

III.2.2. Encrassement de la boîte de distribution de l'eau de mer [29]

Après l'ouverture de l'échangeur:

- ❖ Dépôt de tartre important dans la boîte de l'eau de mer ainsi que sur les plaques tubulaire.
- ❖ Peinture dans un état dégradé.

Figure III.03 montre les tartres formés sur la boîte de distribution



Figure III.03: Les tartres formés sur la boîte de distribution

III.2.3. Encrassement de la paroi interne des tubes [29]

Nous donnons ci-dessous une brève présentation du traitement requis pour l'eau de refroidissement. L'eau de mer contient des particules solides et organiques qui peuvent altérer l'état des équipements, elle subit certains traitements avant son utilisation dans les unités notamment.

➤ Dégrillage

Cette opération permet de protéger la station de traitement contre l'arrivée intempestive de gros objets susceptibles de provoquer des bouchages dans des déférents tubes de l'installation ou de détériorer des coups en pompe. Le dégrillage retient des matières volumineuses chargées par l'eau de mer et qui pourraient nuire à l'efficacité des traitements ultérieurs. Cette opération est assurée par des grilles fixes ; qui doivent être nettoyées périodiquement. Ainsi l'eau de mer est filtrée et aspirée à partir d'un bassin de rétention puis refoulée vers l'utilisation grâce aux six pompes d'eau de mer

➤ Electro chloration

L'unité d'électro chloration installée lors de la rénovation a pour objet la production de chlore destiné à désinfecter les micro-organismes qui sont responsables de bouchages de tuyauteries et de corrosions de type bactérien, son principe est basé sur l'électrolyse de l'eau de mer ; avec production de chlore ou d'hypochlorite de sodium et injection dans le bassin d'eau de mer .

III.2.4. Les Conséquences de ces problèmes [28]

L'encrassement chronique de cet échangeur se traduit par de nombreux problèmes et un impact sur l'arrêt des installations pour cause de maintenance.

Les causes des arrêts fréquents sont :

- ❖ Arrêt des installations
- ❖ Remplacement du matériel corrodé
- ❖ Les pertes d'amine
- ❖ On a aussi noté un impact écologique causé par le déversement de la solution MEA vers les égouts et la mer ainsi que dans l'environnement.

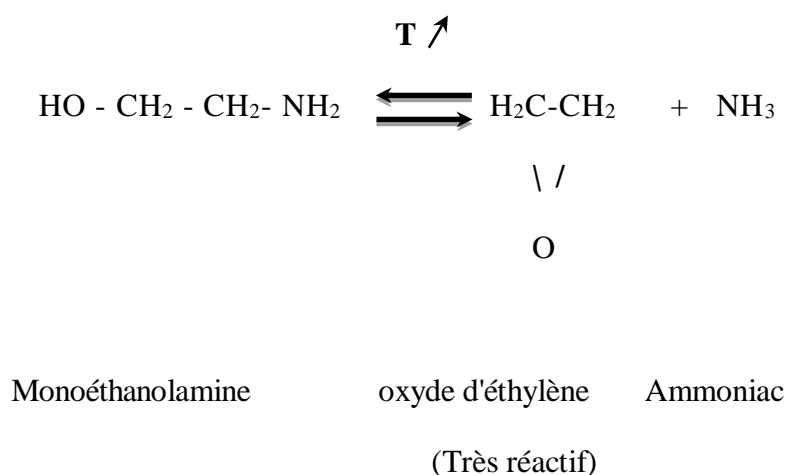
III.2.5. Problème de dégradation de la MEA [2]

Sa dégradation peut entraîner une mauvaise absorption du CO₂. Les produits formés lors de la dégradation de la MEA sont généralement moins volatils et peuvent être séparés de la solution par vaporisation. Cette dégradation est due aux facteurs suivants :

III.2.5.1. Dégradation thermique

Elle est définie comme étant une destruction d'ordre chimique ou thermique de la MEA et cela de l'effet de la chaleur excessive, ce qui conduit à la formation des produits de dégradation ou des sels thermiquement stables

à haute température la MEA se décompose selon la réaction :

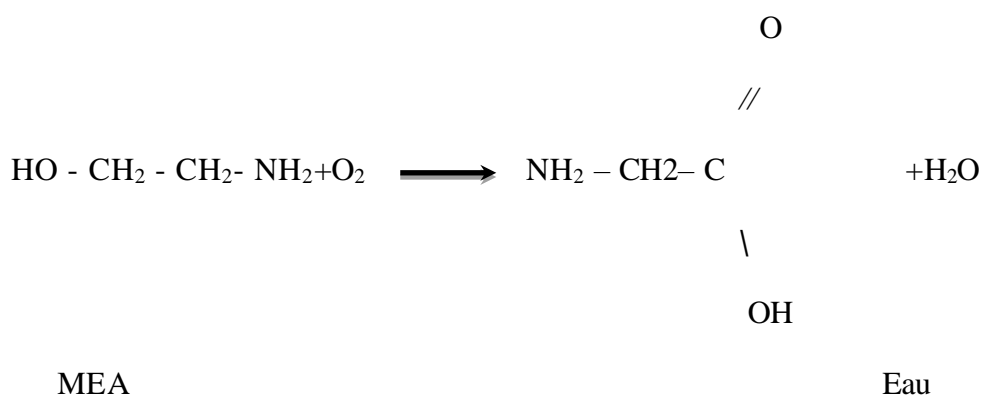


La vitesse de la réaction de décomposition est assez sensible à partir de 130°C, 180°C, la décomposition de la MEA est instantanée. Les produits de décomposition, en particulier l'oxyde d'éthylène sont extrêmement réactifs.

