



Department of Process Engineering

قسم هندسة الطرائق

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

رقم / ج.م.ك.ع.ت//2024

## MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE

**Filière : GENIE DES PROCEDES**

**Option: GENIE CHIMIQUE**

### Thème

**Etude et analyse des problèmes obstruent le bon fonctionnement de la section de décarbonatation (GL2/Z-Arzew)**

**Présenté par**

1- REZALI Mohamed Zin Elabidin

2- ABBASSA Bendehiba

Soutenu le 09 /06 / 2024 devant le jury composé de :

<b>Président :</b>	OUADJENIA Fatima	MCA	Université de Mostaganem
<b>Examineur :</b>	BELHOUARI Houria	MAA	Université de Mostaganem
<b>Rapporteur :</b>	MENAD Karima	MCA	Université de Mostaganem

**Année Universitaire 2023/2024**

# REMERCIEMENTS

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant de nous donner la force et la patience pour réaliser ce travail.

En second lieu, Nous tenons à remercier notre encadrante M<sup>me</sup> MENAD Karima pour ses conseils et son aide durant toute la période de notre stage.

Nous remercions les membres de jury d'avoir accepté d'évaluer le présent travail.

Enfin, Nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

# DEDICACES

A nos chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

A toute nos familles, mes amis et mes professeurs pour leur soutien tout au long de nos parcours universitaire.

A tous nos frères palestiniens qui luttent pour l'honneur de notre nation, nous espérons à Dieu Tout-Puissant de libérer nos frères de l'ennemi tyrannique bientôt.

A toute personne qui nous a aidés et encouragés pour progresser et réussir durant toute cette période.

A notre encadrante pour son suivi de notre mémoire et aux agents de l'industrie pour leur rapport en informations.

## Résumé

Le complexe GNL2/Z est un établissement majeur de liquéfaction de gaz naturel qui génère du GNL, du propane, du butane et de la gazoline. Il représente un élément clé de l'économie algérienne. Un traitement préalable est nécessaire pour éliminer les gaz contaminants qui pourraient se solidifier lors de la liquéfaction, tels que le CO<sub>2</sub>, qui peut être éliminé par un traitement à la monoéthanolamine. On l'utilise avec une concentration d'environ 15 à 20 %.

La MEA (monoéthanolamine.) joue un rôle crucial dans l'élimination des gaz acides, mais elle est souvent des problèmes, ce qui entraîne plusieurs problèmes obstruent le bon fonctionnement de la section de décarbonation. Notre travail se situe dans le prolongement de cette préoccupation et a pour objet d'étudier et analyse des problèmes obstruent le bon fonctionnement dans la section de décarbonation du complexe de liquéfaction (GNL2/Z). Cette étude nous permettra de cibler en premier lieu les problèmes rencontrés et les sources des problèmes, sa conséquence sur le procédé et nous terminerons par proposés quelques solutions ainsi que des recommandations à suivre.

**Mots-clés :** Décarbonation, Contamination par les chlorures, Monoethanolamine, Moussage.

## Abstract

The GNL2/Z complex is a major natural gas liquefaction facility that generates LNG, propane, butane and gasoline. It represents a key element of the Algerian economy. Pretreatment is necessary to remove contaminating gases that could solidify during liquefaction, such as CO<sub>2</sub>, which can be removed by monoethanolamine treatment. It is used with a concentration of approximately 15 to 20%.

MEA (monoethanolamine.) plays a crucial role in the removal of acid gases, but it often fails, resulting in several problems obstructing the proper functioning of the decarbonation section. Our work is an extension of this concern and aims to study and analyze the problems obstructing the proper functioning in the decarbonation section of the liquefaction complex (LNG2/Z). This study will allow us to first target

the problems encountered and the sources of the problems, its consequence on the process and we will end by proposing some solutions as well as recommendations to follow.

Keywords: Decarbonation, Chloride contamination, Monoethanolamine, Foaming.

## ملخص

يعد مجمع GNL2/Z منشأة رئيسية لتمميع الغاز الطبيعي وتنتج الغاز الطبيعي المميع والبروبان والبيوتان والبنزين. وهو يمثل عنصرا أساسيا في الاقتصاد الجزائري. تعتبر المعالجة المسبقة ضرورية لإزالة الغازات الملوثة التي يمكن أن تتصلب أثناء التسييل، مثل ثاني أكسيد الكربون، والذي يمكن إزالته عن طريق معالجة أحادي إيثانول أمين. يتم استخدامه بتركيز يتراوح من 15 إلى 20% تقريبا.

يلعب MEA (أحادي إيثانول أمين) دورًا حاسمًا في إزالة الغازات الحمضية، لكنه غالبًا ما يفشل، مما يؤدي إلى العديد من المشكلات التي تعيق الأداء السليم لقسم إزالة الكربون. يعد عملنا امتدادًا لهذا الاهتمام ويهدف إلى دراسة وتحليل المشكلات التي تعيق الأداء السليم في قسم إزالة الكربون في مجمع التميع (GNL2/Z). ستسمح لنا هذه الدراسة باستهداف المشكلات التي تمت مواجهتها ومصادرها أولاً للمشاكل وعواقبها على العملية وسننتهي باقتراح بعض الحلول بالإضافة إلى التوصيات التي يجب اتباعها.

الكلمات المفتاحية: إزالة الكربونات، مونو إيثانول أمين، الرغوة، التلوث بالكلوريد.

## Table des matières

INTRODUCTION GENERALE .....	1
<u>Chapite I : Description générale du complexeGL2Z .....</u>	<u>3</u>
Introduction : .....	4
<u><i>I.1 Situation géographique du complexe : .....</i></u>	<u>4</u>
<u><i>I.2 Historique du complexe GL2/Z : .....</i></u>	<u>4</u>
<u><i>I.3 Caractéristiques générales du complexe GL2/Z : .....</i></u>	<u>5</u>
<u><i>I.4 Description général du complexe : .....</i></u>	<u>6</u>
<u>Chapitre II : Description de la section de Décarbonatation.....</u>	<u>21</u>
<u><i>II.1 Introduction : .....</i></u>	<u>22</u>
<u><i>II.2 Système de décarbonatation : .....</i></u>	<u>23</u>
<u><i>II.3 Régénérateur de MEA : .....</i></u>	<u>24</u>
<u><i>II.4. Notions générales sur l'absorption : .....</i></u>	<u>29</u>
<u>Chapitre III: Suivi de la section de décarbonatation : analyses, problèmes et recommandations .....</u>	<u>32</u>
<u><i>III.1 Introduction : .....</i></u>	<u>33</u>
<u><i>III.2 Les analyses effectuées : .....</i></u>	<u>33</u>
<u><i>III.3 Etude des problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation : .....</i></u>	<u>36</u>
<u><i>III.4 Recommandations : .....</i></u>	<u>47</u>
CONCLUSION GENERALE .....	49
CONCLUSION GENERALE.....	50
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	51
<u><i>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....</i></u>	<u>52</u>

## **Liste des abréviations**

**GLN2/Z** : Complexe de Gaz Naturel Liquéfié d'Arzew numéro 2.

**GN** : Gaz Naturel.

**GNL** : Gaz Naturel Liquéfié.

**GNT** : Gaz Naturel Traité.

**MEA** : Mono éthanol amine.

**MCR** : Multi Composant Réfrigèrent.

**EDM** : Eau de mer.

**PPM** : Partie Par Million.

**FV** : Flow Valve.

**PV** : Pressure Valve.

**F** : Ballon.

**C** : Echangeur.

**E** : Colonne

**D** : Sécheur

**J** : Compresseur

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1</b> : composition de gaz naturel .....	6
<b>Tableau I.2</b> : Composition du MCR.....	14
<b>Tableau III.1</b> : Concentration solution MEA, CO <sub>2</sub> , Moussage et les chlorures .....	33
<b>Tableau.III.2</b> : composition molaire de la gazoline.....	40
<b>Tableau.III.3</b> : influence des hydrocarbures lourds sur le moussage .....	40
<b>Tableau.III.4</b> : concentration d'anti mousse par rapport le moussage.....	41
<b>Tableau. III.5</b> : Présence des chlorures dans la solution MEA .....	43
<b>Tableau.III.6</b> : Présence des chlorures dans des différents points .....	44
<b>Tableau III.7</b> : Présence des chlorures et concentration MEA.....	45
<b>Tableau III.8</b> : Présence des chlorures dans des différents points.....	45
<b>Tableau.III.9</b> : Analyse de chlorures pour confirmation de source de chlorures .....	46