III.2.5.2. Dégradation par formation de produits non régénérables

➤ Réaction avec l'oxygène

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



Amine acide

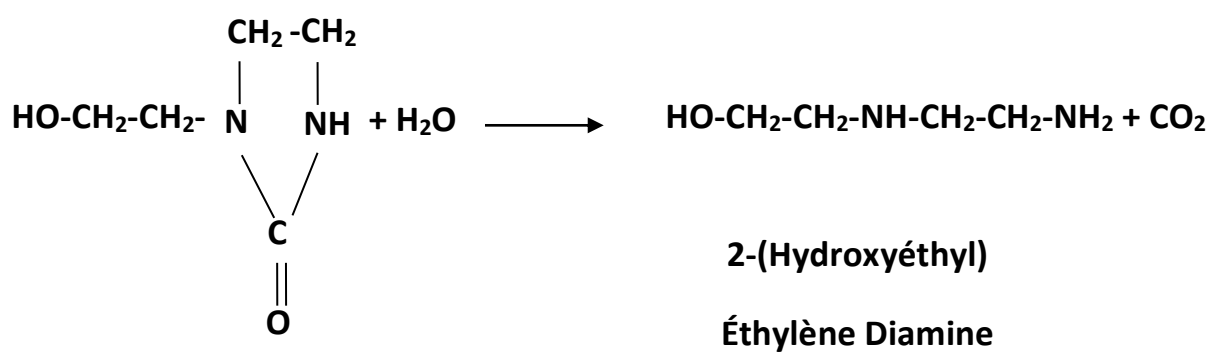
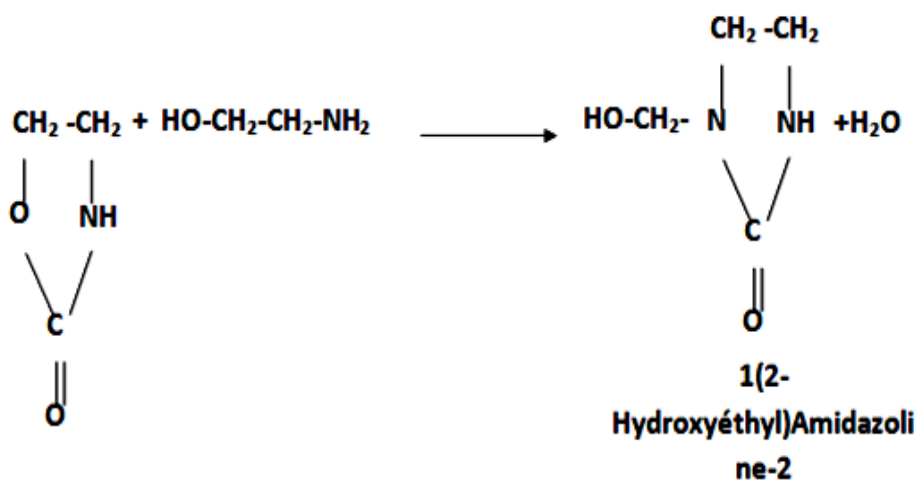
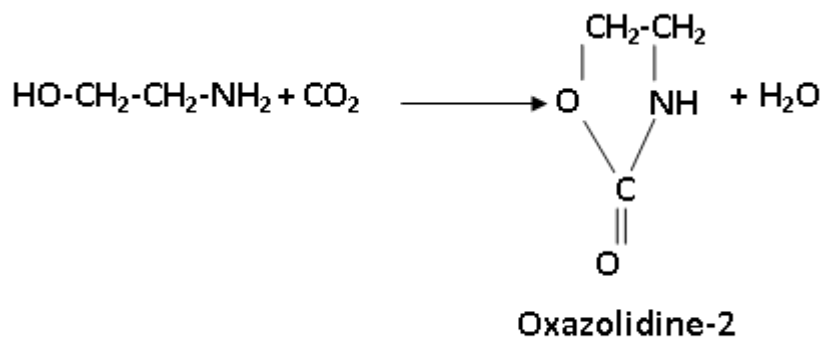
Le stockage de la solution MEA ne s'effectuant pas à l'abri de l'air. En effet les puisards sont souvent ouverts et contribue à l'oxydation rapide de la MEA. C'est pourquoi, les amines doivent être stocké sous atmosphère de gaz inerte exempte d'oxygène. Une couleur brunâtre signal l'oxydation de la solution due à un atmosphère de gaz inerte inadéquate ou à l'entrée de l'oxygène. Quand le système MEA est à l'arrêt la circulation de la solution froide doit être maintenue. Ceci minimise les entrées d'air.

➤ Réaction avec le dioxyde de carbone

En plus des réactions de la MEA pure donnant des produits régénérables, la MEA pure réagit aussi avec le CO₂ de façon irréversible.

Le corps formé, sous l'effet de la température excessive subit une déshydratation avec libération d'une molécule H₂O, On aura la formation d'un composé cyclique appelé « Oxazolidine-2 » qui est un composé instable. Il forme, en réagissant avec d'autres molécules de MEA des composés cycliques tel que 1-(2-Hydroxyéthyl)-amidazoline-2). Ce corps est susceptible de s'hydrolyser et se convertir en amine-éthyle-éthanolamine (2-(hydroxyéthyl)éthylènediamine).

Cette réaction est très lente et s'effectue de la façon suite:



III.2.6. Problème de contamination de la MEA [2]

Les chlorures provoquent la dégradation partielle de la solution amine ce qui rend la réaction entre le CO₂ et la MEA non parfaite d'où mauvaise absorption de CO₂.

Les chlorures provenant de l'eau de mer utilisée au niveau des refroidisseurs et condenseurs de la MEA, ont une action corrosive et qui est d'ailleurs liée à la présence d'oxygène. Ces chlorures provoquent la formation de l'acide chlorhydrique qui attaque l'acier inox. En outre les boues formées bouchent les tubes des échangeurs.



Figure III.04: Bouchage des tubes de l'échangeur de chaleur E.504 [29]

Les chlorures dans la solution attaquent les équipements en acier inox tels que les tubes des rebouilleurs, les plateaux de la colonne de décarbonation, ...etc.

Ils faut donc que la quantité de chlorures soit négligeables (Inférieur à 150ppm). Si la concentration en chlorures est au-dessus de 150ppm, les refroidisseurs à eau de mer doivent être inspectés « Perforation des tubes » et on procède comme suit :

- 01.** On fait des purges pour éviter le dépôt.
- 02.** Déboucher les purges (Lesevage chimique).
- 03.** Bouchonner les tubes fuyards.

04. On fait un suivi d'analyse des purges.

Si la concentration en chlorure diminue, on continue la manœuvre jusqu'à purification de la solution.

Si la concentration continue d'augmenter, on arrête la production, on vidange le circuit et on prépare une autre solution.

III.2.7. Problème de corrosion [2]

Ce problème peut entraîner un arrêt non programmé, un manque de production, une réduction de durée de vie des équipements, ainsi que des accidents. Ce problème peut être contrôlé tout en optant pour les paramètres de conception des installations et de fonctionnement appropriés. Elle constitue le problème le plus grave dans les unités de décarbonatation et ce sujet a reçu un maximum d'attention.

L'étendue et le type de corrosion rencontrée dans les unités à amines dépendent d'un certain nombre de facteurs tels que :

- Le type d'amine.
- Le taux de charge élevé.
- La nature des contaminants.
- La charge de la solution.
- Les matières solides entraînées avec le GN.
- Les pressions et températures qui règnent à des différentes parties du système.
- La vitesse de passage de la solution dans les équipements et les tuyauteries.