## Liste des figures

<b>Figure I- 1</b> : Schéma de la zone industrielle d’Azrew et localisation du GL2Z .....	4
<b>Figure I-2</b> : Photo de la zone d’utilité .....	7
<b>Figure I.3</b> : Zone des procédés.....	8
<b>Figure I-4</b> : Section de déshydratation.....	10
<b>Figure I-5</b> : Séparation et liquéfaction.....	12
<b>Figure I-6</b> : Boucle propane.....	13
<b>Figure I-7</b> : Boucle MCR.....	14
<b>Figure I-8</b> : Fractionnement.....	18
<b>Figure I-9</b> : zone de stockage et chargement GNL.....	19
<b>Figure II-1</b> : Schéma de section de décarbonatation (train100).....	22
<b>Figure II-2</b> : Schéma explicative de l’absorbeur .....	24
<b>Figure III-1</b> : Suivi de Moussage durant un mois.....	38
<b>Figure III-2</b> : variation du moussage en fonction du volume de la gazoline .....	41
<b>Figure III-3</b> : la variation du moussage en fonction de la concentration d’anti mousse.....	42

# **INTRODUCTION GENERALE**

## INTRODUCTION GENERALE

Parallèlement au pétrole, l'énergie gazière occupe une place très importante dans le marché mondial grâce à ces propriétés énergétiques et écologiques. Il présente plusieurs avantages tel que ses faibles émissions de CO<sub>2</sub> lors de sa combustion si on le compare aux dérivés du pétrole, de part sa forte teneur en méthane et ses rendements énergétiques obtenus pour la production d'électricité sont supérieurs à ceux obtenus avec les centrales à charbon ou à pétrole.

Le gaz naturel est perçu comme un combustible plus sain et plus écologique que la majorité des autres combustibles fossiles. Son intérêt écologique par rapport au charbon où pétrole est que les émissions de dioxyde de soufre sont minimales et que les niveaux d'oxyde azote et de dioxyde de carbone sont plus bas. Si cette source d'énergie était davantage utilisée, cela permettrait notamment de réduire les conséquences néfastes sur l'environnement telles que les précipitations acides, la dégradation de la couche d'ozone ou les émissions de gaz à effet de serre.

Étant donné la grande disponibilité de gaz et de pétrole en Algérie, l'économie nationale repose principalement sur l'industrie des hydrocarbures. La mise en place de différentes unités de traitement dans cette industrie implique l'installation d'équipements élevés. Dans ces circonstances, les avancées techniques visant à diminuer ces dépenses devraient jouer un rôle essentiel dans l'évolution du commerce international des combustibles à l'avenir.

Pour faciliter le transport du Gaz Naturel dans des méthaniers vers les pays qui consomment de l'énergie, il est liquéfié. Il est vrai que la liquéfaction de 600 Nm<sup>3</sup> de Gaz Naturel produit 1 m<sup>3</sup> de GNL, soit une réduction de 600 fois en volume.

Le GL2/Z est un établissement majeur de liquéfaction de gaz naturel qui génère du GNL, du propane, du butane et de la gazoline. Il représente un élément clé de l'économie algérienne. Un traitement préalable est nécessaire pour éliminer les gaz contaminants qui pourraient se solidifier lors de la liquéfaction, tels que le CO<sub>2</sub>, qui peut être éliminé par un traitement à la monoéthanolamine. On l'utilise avec une concentration d'environ 15 à 20 % (pourcentage total).

Dans le procédé d'élimination des gaz acides, la MEA joue un rôle très important.

Des études ont montré que cette monoéthanolamine est souvent contaminée, ce qui conduit à :

- Sa dégradation d'où son inaction dans l'absorption du CO<sub>2</sub>.
- Des pertes de la solution de monoéthanolamine par entraînement durant le lavage à l'eau ou par évaporation.
- Sa contamination par différentes ressources sortant par les chlorures de l'eau de mer due aux fuites : dans les tubes des échangeurs à eau de mer (après leur corrosion).

Notre étude s'inscrit dans la problématique d'analyser les différents problèmes reconnus lors de la réduction de teneur de CO<sub>2</sub> du gaz naturel, en donnant des solutions et recommandations. D'autre part avoir une idée sur le suivi de la section de décarbonatation en définissant les différentes analyses effectuées concernant cette section.

D'abord, on a fait la description du procédé dans le chapitre 1 ; de plus, on a évoqué dans le 2<sup>ème</sup> chapitre la description de la section de décarbonatation.

Le suivi de la section de décarbonatation avec toutes les analyses, les problèmes et les solutions sont réunis dans le chapitre 3.

Enfin, le manuscrit se termine par des recommandations et une conclusion générale.

# **Chapitre I :**

## **Description générale du complexe GL<sub>2</sub>Z**

## Introduction :

Le complexe industriel de GL2Z est considéré comme l'une des réalisations les plus remarquables de la chaîne de transformation des hydrocarbures en Algérie ; il est exploité par Sonatrach. Sa principale responsabilité est de garantir que le gaz naturel de HassiR'Mel soit transféré en forme liquide via un réseau de conduites de gaz. De plus, la possibilité d'extraire des produits tels que le propane, le butane et la gazoline est offerte par le complexe. Le GNL (Gaz Naturel Liquéfié) produit par GL2Z est ensuite pompé et chargé dans des méthaniers spécialement conçus pour le transport cryogénique. Après cela, les navires transportent le gaz vers des marchés étrangers, ce qui permet à l'Algérie de diversifier ses exportations et de répondre à la demande énergétique mondiale.

### I.1 Situation géographique du complexe :

Le complexe de liquéfaction GL2/Z occupe une position stratégique, niché entre les complexes GL1/Z et GL3/Z sur la côte ouest du littoral algérien. Sa localisation précise se situe à 8 kilomètres au sud d'Arzew et à 2 kilomètres au nord de Bethioua,

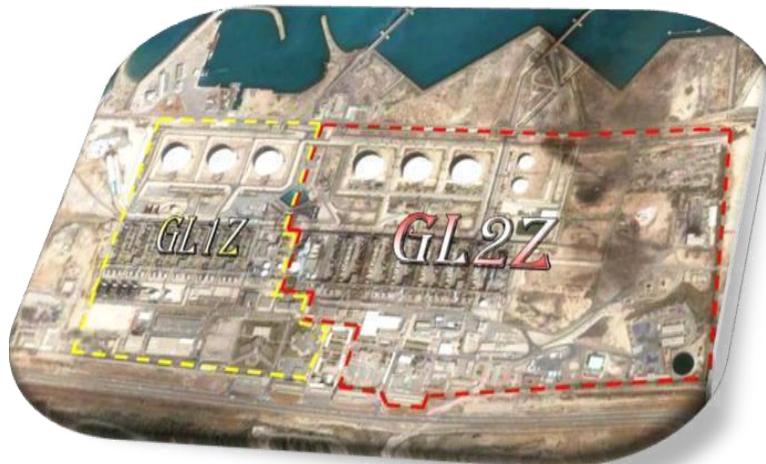


Figure I- 1 : Schéma de la zone industrielle d'Arzew et localisation du GL2Z

### I.2 Historique du complexe GL2/Z :

Le complexe GL2/Z est la dernière usine de liquéfaction où l'engineering a été assuré par la société américaine d'engineering « PULLMAN KELLOGG » qui a été chargée des études de la construction et du démarrage des différentes installations [1].