III.2.7.1. Corrosion par les gaz acides

La réaction de la MEA pure avec le CO₂ peut mener à la formation de l'acide carbonique H₂CO₃. En effet la présence de cet acide en solution dans la MEA fait de cette dernière une substance agressive vis-à-vis du métal entrant dans la composition des différents équipements. Le CO₂ libre cause une importante dégradation des surfaces métalliques particulièrement à une température relativement élevée et en présence d'eau.

Le fer métallique réagit avec l'acide carbonique entraînant la formation et précipitation du bicarbonate de fer soluble (Fe(HCO₃)₂) au fond des colonnes.

Chapitre III : Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation

Le chauffage du système libère le CO₂ et précipite le fer sous forme de carbonate de fer insoluble et le cycle de corrosion se répète.

(Le fer métallique constituant de l'acier au carbone utilisé pour les équipements)



III.2.7.2. Corrosion par des amines

Les produits de dégradation des solvants sont les agents de corrosion les plus puissants. Ces produits résultent de la réaction irréversible entre certains constituants du gaz d'alimentation et de la solution amine.

Le contact de la solution avec l'oxygène en un point quelconque du cycle a également été responsable de certains cas de corrosion

III.2.7.3. principales causes de la corrosion

- Le CO₂ libre, surtout à haute température et en présence d'eau. Le fer métallique est supposé réagir avec l'acide carbonique, formant du bicarbonate de fer soluble. Le chauffage du système risque de libérer le CO₂ et de précipiter le fer sous forme de carbonate de fer insoluble.
- Après les gaz acides, les produits de dégradation des solvants sont les agents de corrosion les plus puissants. Ces produits résultent de la réaction irréversible entre certains constituants du gaz d'alimentation et la solution d'amines. La corrosion due aux produits de dégradation est pratiquement toujours plus grave dans les systèmes MEA.

Les colonnes de régénération fabriquées en acier au carbone sont soumises à des différents niveaux de corrosion, selon les conditions de fonctionnement. Les espaces occupés par les vapeurs et les liquides y sont susceptibles. La plus prononcée a lieu en

dessous du point d'entrée de la solution. Les fissures de corrosion sous contraintes sont également fréquentes en l'absence d'une relation des contraintes du récipient.

Les réfrigérants de solution et les condenseurs de tête ne sont généralement pas susceptibles à l'attaque corrosive. La corrosion des réfrigérants de solution en acier au carbone peut cependant avoir lieu si l'amine pauvre n'est pas correctement régénérée.

L'attaque corrosive dans le rebouilleur est plus sévère dans les unités à MEA que dans les unités utilisant d'autres amines, principalement parce que l'extraction du CO₂ de la MEA est difficile et donc souvent incomplète.

III.2.7.4.Méthodes de lutte contre la corrosion

Il existe différentes techniques pour lutter contre la corrosion :

- Utiliser un matériau inattaqué dans les conditions d'utilisation

Exemple 1 : Les « Inox » résistent à la corrosion sèche et surtout à l'action de l'O₂.

Exemple 2 : alliages non ferreux à base de Cu ou Al se passivent plus ou moins naturellement.

- Faire un revêtement protecteur qui isole du milieu corrosif (fait appel aux traitements de surface).
- Agir sur le processus électrochimique (dans le cas de la corrosion électrochimique).

Exemple 1 : protection anodique (déplacement du potentiel par un oxydant ou par un circuit et passage dans le domaine passif).

Exemple 2: inhibiteurs de corrosion qui ralentissent la vitesse de corrosion.

III.2.8. Problème de moussage [2]

III.2.8.1. Définition

On définit la mousse comme un système micro hétérogène composé d'une phase gazeuse dispersée et d'un milieu dispersant liquide étiré en pellicules. La MEA a un caractère moussant propre surtout à fortes concentrations alors des pertes 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 remédier au problème de moussage citant : piège à gouttelettes, ballon séparateur, écart important entre plateaux et surdimensionnement de l'absorbeur. Le phénomène de moussage est rencontré non seulement dans l'absorbeur du CO₂ mais il peut également être perceptible dans la colonne de régénération de la MEA

III.2.9. Facteurs favorisant le moussage [01]

Le moussage peut réduire le débit des installations, augmenter les pertes de MEA, empêcher une régénération adéquate et affecter de manière contraire l'efficacité de traitement. Le moussage réduit également l'efficacité de transfert de masse sur les plateaux à cause du mauvais contact entre le gaz et le liquide. Il est presque toujours accompagné d'une élévation de la perte de charge de la colonne.

Ce problème de moussage pouvait intervenir en cas de présence de :

➤ **Des hydrocarbures liquides dans le gaz:**

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

➤ **Des solides en suspensions finement divisés :**

Par exemple (grain de sable, grain de rouille).

➤ **Fines de charbon actif:**

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

➤ **Des inhibiteurs de corrosion**

➤ **Des produits de dégradation de MEA**

➤ **L'excès d'agent anti-mousse**

.L'emploi des produits anti mousse ne résout pas le problème fondamental, il ne constitue qu'une manière provisoire de contrôler le problème jusqu'à la détermination et l'évaluation de la cause du moussage.

➤ **Variation brusque de débit de gaz naturel ou de MEA.**

➤ **Les huiles de graissage**

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

➤ **Non efficacité des plateaux**

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



Figure III.05: Bouchage les déversoirs et les clapets de la colonne d'absorption

Ce moussage limite la capacité de la section de décarbonatation, entraîne des pertes de solution et affecte la performance de l'absorbeur et de la colonne de cette section, car le moussage signale une solution de mauvaise qualité.

III.2.10. Précaution à prendre contre le moussage

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.[1]

Si le gaz brut a un point de rosé supérieur à la température de fond de l'absorbeur, les condensations doivent être entraînées au cours de lavage.[1]

Il est bon de prévoir un séparateur liquide-vapeur en amont de la colonne d'absorption pour éliminer les hydrocarbures liquides. [1]

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. [1]

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.[1]

La meilleure façon d'éviter les problèmes de moussage consiste à bien surveiller la solution d'amine, un bon fonctionnement du régénérateur et une bonne filtration de la solution sont absolument indispensables.

Lors de l'apparition du phénomène moussage, on doit effectuer les opérations suivantes

01. Injecter un produit anti-mousse (SAG 10) qui calme le phénomène.

02. baisser la charge.