Signature du contrat.....	09 février 1976
Ouverture du chantier .....	15 mars 1977
Pose de la première pierre.....	21 février 1978
Première production du GNL.....	20 janvier 1981
Première expédition du GNL.....	29 janvier 1981

### **I.3 Caractéristiques générales du complexe GL2/Z :**

**Procédé :** APCI (MCR) ;

**Capacité de traitement :** 10,5 Milliard de Nm<sup>3</sup> de GN/An ;

**Capacité de Production :** 17,5 Millions de m<sup>3</sup> de GNL/An ;

**Superficie du complexe :** 72 hectares ;

**Nombre de trains :** Six trains en parallèle ;

**Capacité de stockage :** 3 bacs d'une capacité unitaire de 100.000 m<sup>3</sup>.

***Capacité Contractuelle Installée de production :***

**GNL :** 17,8 Millions m<sup>3</sup> / an

**Propane :** 410 000 Tonnes / an

**Butane :** 327 000 Tonnes / an

**Gazoline :** 196 000 Tonnes / an

#### **I.3.1 Composition du gaz naturel :**

La composition du gaz provenant du gisement de HassiR'mel est approximativement la suivante :

**Tableau I.1** : Composition de gaz naturel

Composants	Proportion en %	Température d'ébullition en °C
Hélium He	0.19	-269
Azote N <sub>2</sub>	5.8	-196
Méthane CH <sub>4</sub>	83	-162
éthane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7.1	-90
PROPANE C <sub>3</sub> H <sub>10</sub>	2.25	-42
BUTANE IC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.6	-1
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.4	
PENTANE IC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.15	28
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.12	36
CO <sub>2</sub>	0.21	-78
H <sub>2</sub> O	50 ppm	100
MERCURE	Traces	/

#### **I.4 Description général du complexe :**

Le complexe GL2/Z est composé de trois (03) zones essentielles : Zone utilités, zone process et zone stockage et chargement.

##### **I.4.1 Zone des Utilités :**

Ils permettent également d'assurer la fourniture de tous les besoins pendant le démarrage et la marche normale des trains de liquéfaction (voir fig I-2).

**Source d'énergie** : La vapeur d'eau est la source d'énergie choisie pour le complexe (trois chaudières haute pression 62 bars et une chaudière basse pression 4,5 bars)

**Source de refroidissement** : L'eau est la source de refroidissement transportée par un ensemble de six (06) pompes de grande puissance de 175000 m<sup>3</sup> /h.

**Production d'électricité** : La production d'électricité est assurée par trois (03) alternateurs entraînés par des turbines à vapeurs. Les turbo-alternateurs fournissent l'énergie de 36 MW par générateur.

**Unité de dessalement** : Elle permet de produire l'eau distillée à l'alimentation des chaudières de 225 m<sup>3</sup> /h.

**Production d'air comprimé** : Une grande partie de l'instrumentation du complexe est pneumatique. La production de l'air comprimé est assurée par un ensemble de quatre (04) compresseurs et d'un compresseur d'air secours.



**Figure I-2** : Photo de la zone d'utilité

#### **I.4.2 Zone de process :**

Dans cette zone, six trains de liquéfaction identiques fonctionnent chacun de manière indépendante. Chaque train contient une variété d'équipements principalement assemblés en série, ce qui permet de convertir le gaz GN en liquide. Les sept parties d'un train gèrent les opérations de :

- Démercurisation ;
- Décarbonatation ;
- Déshydratation ;
- Séparation ;
- Liquéfaction ;
- Compression ;
- Fractionnement.

La zone de procédé est présentée sur la figure suivante.



**Figure I-3 :** Zone des procédés

***Section de démercurisation :***

L'adsorption moléculaire est utilisée pour démercuriser le gaz lorsque le flux gazeux passe à travers un lit de tamis moléculaire recouvert de sulfate de cuivre ( $\text{CuSO}_4$ ). Le gaz dans la colonne de démercurisation descend. Le lit de tamis moléculaire de 5 mm de diamètre est protégé par une couche de billes d'alumine de 20 mm de diamètre.

***Section de décarbonatation :***

L'anhydride carbonique ( $\text{CO}_2$ ) doit être éliminé du gaz naturel afin d'éviter que l'anhydride carbonique ( $\text{CO}_2$ ) ne se congèle et ne s'accumule dans la partie froide du train. Cela pourrait entraîner l'arrêt du train afin de nettoyer les circuits.

Cette section consiste à piéger le  $\text{CO}_2$  par une méthode d'absorption à contre-courant avec une solution de MEA (mono éthanol amine) où la concentration du  $\text{CO}_2$  est réduite à moins de 90 ppm dans le gaz. La colonne d'absorption est équipée d'une section d'épuration en bas de colonne pour l'élimination des hydrocarbures lourds et les impuretés. La solution de MEA riche en  $\text{CO}_2$  passe ensuite dans une colonne de régénération pour être réutilisée de nouveau dans le circuit [2].

***Section de déshydratation :***

Après la section de décarbonatation, le GN est saturé en eau et sa teneur en humidité doit être réduite à moins de 1 ppm avant d'atteindre les températures cryogéniques. Pour y parvenir, le

gaz doit être introduit dans un échangeur à propane X41C ou sa température doit être diminuée de 39°C à 21°C, comme indiqué à la figure (I-4). Cette température de refroidissement est utilisée pour condenser le maximum d'eau avant de pénétrer dans les sécheurs et pour éviter la formation d'hydrates qui perturberaient le fonctionnement de cette section. Le gaz entre ensuite dans un ballon séparateur X41F, où l'eau condensée est séparée et évacuée par le fond du ballon. Le processus de déshydratation utilise trois sécheurs (X41DA/DB/DC). À chaque instant, deux sécheurs sont en mode d'adsorption, tandis que le troisième reste en mode de régénération. Le GN pénètre dans les sécheurs par le haut des X41DA/DB/DC et traverse des lits d'alumine et des tamis moléculaires superposés capables d'adsorber les molécules d'eau. Le GN passe dans un filtre à sortie (X41LA/LB/LC) pour déposer les poussières entraînées, puis descend vers la section en aval. Pour éliminer l'eau adsorbée, chaque sécheur subit une régénération de 8 heures à tour de rôle et après 16 heures de service. Le cycle de régénération comprend trois phases :

***-Phase de régénération chaude :***

Environ 10% du gaz naturel traité (GNT) extrait des sécheurs en service est chauffé jusqu'à une température de 288°C par deux fluides caloporteurs. Le premier fluide est le gaz de régénération qui sort du sécheur et maintient une température élevée jusqu'au niveau de l'échangeur X44C pour chauffer partiellement les 10 % de GNT. La vapeur d'eau à 62 bars est le deuxième fluide qui permet au gaz d'atteindre 288°C au niveau des deux échangeurs X42C1/C2. Le mouvement ascendant de l'humidité est provoqué par le gaz chaud à une température de 288°C qui pénètre dans le séchoir par le bas.

Il sort du sécheur saturer d'eau et passe d'abord dans l'échangeur X44C pour être refroidi, puis dans un aéroréfrigérant X43C pour condenser une partie de l'humidité absorbée, qui est ensuite séparée dans le ballon X42F. Au début de la section de déshydratation, un moto- compresseur X41J aspire et comprime le GN sortant de ce séparateur, qui est ensuite refoulé à l'entrée de l'échangeur à propane X41C. La durée de cette étape est d'environ 3,5 heures.