III.2.11.Système d'injection de produit anti-mousse

La solution anti-mousse est injectée dans la solution de MEA à très faible débit pour contrôler le moussage dans le circuit de séparation du CO₂ à la MEA. On a reconnu qu'une injection trop importante aggrave les conditions de moussage parce que des particules solidifiées se collent aux plateaux.

Le moussage peut être la conséquence soit de variations excessivement rapides du débit de la solution, soit de l'accumulation d'impuretés dans le réseau. Les variations de débit doivent donc être graduelles. L'épurateur et les filtres des courants dérivés de MEA doivent fonctionner pour maintenir la solution de MEA liquide.

Le moussage est mis en évidence par :

- Une perte de charge à la traversée des plateaux de F-502.

- L'augmentation de la quantité de liquide dans le séparateur des sécheurs G-777.
- Une perte de charge à la traversée de la colonne de F-501.
- L'augmentation de la quantité de liquide dans le ballon de G-502 après que la colonne du régénérateur F-501 s'est obstruée.

S'il se produit un moussage, le rebouilleur peut rester à son régime de marche normal, bien que le niveau au fond du régénérateur varie énormément.

L'injection des agents anti-mousse en tête de la colonne d'absorption peut être considérée comme précaution provisoire pour permettre de l'élimination

Les anti-mousses les plus utilisés sont les composés silicones. Les concentrations désirables pour une bonne suppression de mousse sont généralement de 10 à 15 ppm dans la solution de circulation. [Voir annexe B tableau 1]

Les produits anti-mousses solubles dans l'eau sont souvent plus efficaces s'ils sont dilués avant d'être introduits dans le système. L'incorporation d'une quantité excessive de produit anti-mousse est généralement plus nocive que le manque total d'un tel produit.

L'emploi des produits anti mousse ne résout pas le problème fondamental, il ne constitue qu'une manière provisoire de contrôler le problème jusqu'à la détermination et l'évaluation de la cause du moussage.

III.3. Analyse de moussage dans la solution de MEA [2]

Méthode Jefferson Chemical cie

01. But :

Cette méthode a pour but la détermination du moussage des solutions de MEA. Elle peut être aussi utilisée pour comparer les techniques d'anti-mousses

02. Principe :

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 mousse.



Figure III.06 : Appareil de mesure de moussage

03.Appareillage :

- Eprouvette graduée de 250ml
- Tube de dispersion pour le gaz avec extrémité en verre fritté (diffuseur)
- Débitmètre à air pour régler le débit d'air à 500ml par minute
- Régulateur de pression pour l'air



04. Solutions:

- MEA
- Eau distillée

05. Mode opératoire:

- Transférer 90ml de la solution à analyser dans une éprouvette graduée de 250 ml.
- Raccorder le régulateur de pression d'azote (ou d'air) au cylindre d'air.

Avec un tube en PVC, raccorder la sortie du régulateur à l'entrée du débitmètre. Raccorder aussi la sortie du débitmètre au tube de dispersion de gaz (diffuseur).

- Pendant que l'air s'écoule par le tube, immerger le tube de dispersion dans l'éprouvette ; son extrémité frittée reposant sur le fond de l'éprouvette.
- Régler le débit d'air entre 125- 250ml/mn selon le taux qui donnera la plus grande hauteur de mousse sans dépasser 250ml.
- Noter la hauteur maximale de la mousse en mm (la hauteur maximale sera atteinte dans les 5 mn qui suivent l'écoulement de l'air.)
- Sans interrompre l'écoulement de l'air, enlever le tube de dispersion (diffuseur) de l'éprouvette et l'immerger pendant 15 secondes dans un béccher contenant de l'eau distillée. Sécher ensuite l'extérieur : le tube est prêt pour l'immersion dans l'échantillon suivant.
- Pour pouvoir comparer, préparer une solution de MEA à 15% et Déterminer sa hauteur de mousse. Ceci donnera une indication de la quantité de mousse à attendre d'une solution qui n'a pas été contaminée auparavant par des agents moussants ou à laquelle on n'a pas ajouté des produits anti mousse.

Le tableau suivant donne une indication sur la tendance à mousser des solutions de MEA :

Tableau III.01: Une Indication sur la tendance à mousser des solutions de MEA.

Hauteur de mousse	Tendance à mousser
<150ml	Non tendance à mousser
150 – 170ml	Légère tendance à mousser
170 – 200ml	Tendance à mousser modérée
> 200ml	Haute tendance à mousser

Remarque :

L'absence du côté pratique et les résultats expérimentaux aux analyses spécifiques au problème de la mousse est dû à la pandémie du (**covid-19**). En réalité, Mon binôme ainsi que moi sommes navrés de ne pas avoir pu faire un stage au niveau du complexe GL1/Z à Oran. Néanmoins ceci ne nous a pas privé et empêché de faire une recherche documentaire adéquate afin de faire valoir le savoir. Sous ce nombre de contraintes, nous sommes parvenus à nous déplacer de notre wilaya jusqu'à la wilaya de Mostaganem pour but de recherche et frottement avec bon nombre de spécialistes de Laboratoire et autres employés de ce site ainsi l'organisation d'un dialogue scientifique avec eux en dehors des interrogatoires ce qui nous a permis de recevoir toute une panoplie de conseils et recommandations, de rédiger maintes observations et être en contact constant via les réseaux sociaux pour d'autres éclaircissements si besoin est. Sans oublier l'ensemble d'efforts et orientations fournis par notre chère professeur encadrante, tout ceci, dans le but de satisfaire notre cher jury et être, par ce petit plus, au service de notre université et ses différents étudiants.

III.4. Recommandations pour réduire le moussage [2]

- ❖ Le séparateur « vapeur-liquide » installé en amont de la colonne d'absorption pour éliminer les hydrocarbures liquides doit être régulièrement purgé.
- ❖ Utilisation du bac de stockage au lieu du puisard pour préparer la solution MEA. En effet ce bac renferme un système d'inertage à l'azote et permettra d'éviter le contact de l'air avec la solution.
- ❖ Le système anti-mousse doit être disponible principalement l'agitateur qui joue un grand rôle dans le mélange et l'homogénéisation de la solution anti-mousse.
- ❖ une filtration convenable des impuretés accumulées dans le système et cela pour assurer un bon fonctionnement de vaporisateur.

Un filtre à cartouche pour la MEA pauvre et un autre pour la MEA riche ont pour rôle de retenir les impuretés solides en suspension dans la solution en circulation. Ces filtres doivent régulièrement être inspectés.