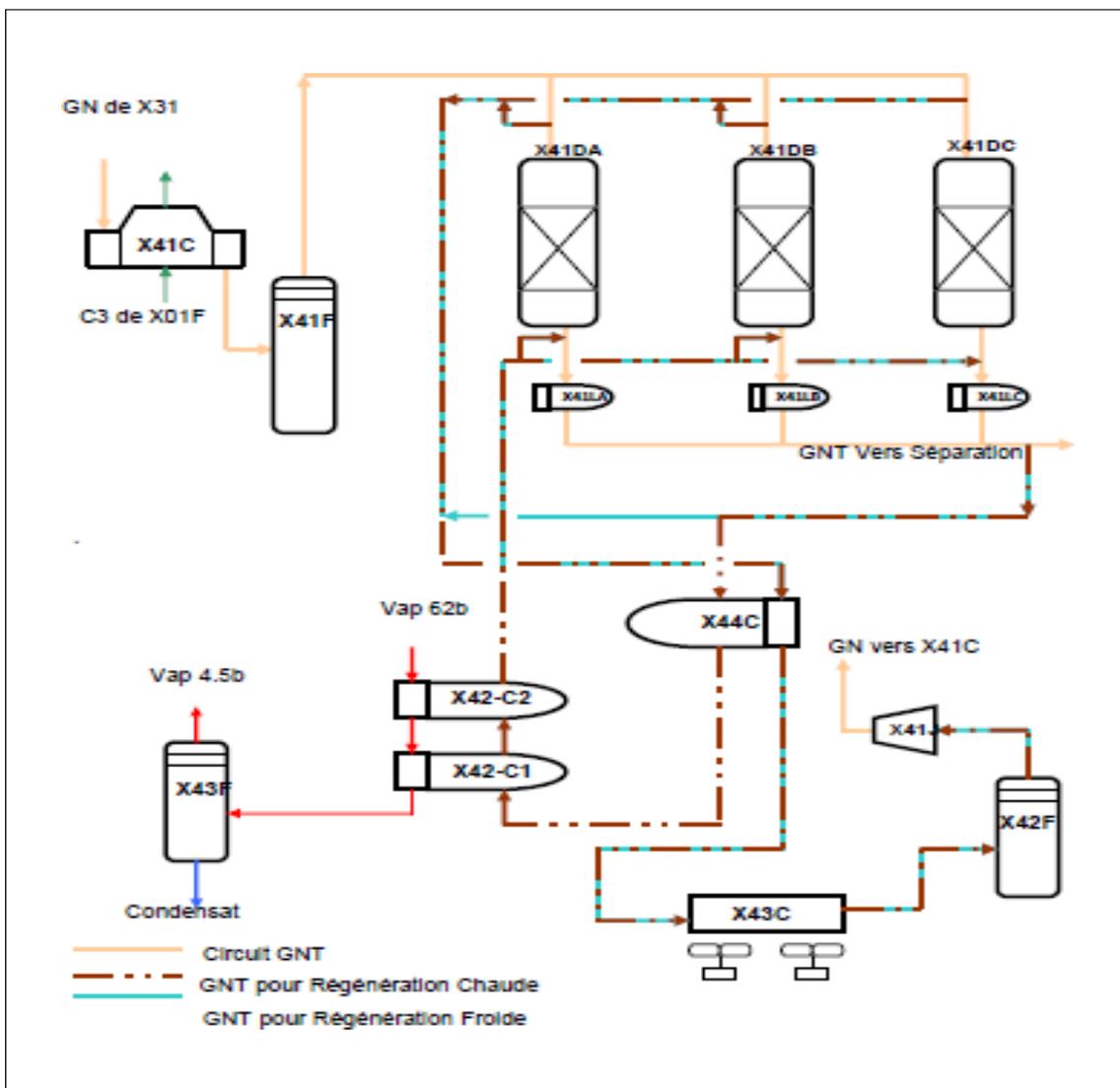
***-Phase de régénération froide :***

Pendant cette étape, le GNT suit le même circuit que le gaz utilisé lors de la régénération chaude, mais les échangeurs X44C et X42C1/C2 sont surpassés. Le sécheur et l'échangeur X44C se refroidissent progressivement en injectant du gaz traité non chauffé. Il faut généralement 2,5 heures pour atteindre la température de refroidissement souhaitée.

**-Phase d'attente :**

Le sécheur restauré est conservé éloigné du circuit pendant deux heures. Le temps de cycle accordé à la phase de régénération détermine la durée d'attente. Les minuteriers contrôlent les cycles pour s'assurer qu'il y a toujours deux sécheurs en fonctionnement et un sécheur en régénération.

La section de déshydratation est représentée sur la figure ci-dessous.



**Figure I-4 : Section de déshydratation**

**Section de séparation :**

Le mélange de condensats lourds et de gaz provenant des pré-refroidisseurs au propane passe d'abord dans un échangeur d'alimentation X07C, où il est refroidi jusqu'à  $-47^{\circ}\text{C}$  par échange thermique avec les vapeurs de tête de la tour de lavage, comme le montre la figure (I-5). Ce mélange est ensuite injecté au niveau du 10<sup>ème</sup> plateau de la tour de lavage X01E, où les

produits lourds seront séparés par distillation et envoyés à la section de fractionnement. Les vapeurs de tête du X01E traversent l'échangeur d'alimentation, puis se dirigent vers le faisceau chaud de l'échangeur principal X16C, qui sert de condenseur de tête pour cette tour de lavage. Le MCR les refroidira et les condensera partiellement. Le gaz se dirige ensuite vers le ballon de reflux X08 F dans lequel se fait la séparation liquide-gaz. Le liquide est envoyé par pompage comme reflux pour la tour de lavage, or les vapeurs légères sont dirigées vers le faisceau central de l'échangeur pour y être refroidi et transformé en GNL.

### ***Section de liquéfaction :***

Le gaz provenant de la section de séparation est liquéfié par la section de liquéfaction. Le MCR, qui a été préalablement refroidi, sert de réfrigérant à composants mixtes pour fournir l'énergie nécessaire pour liquéfier le gaz naturel. Un gaz ne peut se liquéfier que s'il est refroidi à une température inférieure à son point de rosée, qui est fonction de la pression. La condensation d'un gaz naturel se produit à des températures situées entre le point de rosée et le point de bulle.

Le gaz riche en constituants légers qui sort du ballon de reflux (X08 F) pénètre dans le faisceau central à  $-33^{\circ}\text{C}$  et 37 bars absolus, et le faisceau MCR liquide le refroidit. Le courant gazeux monte à travers la lumière et entre dans la boîte froide de l'échangeur principal à une température de  $-110^{\circ}\text{C}$ . La vapeur MCR qui circule dans la boîte froide de l'échangeur principal liquéfiera ensuite complètement ce gaz.

Le GNL liquide sortant de l'échangeur principal à 24,3 bars absolus et  $-148^{\circ}\text{C}$  passe dans l'échangeur de rejet et se combine à sa sortie avec la réinjection de propane et d'éthane.

Ce mélange sera détecté par un ballon de gaz combustible haute pression à 4,8 bars par flash à  $-150^{\circ}\text{C}$ . L'azote et l'hélium dissous dans la phase liquide du GNL sont libérés par ce flash. Ce liquide sera refroidi jusqu'à  $-156^{\circ}\text{C}$  avant d'être introduit dans la colonne du dé-azoteur en échange du liquide de fond.

Les deux dernières sections sont montrées sur la figure I-5.

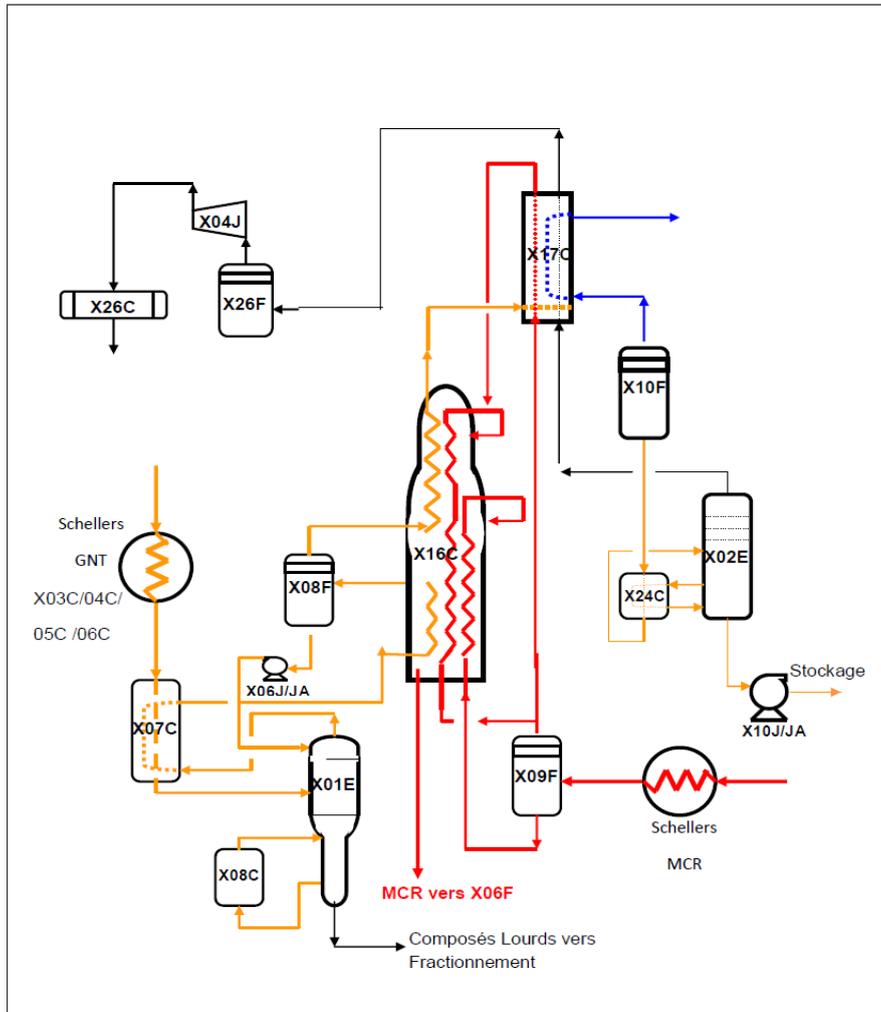


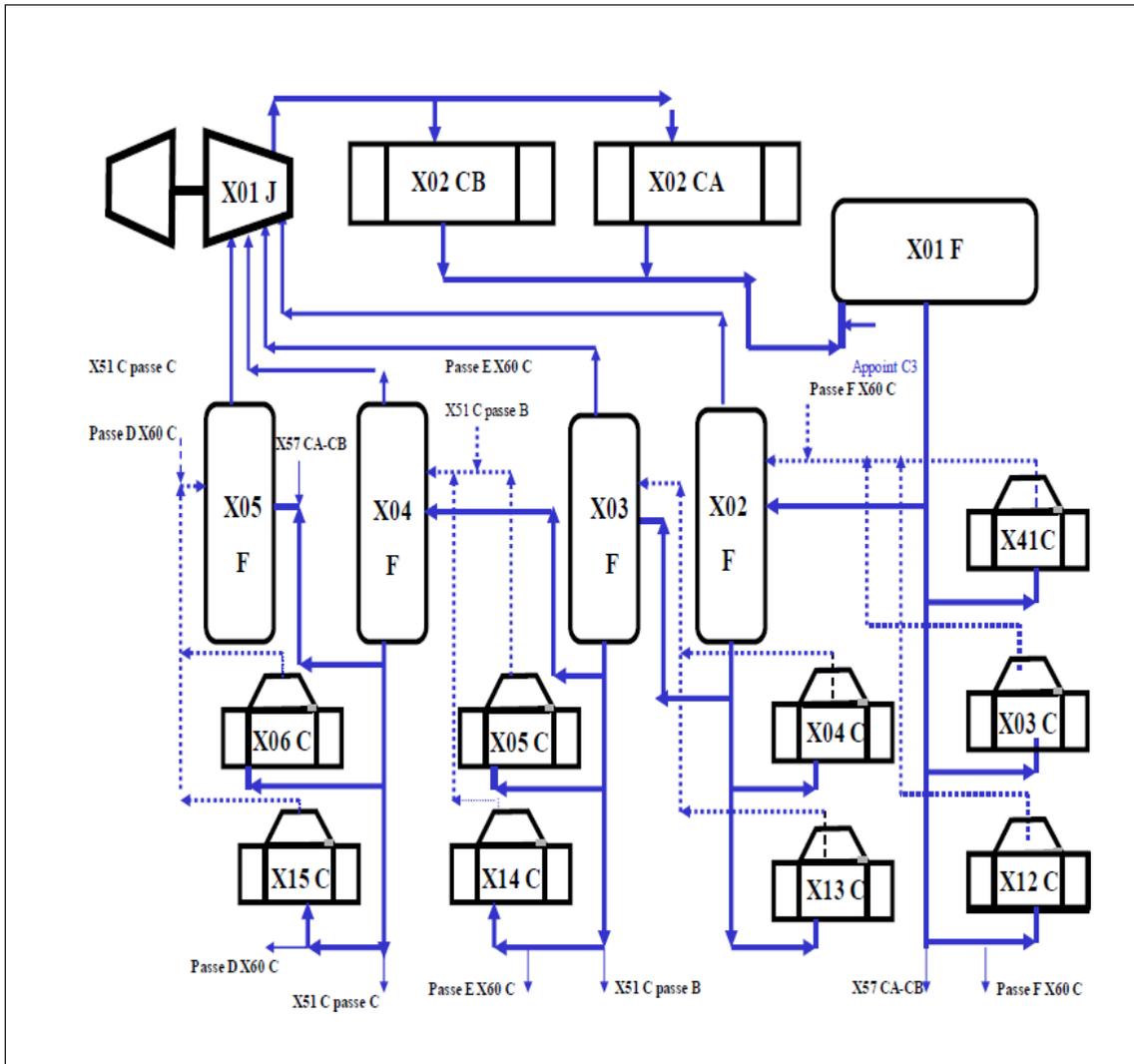
Figure I-5 : Séparation et liquéfaction

*Section de compression :*

- **Le système de propane réfrigérant :**

Le circuit de propane, qui assure la réfrigération des différents fluides utilisés dans le processus, est représenté dans la figure I-6 comme une boucle fermée à quatre niveaux de pression et de température.

Un compresseur à quatre étages d'aspiration comprime le propane gazeux à 1,31 bars absolus et 35°C. Le cycle produit un fluide frigorigène à quatre niveaux de température et de pression, à savoir 5,19 bars/3,2°C, 3,25 bars/- 11,7°C, 2,27 bars/-22°C et 1,31 bars/-35°C. Le dépropaniseur soutient le propane pour alimenter le système en propane.



**Figure I-6 : Boucle propane**

- **Le système de réfrigérant mixte (MCR)**

Le réfrigérant mixte ou MCR est un mélange d'azote, de méthane, d'éthane et de propane. Ce mélange frigorigène circule dans une boucle fermée (voir la figure I-7).

La composition du MCR est donnée dans le tableau I.2.

Tableau I.2 : Composition du MCR

<b>Composants</b>	<b>Minimum (%)</b>	<b>Maximum (%)</b>
Azote (N <sub>2</sub> )	0,60	1,40
Méthane (CH <sub>4</sub> )	84	92,50
Ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	6	8,50
Propane(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2,20	3
Isobutane (ISOC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,30	0,50
Butane(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,30	0,70
Pentane(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,00	0,02

Ce mélange liquéfie le gaz naturel traité dans le faisceau central froid de l'échangeur principal et condense les vapeurs de tête de la tour de lavage dans le faisceau chaud.

La calandre de l'échangeur principal aspire la vapeur MCR à 1,9 bars et -35 °C, puis elle est comprimée à 12,3 bars par le premier compresseur et refroidie à 32,2 °C. Il est comprimé dans un second compresseur à 44,7 bars une fois de plus avant d'être refroidi à 32,2 °C. Le refroidissement se produit ensuite à -35 degrés Celsius par les chillers, qui sont des échangeurs de propane à quatre niveaux.

Ce refroidissement condense les composants lourds du réfrigérant mixte MCR (éthane et propane). Ensuite, un ballon est utilisé pour séparer les deux étapes. Pour garantir la condensation et la liquéfaction du gaz naturel sous l'effet de leurs détente successives, les vapeurs et le liquide traversent l'échangeur principal.

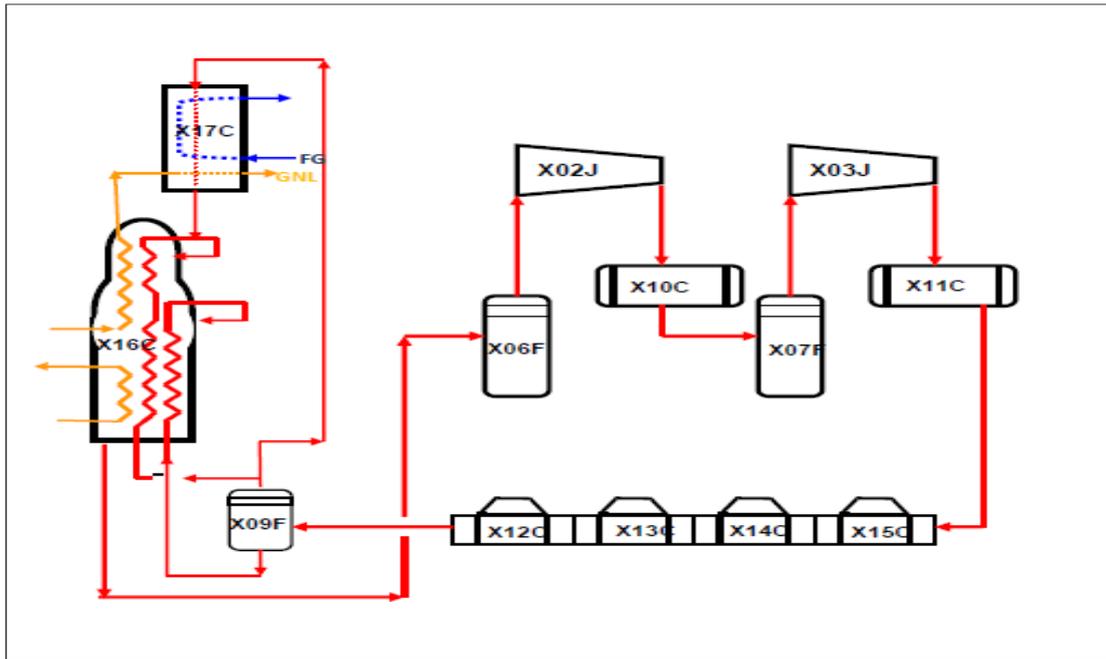


Figure I.7 : Boucle MCR

### *Section de fractionnement*

Comme indiqué dans la figure I-8, trois colonnes de distillation seront utilisées pour extraire l'éthane, le propane, le butane et la gazoline de la charge lourde extraite de la tour de lavage