Figure III.07: Filtre à cartouche pour la MEA pauvre

III.5. Conclusion

Dans cette partie, nous avons étudié Les problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation du complexe GL1/Z.

Après de nombreuses études sur ce complexe, nous concluons que l'unité d'élimination du carbone s'arrête et réduit son efficacité lors du traitement du gaz naturel pour plusieurs raisons:

- la MEA est le responsable de la corrosion de la paroi externe des tubes de l'échangeur de chaleur
- L'eau de mer contient des particules solides et organiques qui peuvent altérer l'état des équipements.
- l'eau de mer provoque d'encrassement de la paroi interne des tubes
- Les chlorures provoquent la dégradation partielle de la solution amine ce qui rend la réaction entre le CO₂ et la MEA non parfaite d'où mauvaise absorption de CO₂.
- Au contact de l'air la MEA s'oxyde rapidement pour former des produits organiques corrosifs et pouvant même entamer le problème de moussage
- Le moussage réduit l'efficacité de transfert de masse sur les plateaux à cause du mauvais contact entre le gaz et le liquide.



CONCLUSION
Générale

Conclusion générale

A travers des recherches et des sources scientifiques sur le sujet de cette mémoire intitulée (**étude d'élimination de CO₂ par la solution MEA au niveau du Complexe GL1/Z Section de décarbonation du gaz naturel**)

Nous sommes arrivés à une conclusion générale que nous mentionnons dans les points suivants :

- ✚ Nous concluons que L'unité de décarbonation est l'une des unités de traitements du gaz naturel conçue pour l'élimination d'une grande partie du gaz carbonique «CO₂» contenu dans le gaz d'alimentation, le passage des températures ambiantes aux températures cryogéniques (-162°C) pour sa liquéfaction impose la nécessité d'éliminer ce gaz carbonique de la composition initiale afin d'éviter la formation de glace carbonique dans l'extrémité froide des sections cryogéniques de l'installation.
- ✚ une solution chimique appelé Monoéthanolamine (MEA) à 15% en poids est utilisée comme solvant dans une colonne d'absorption.
- ✚ Le moussage réduit l'efficacité de transfert de masse sur les plateaux à cause du mauvais contact entre le gaz et le liquide. Il est presque toujours accompagné d'une élévation de la perte de charge de la colonne puisque Ce genre de problème se déclare souvent dans les colonnes d'absorption de complexes GL1/Z, lorsque les mousses produites deviennent trop stables ou trop volumineuses.
- ✚ la réaction de MEA avec le gaz est favorable à une température de 38°C.
- ✚ La présence des hydrocarbures lourds (gazoline) se forme de gouttelettes dans le GN favorisent aussi l'augmentation de la mousse.
- ✚ L'excès de l'agent anti mousse SAG10 provoque la mousse de solution MEA puisque l'emploi des produits anti- mousse ne résout pas le problème fondamental, il ne constitue qu'une manière provisoire de contrôler le problème jusqu'à la détermination et l'évolution de la cause du moussage.
- ✚ Au contact de l'air la MEA s'oxyde rapidement pour former des produits organiques corrosifs et pouvant même entamer le problème de moussage.
- ✚ la MEA est le responsable de la corrosion de la paroi externe des tubes de l'échangeur de chaleur.

Conclusion générale

- ✚ L'eau de mer contient des particules solides et organiques qui peuvent altérer l'état des équipements.
- ✚ Les chlorures provoquent la dégradation partielle de la solution amine ce qui rend la réaction entre le CO₂ et la MEA non parfaite d'où mauvaise absorption de CO₂.
- ✚ Enfin, L'absence du côté pratique et les résultats expérimentaux aux analyses spécifiques aux problème de la mousse est dû à la pandémie du (**covid-19**). En réalité, Mon binôme ainsi que moi somme navrés de ne pas avoir pu faire un stage au niveau du complexe GL1/Z à Oran. Néanmoins ceci ne nous a pas privé et empêché de faire une recherche documentaire adéquate afin de faire valoir le savoir. Sous ce nombre de contraintes, nous sommes parvenus à nous **déplacer** de **Notre wilaya** jusqu'à la wilaya de **Mostaganem** pour **but de recherche** et frottement avec bon nombre de spécialistes de Laboratoire et autres employés de ce site ainsi l'organisation d'un dialogue scientifique avec eux en dehors des interrogatoires ce qui nous a permis de recevoir toute une panoplie de conseils et recommandations, de rédiger maintes observations et être en contact constant via les réseaux sociaux pour d'autres éclaircissements si besoin est. Sans oublier l'ensemble d'efforts et orientations fournis par notre chère professeur encadrante, tout ceci, dans le but de satisfaire notre cher jury et être, par ce petit plus, au service de notre université et ses différents étudiants.



REFERENCES

BIBLIOGRAPHIQUES



Références bibliographiques

- [1] [file:///C:/Users/Islamway/Downloads/MEMOIRE-complet-probleme-de-Moussage-PDF%20\(1\)\(1\).pdf](file:///C:/Users/Islamway/Downloads/MEMOIRE-complet-probleme-de-Moussage-PDF%20(1)(1).pdf)
- [2] Manuel opératoire du procédé de liquéfaction du complexe GL1 /Z.
- [3] <file:///C:/Users/Islamway/Downloads/TH2661.pdf>
- [4] Présentation du complexe de liquéfaction GL2Z, manuel de formation, 2003.
- [5] Gas purification. Arthur Kohl, Richard Nielsen. Edition Gulf publishing Company Houston, Texas 1997, ISBN 0-88415-220-0 .
- [6] Revue trimestriel de Sonatrach. Revue .Décembre 2007
- [7] [Med barahhou. I .douadi Estimation et comparaison des émissions de CO₂ dans les deux complexe. GL2/Z ET GL3/Z. à 2013.11%](#)
- [8] [Sylve TISSOT, Annick PICHARD, “ Seuil de Toxicité Aiguë Hydrogène Sulfuré \(H₂SO₄\) “, Direction des Risques chimiques \(DRC\), unité d’Expertise Toxicologique de substances chimiques \(ETSC\), janvier 2000.](#)
- [9] <http://scientificsentence.net/chemistry/absorbeur.jpg>
- [10] WWW.INERSI.com
- [11] Robert H.Perry, don W. green “Perry’s chemical engineers,’ handbook“; 8ème édition, ED. McGRAW-HILL, New-york.1984
- [12] Cicile J.C, Distillation, Absorption. Colonnes à plateaux : Dimensionnement, Techniques de l’Ingénieur, J 2 623
- [13] Cicile J.C., Distillation, Absorption. Colonnes à plateaux : Technologie, Techniques de l’ingénieur, J 2 622
- [14] Toubal A, Riguet k., 2002. Contribution à la réduction d’entraînement de la monoéthanolamine dans la colonne de décarbonatation. Mémoire de fin d’études, Université d’Annaba, Algérie.
- [15] Formation d’ingénieur, module 11: décarbonatation, volume 26.

Références bibliographiques

- [16] P.WHUITIER, Raffinage et génie chimique tome 1, 2^{ème} éditions TECHNIP 1972.
- [17]http://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Dioxyde_de_carbone&action=edit§ion=1.
- [18] COPIGNEAUX. Distillation. Absorption colonnes garnies, Techniques de l'ingénieur, traité génie des procédés.
- [19] Med barahhou. I .douadi Estimation et comparaison des émission de CO₂ dans les deux complexe . GL2/Z ET GL3/Z. à 2013.11%
- [20] Leprince P, 1998. Le raffinage de pétrole. Troisième procédé de transformation Edition Technip, France.
- [21] Toubal A, Riguetk., 2002. Contribution à la réduction d'entraînement de la monoéthanolamine dans la colonne de décarbonatation. Mémoire de fin d'études, Université d'Annaba, Algérie.
- [22] Fiche de données de sécurité (selon 91/155/CEE), INTERCHIMIE, version (13/07/2001).
- [23] Fiche toxicologique (FT 146) de MEA, établie par les services techniques et médicaux de l'INRS, édition 2005.
- [24] Document soft formation ingénieur, bloc 11 module 02, 1992.
- [25] Manuel de formation GL2/Z « Soft Traitement De Gaz » ,2010.
- [26] Manuel de formation Industrie, « Décarbonatation du Gaz Naturel », UFR/ Gas Engineering &Refining.
- [27] F, Finkbeiner ; T, Gonard ; B, Filiol ; Echangeurs thermiques: Enjeux, marchés, technologie et politique d'innovation. Editions européennes Thermiques et Industries (EETI), France, 1993.
- [28]<file:///D:/MEMOIRE%20%20MASTER%20GP/m%C3%A9moire%20houda%20&%20levla.pdf>
- [29] M, Goyhenetche ; Diagnostic technique et économique de l'encrassement des équipements de transfert thermique dans l'industrie française, France,1991.

Références bibliographiques

- [30] **Operatoir Manual Process Volume I, Plant Natural Gas Liquefaction , LNG1, compagne Bechtel.**
- [31] **Advantages of Brazed Heat Exchangers in the Gas Processing Industry KEVIN M. LUNSFORD, Bryan Research & Engineering, Inc. Bryan, Texas ,and Proceedings of the Seventy-Fifth GPA Annual Convention. Tulsa, OK: Gas Processors Association, 1996: 218-226.**



LES ANNEXES

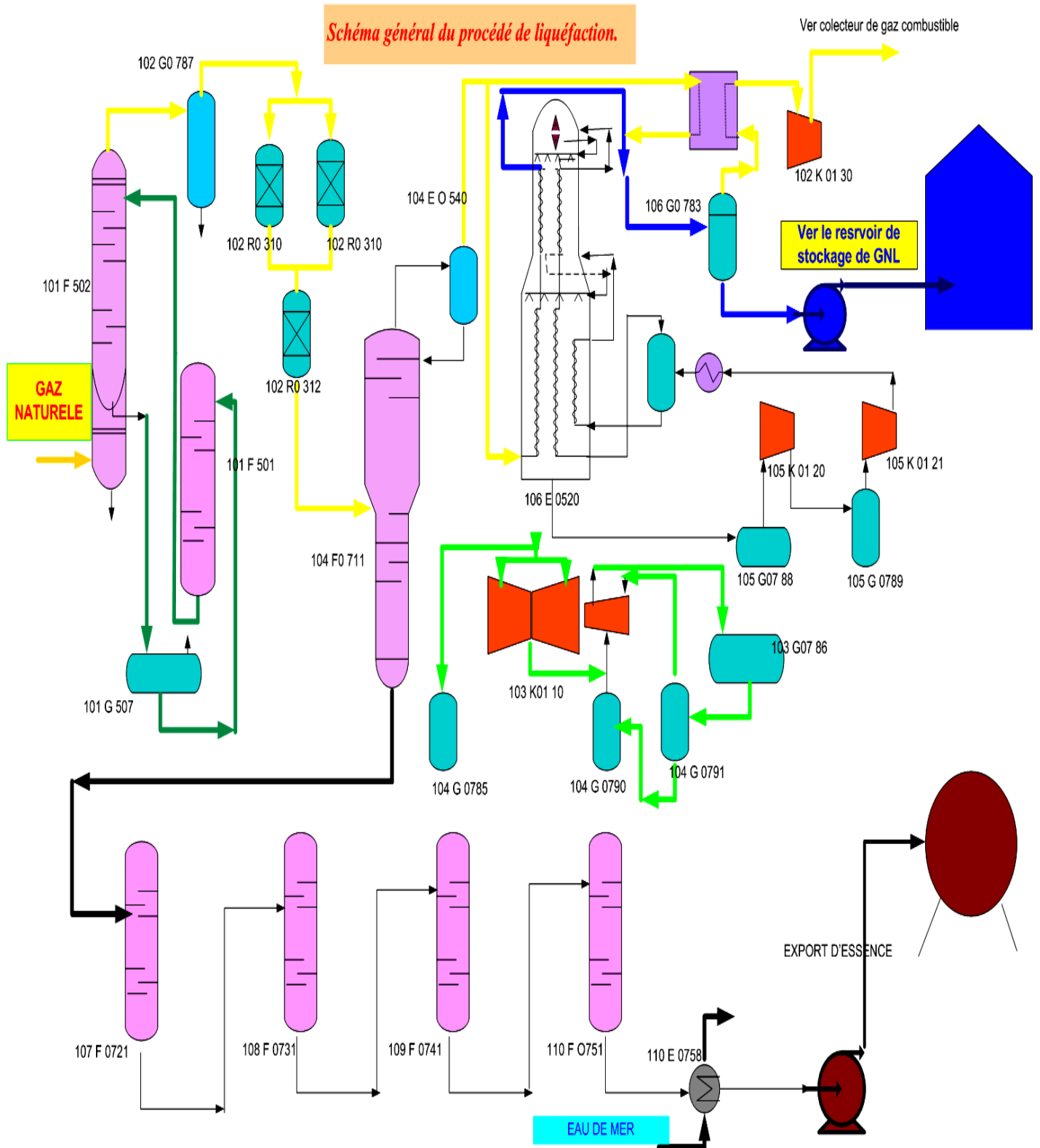


Figure 01: Schéma général du procédé de liquéfaction [2]