- **Séparation de l'éthane :**

L'éthane est séparé par une colonne de distillation X51E (dééthaniseur) qui fonctionne à 29.9 bars et à 105°C en bas de la colonne. Les équipements nécessaires à une colonne de distillation sont inclus dans cette colonne :

- ✓ Un rebouilleur de fond X52C réchauffé par la vapeur 4.5 bars.
- ✓ Un condenseur de tête X51C qui est du type échangeur à plaques avec trois passes :
  - Une passe pour le fluide chaud, c'est-à-dire les vapeurs de tête de la colonne (éthane).
  - Deux passes pour les fluides réfrigérants qui sont le propane correspondant aux deux ballons d'aspiration du Compresseur propane X03F & X04F (boucle propane).
- ✓ Un ballon de reflux X52F où l'éthane vapeur est utilisé comme gaz combustible pour les chaudières.
- ✓ Deux pompes de reflux X51J/JA qui refoulent vers:

- La Colonne X51E pour assurer le reflux.
  - La sortie de la passe éthane de réinjection de l'Echangeur Multi-passes X60C.
- ✓ Le sous refroidisseur propane X59C.

L'Ethane de soutirage de la colonne est destiné à servir comme :

- \* Réinjection dans le GNL (en cas de besoin) en passant d'abord par l'échangeur X60C ;
- \* Appoint pour le MCR vers le 1<sup>er</sup> Ballon d'aspiration X06F du 1<sup>er</sup> Compresseur MCR X02J (boucle MCR) ;
- \* Produit du gaz combustible des chaudières en passant d'abord par le refroidisseur propane X59C ;
- \* Charge pour la séparation du propane.

La séparation se fait à l'aide d'une colonne de distillation X52E (Dépropaniseur), dont la vitesse est de 18 bars et la température au fond de la colonne est de 122 °C. Il y a également des équipements spécifiques à une colonne de distillation dans cette colonne, tels que :

- ✓ Un rebouilleur de fond X54C réchauffé par la vapeur 4.5 bars ;
- ✓ Un condenseur de tête X53C qui est un échangeur tubulaire à eau de mer ;
- ✓ Un ballon de reflux X53F ;
- ✓ Deux pompes de reflux X52J/JA qui refoulent vers :
  - La Colonne X52E pour assurer le reflux.
  - La passe propane de l'Echangeur Multi-passes X60 C.
- ✓ Le Propane de soutirage de la colonne passe dans l'échangeur X60 C pour être expédié vers le Complexes GP1Z en passant par le sous refroidisseur propane X59C.
- ✓ Injecté dans le GNL (en cas de besoin) en passant par l'échangeur X17C un autre soutirage du propane de la colonne assure l'appoint pour la boucle propane au niveau de l'accumulateur X01F.
- ✓ A la sortie des vapeurs de tête, des piquages peuvent servir :
  - D'appoint pour le MCR vers le 1er Ballon d'aspiration X06F ;

- De produit pour le gaz combustible des chaudières.

- ✓ Le soutirage de fond de colonne sert comme charge pour la séparation du butane et de la gazoline.

- **Séparation du butane et gazoline :**

On effectue également cette séparation dans une colonne de distillation X53E (Débutaniseur) à une vitesse de 4.9 bars et à une température de 114°C au fond de la colonne. On trouve également dans cette colonne des dispositifs spécifiques à une colonne de distillation, tels que :

- ✓ Un rebouilleur de fond X56C réchauffé par la vapeur 4.5 bars ;
- ✓ Un condenseur de tête X55C qui est un échangeur tubulaire à eau de mer ;
- ✓ Un ballon de reflux X54F ;
- ✓ Deux pompes de reflux X53J/JA qui refoulent vers :
  - La Colonne X53E pour assurer le taux de reflux ;
  - La passe butane de l'Echangeur Multi-passes X60C pour être refroidi et expédié vers le Complexe GP1Z au moyen des pompes X56J/JA.

A la sortie des vapeurs de tête, un piquage peut fournir le produit au gaz combustibles des chaudières.

Le soutirage de fond de colonne, constituant la gazoline, sera refroidi dans un échangeur X62C, à eau de mer, et dirigé vers le stockage.

Le fractionnement est schématisé sur la figure ci-dessous.

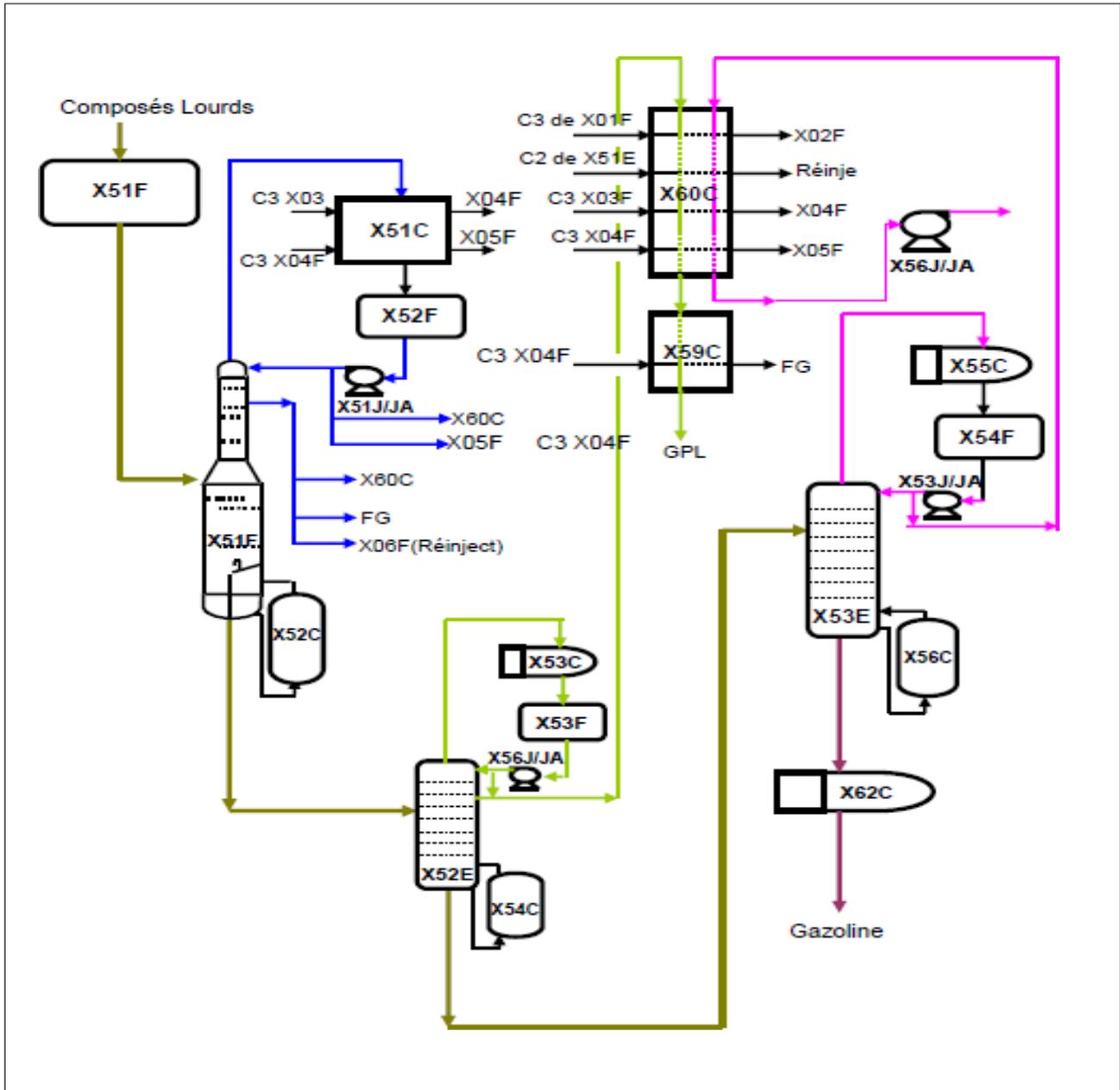


Figure I-8 : Fractionnement

### I.4.3 Zone de stockage et chargement :

#### ➤ Stockage :

La proximité de la zone de stockage du GNL facilite le chargement des méthaniers. Trois réservoirs de 100.000 m<sup>3</sup> de GNL sont installés dans cette zone pour diverses fonctions, y

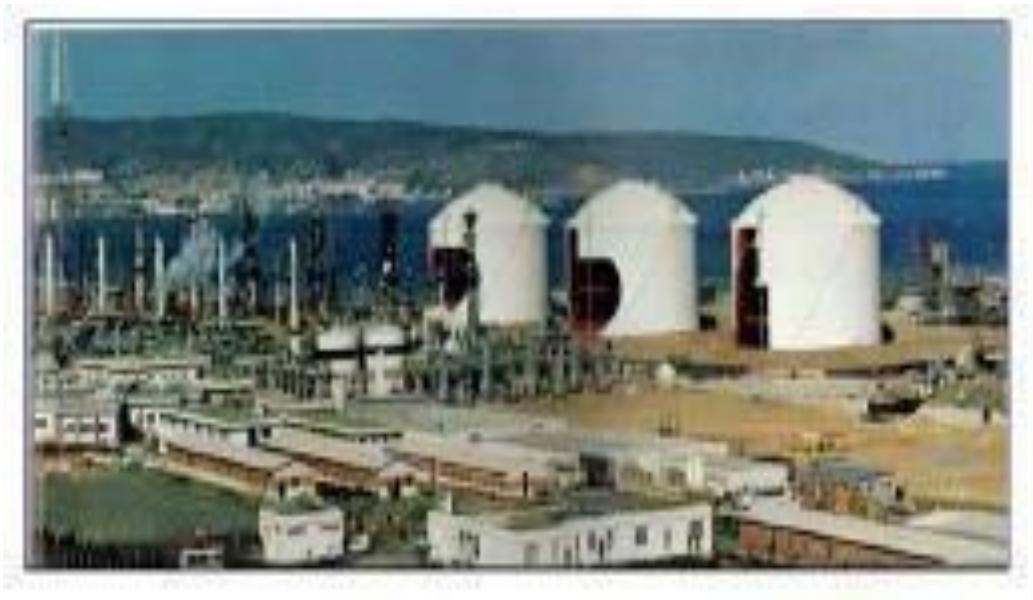
compris deux pompes pour la circulation de GNL, cinq pompes pour le chargement et trois pompes pour le transfert de GNL, et deux soufflantes pour récupérer les émissions de méthaniers. Le stockage du GNL se fait à 1.03 bar et à -162°C.

L'alimentation se fait par la partie inférieure du réservoir pour éviter le phénomène de roll – over (différence de densité) [2].

➤ **Le chargement**

Le chargement du GNL se fait à partir de deux quais et cela par refoulement à travers un collecteur commun jusqu'aux quatre bras de chargement installés sur le quai, et sont articulés pour permettre le raccordement aux brides du navire avec une certaine liberté de mouvement. Un cinquième bras est destiné à la collecte des vapeurs du méthanier lors de la mise en froid et du chargement ; ces vapeurs sont acheminées soit vers la torche du terminal, soit vers le système du gaz combustible [2].

La figure suivante montre les deux zones.



**Figure I-9** : Zone de stockage et de chargement de GNL

## **Chapitre II :**

# **Description de la section de Décarbonatation**

## II.1 Introduction :

L'unité de décarbonatation est l'une des unités de traitements du gaz naturel conçue pour l'élimination d'une grande partie du gaz carbonique «CO<sub>2</sub>» contenu dans le gaz d'alimentation et dont la concentration doit être réduite à 30 ppm pour éviter la formation de glace carbonique dans les sections froides de l'installation (bouchage des tubes des échangeurs cryogéniques). L'absorption consiste en un transfert de matière entre une phase gazeuse et une phase liquide; cette dernière étant constituée d'un corps pur ou d'un mélange de plusieurs substances (Solvant). Par ailleurs; on admet que la phase gazeuse est formée uniquement par deux composants : celui qui est en transfert ou soluté, et le gaz porteur inerte ou diluant. La récupération souvent nécessaire de la substance qui s'est dissoute dans le liquide est appelée « désorption ». Ce phénomène se réalise en mettant en contact le contenant le soluté et le solvant pendant tout le temps nécessaire au transfert ; c'est à-dire jusqu'à ce que l'équilibre de concentration entre les deux phases soit atteint. L'absorption consiste à laver un mélange gazeux par un liquide ; dans le but de dissoudre l'un des constituant gazeux dans le liquide ; elle est utilisée pour la purification des gaz (LAVAGE) ; ou pour la séparation des mélanges gazeux (voir la figure II-1) [3].

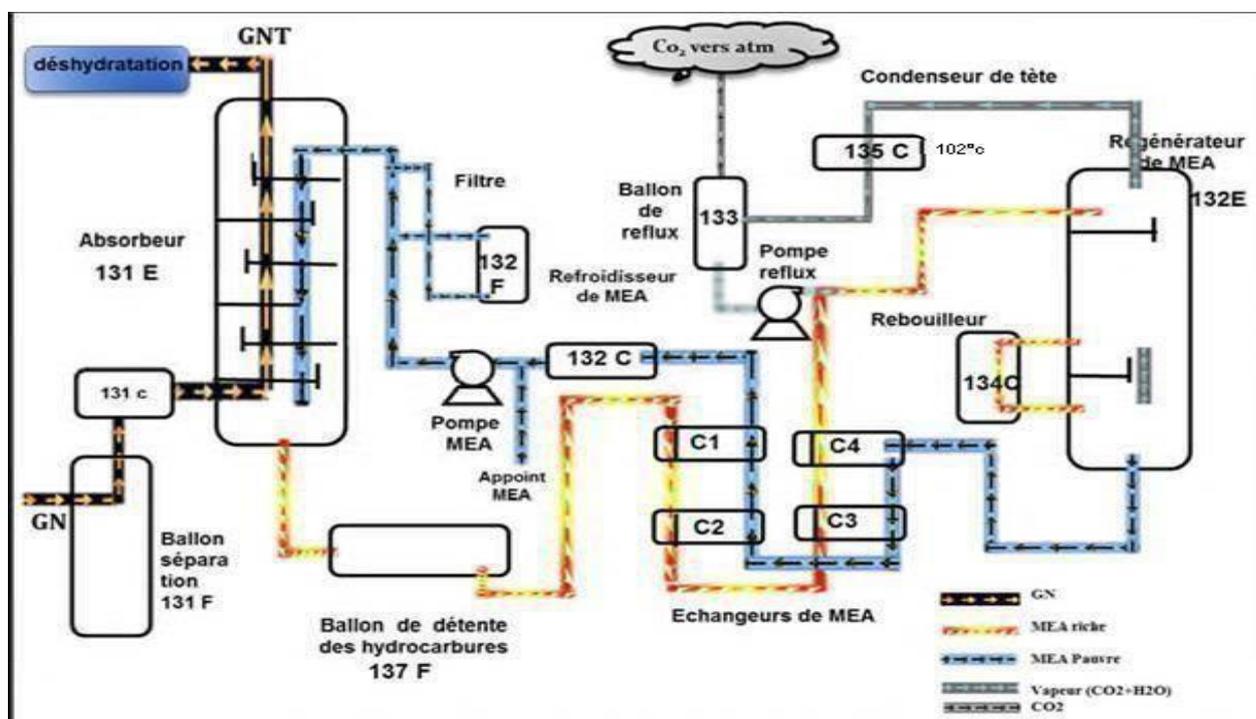


Figure II-1 : Schéma de section de décarbonatation (train100)