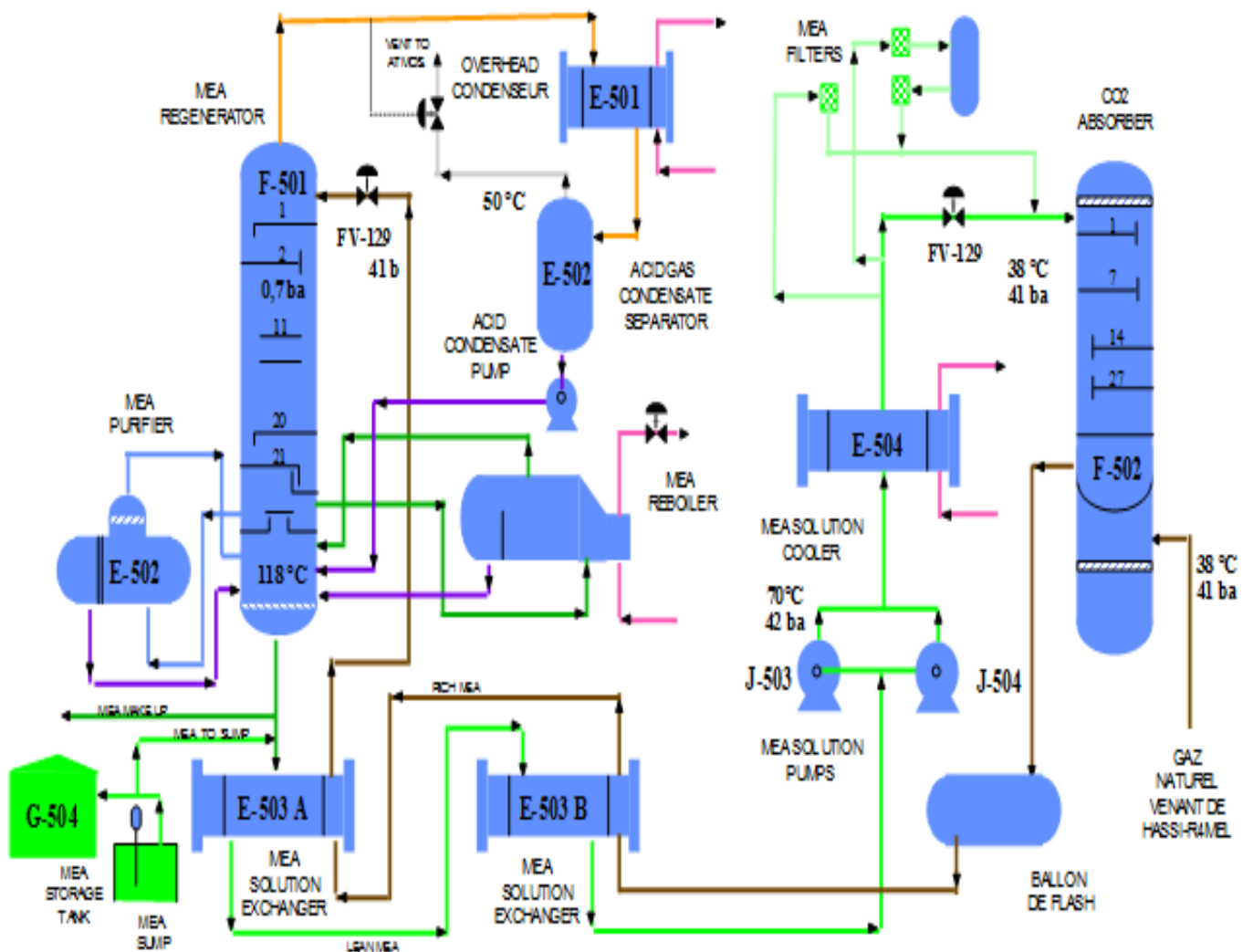


Figure 02: Schéma représente la Section de Décarbonatation [2]

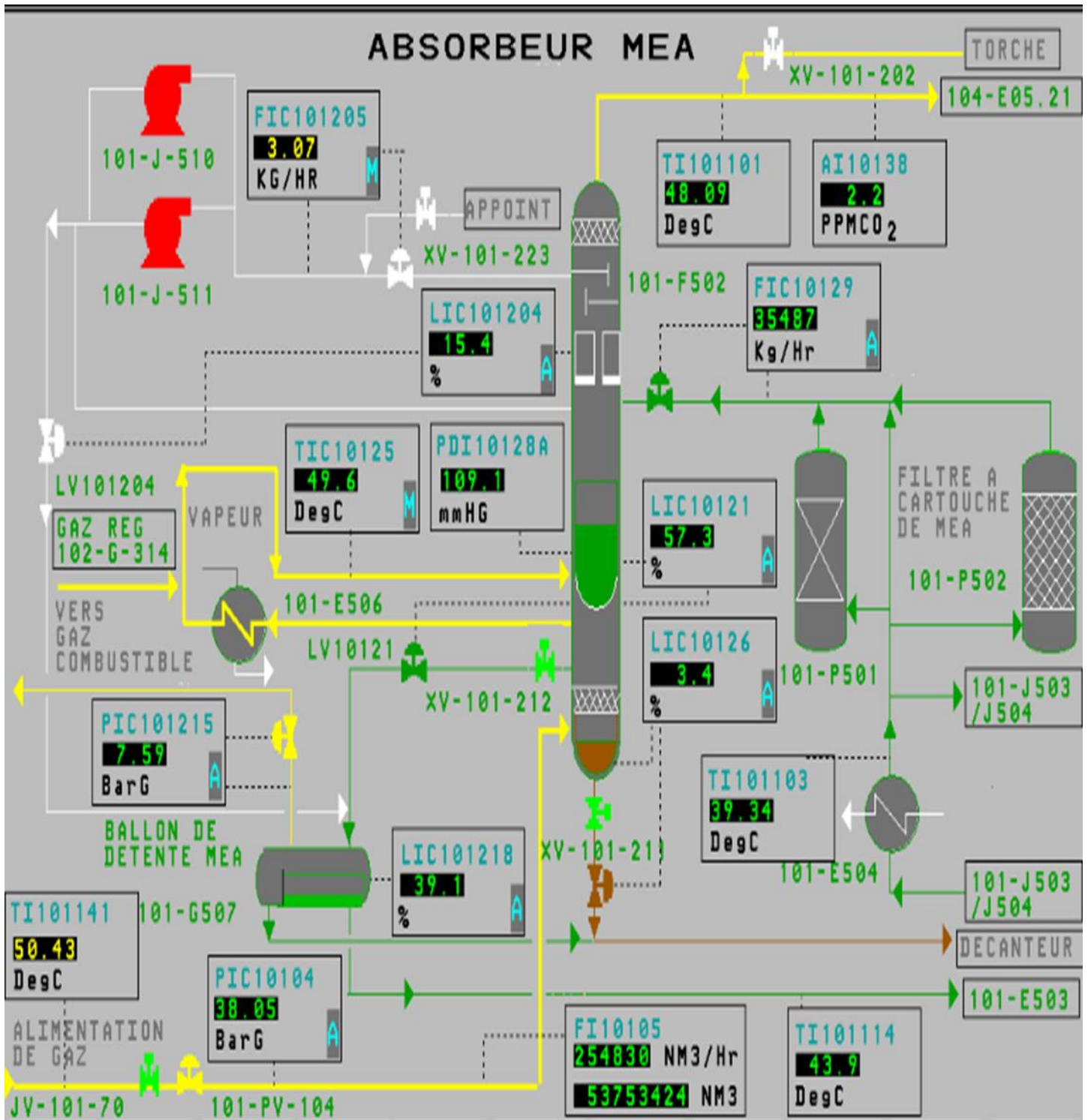


Figure 04: Schéma représente l'absorbeur de MEA [2]

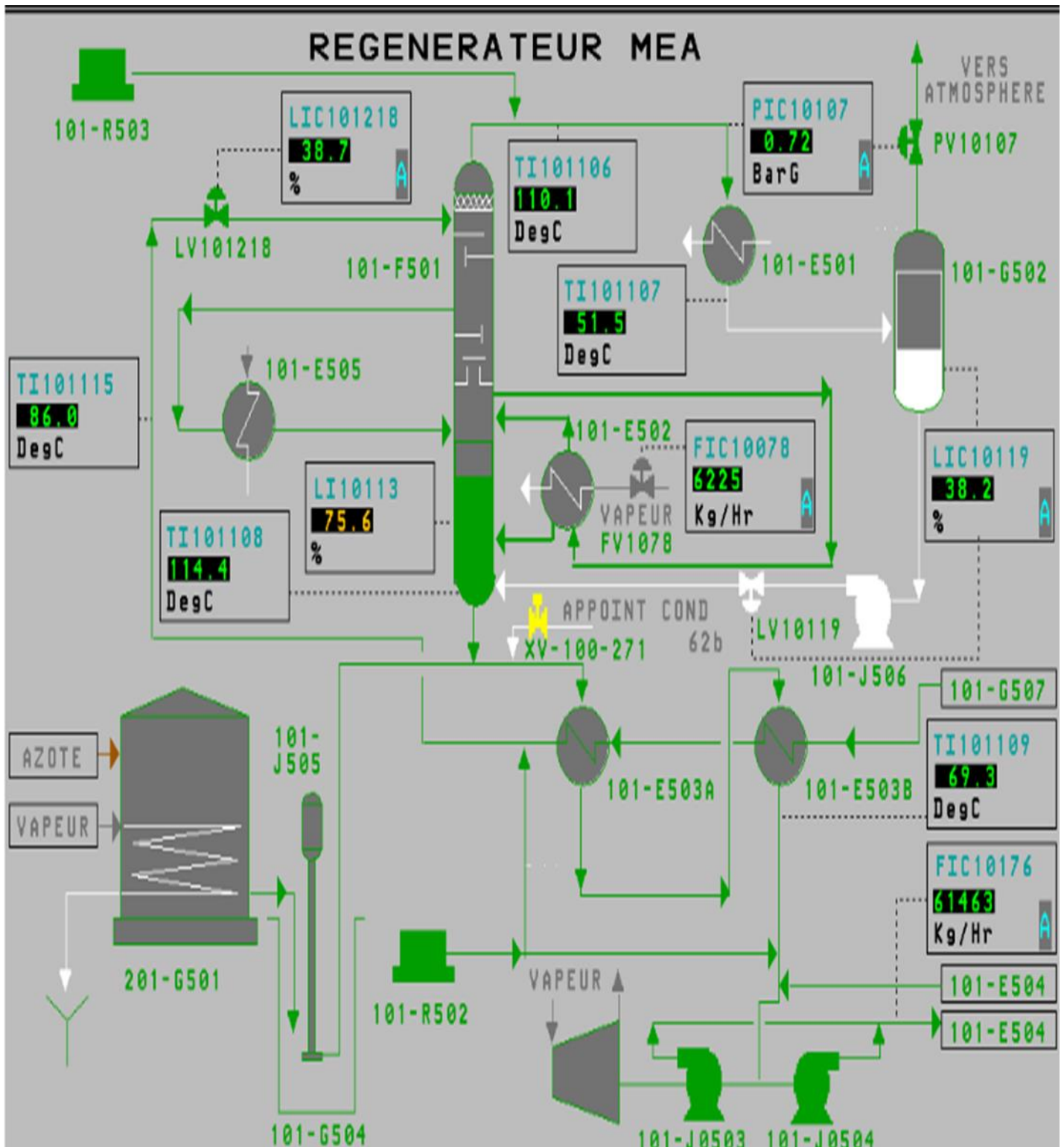


Figure 05: Schéma représente le régénérateur de MEA [2]

Tableau.01 : Spécifications techniques de SAG 10 anti-mousse : Pol diméthyle Siloxane [25]

item	Désignation	Exigences du Complexe
1	Produit	Anti-mousse (SILICONE ANTI FOAM EMULSION)
2	Les propriétés et spécifications techniques du produit	Composition Physico-chimique conforme à l'utilisation
3	Applications	L'empêchement et la suppression de la mousse dans la section de lavage à l'amine MEA (une colonne d'absorption chargée d'éliminer du «CO ₂ » du gaz naturel et une colonne de régénération pour éliminer par vaporisation les produits légers venant de la réaction de MonoEthanolAmine «MEA» avec le «CO ₂ »).
4	Etat physique	Liquide
5	Couleur	Blanche
6	Masse volumique à 25°C, g/cm ³ (densité)	1
7	Viscosité à 25°C	2000 Cps
8	Matière active	10% de silicone solide
9	Point de flash	aucun
10	PH à 25°C	7,5
11	L'homogénéité	Stable
12	Stabilité thermique	Stable
13	Emulsifiant	Non ionique