## II.2 Système de décarbonatation :

Le gaz naturel d'alimentation après son admission dans l'unité est réparti vers chaque train de procédé par l'intermédiaire d'un collecteur principal. Le gaz naturel brut pénètre d'abord dans le ballon séparateur (131-F), afin de séparer tous les hydrocarbures lourds susceptibles d'être présents dans le gaz d'alimentation. Tout liquide s'accumulant au fond de ce ballon est évacué vers le système de rejet des hydrocarbures liquides (installations auxiliaires). Le gaz naturel sortant en tête de (131-F) passe à travers un débuteur métallique placé au sommet du ballon, puis est préchauffé à 38°C dans les tubes du préchauffeur de gaz d'alimentation (131-C) par de la vapeur à 4,5 bars. Le gaz préchauffé est combiné au gaz recyclé provenant du système de régénération du sécheur de gaz et le courant ainsi obtenu est injecté au fond de l'absorbeur. Le gaz s'élevant dans l'absorbeur est mis en contact à contre-courant avec une solution pauvre (solution de MEA régénérée ou pauvre en gaz carbonique) à 38°C pénétrant par le 5ème plateau de l'absorbeur. Le gaz carbonique est absorbé par la solution pauvre de MEA. Le gaz naturel à 38°C, dont la teneur en gaz carbonique a été réduite à 70 ppm, sort par le sommet de l'absorbeur et dirigé vers le séchage (figure II.1). La solution « riche » de MEA (riche en gaz carbonique) quitte l'absorbeur par le fond pour entrer dans le ballon de séparation des hydrocarbures (137-F) à environ 43°C. Dans ce ballon, la plupart des hydrocarbures dissous sont libérés par vaporisation instantanée (flash). Un dispositif est prévu pour permettre aux hydrocarbures lourds liquides accumulés dans le ballon de déborder dans le compartiment de purge situé à l'intérieur du ballon. Ces hydrocarbures lourds sont dirigés vers le système de rejet d'hydrocarbures liquides (installations auxiliaires). Les quatre plateaux supérieurs de l'absorbeur sont des plateaux de lavage à l'eau permettant de récupérer la MEA vaporisée et entraînée par le gaz. Ce lavage réduit au minimum les pertes de MEA. Une pompe (136- J) assure un débit d'eau de 17 m<sup>3</sup> /h du quatrième plateau vers le premier. De l'eau d'appoint (eau d'alimentation chaudières) est ajoutée à l'eau de recyclage avant son entrée au niveau du premier plateau. Une quantité d'eau équivalente est soutirée au refoulement de la pompe et est injectée en aval du préchauffeur de gaz d'alimentation (131-C) [4]. Injectée en aval du préchauffeur de gaz d'alimentation (131-C) [4].

L'absorbeur peut être représenté comme montre la figure II-2.

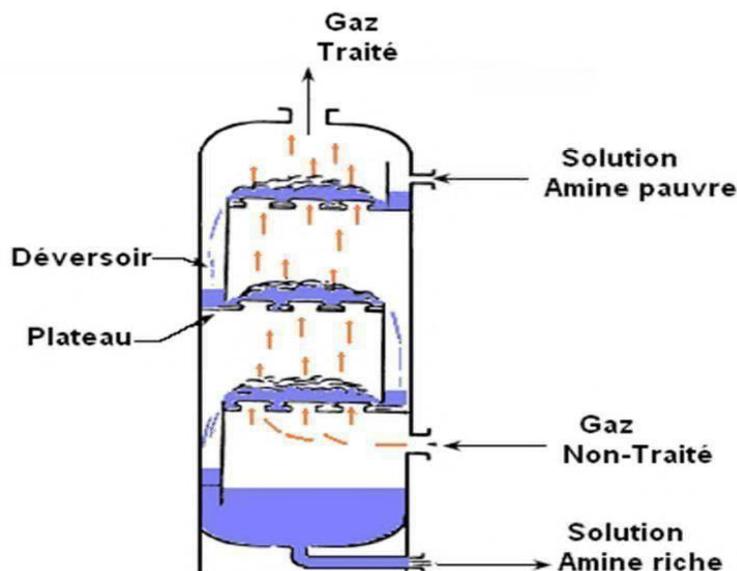


Figure II-2 : Schéma explicative de l'absorbeur.

### II.3 Régénérateur de MEA :

La MEA enrichie (MEA + CO<sub>2</sub> dissout) provenant du ballon de séparation des hydrocarbures (137-F) est chauffée dans les échangeurs 133-C avec la solution chaude de MEA pauvre qui provient du fond du régénérateur.

La MEA riche est chauffée à 102 °C et introduite en tête de la tour de régénération. Le régénérateur à 25 plateaux perforés fonctionne normalement à 110 °C et 1,0 bar (effectif) en fond de colonne. Le rebouilleur (134-C) du décarbonateur est chauffé par la vapeur à 4,5 bar. Le régénérateur peut fonctionner à 121 °C et 1,0 bar (en fond de colonne) permettant ainsi d'extraire le maximum de gaz carbonique [5].

Le gaz carbonique extrait de la solution riche de MEA passe dans le condenseur de tête (135-C) afin de condenser la majeure partie de la vapeur d'eau à 60 °C. Le condensat est séparé dans le ballon de reflux de condensat (133-F). Le gaz carbonique contenant une petite quantité de vapeur d'eau est évacué en tête du ballon de reflux vers l'atmosphère.

Un faible débit de solution MEA pauvre est injecté dans la conduite de vapeur de tête du régénérateur. Ce courant sert d'inhibiteur afin de minimiser la corrosion dans la conduite de vapeur et dans le condenseur de tête du régénérateur 135-C. Ce courant est prélevé côté

refoulement de la pompe de circulation de MEA (131-J) et le débit est réglé par une vanne manuelle. Un orifice de restriction de 13 mm est inséré en amont de la vanne pour provoquer une chute de pression. Un autre orifice de restriction de 2 mm est inséré en aval de la vanne. Une pression différentielle d'environ 3,3 bars est créée de manière à permettre une bonne régulation du débit de solution MEA pauvre alimentant la conduite de tête du régénérateur.

L'eau condensée dans le condenseur de tête (et l'eau d'appoint constituée par l'eau de lavage de l'absorbeur) est renvoyée au régénérateur de façon à équilibrer le bilan eau du système. Le condensat du séparateur de gaz d'alimentation du sécheur (141-F) peut être renvoyé au ballon de séparation des hydrocarbures (137-F) pour réduire la quantité d'eau d'appoint nécessaire [5].

La solution MEA pauvre provenant du fond du régénérateur est tout d'abord refroidie à 60 °C dans les échangeurs I33-C avec la solution MEA riche. Elle est ensuite refroidie dans le refroidisseur (132-C) jusqu'à une température de 38 °C par l'eau de mer avant d'être dirigée vers le sommet de l'absorbeur de gaz carbonique [5].

La pompe de circulation de MEA pauvre (131-J/JA) aspire à la sortie du refroidisseur 132-C et refoule au niveau du 5<sup>ème</sup> plateau de l'absorbeur de CO<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> contenu dans le GN est absorbé par la MEA grâce au lavage à contre-courant [5].

### **II.3.1 Rebouilleur du régénérateur :**

La chaleur nécessaire au régénérateur est fournie par le rebouilleur I34-C. La solution s'écoule par gravité à partir du 25<sup>ème</sup> plateau du régénérateur à travers les tubes du rebouilleur. La vapeur 4,5 bar nécessaire au rebouillage est désurchauffée par de l'eau d'alimentation des chaudières. Le débit de vapeur est contrôlé par FIC-108. Le rebouilleur est muni d'un pot de condensat dont le niveau est réglé par LIC-121 pour recouvrir de condensat les tubes du rebouilleur en fonction de la demande calorifique nécessaire. Le condensat du rebouilleur est évacué par la vanne de régulation LV-121 vers le collecteur de condensat [5].

### **II.3.2 Filtration de MEA pauvre et riche :**

Deux filtres à cartouche pour solution MEA riche (131-L) et (175-L) sont prévus pour retenir les impuretés solides de la solution MEA. Si on les laissait s'accumuler, ces impuretés risqueraient de faire mousser la solution dans l'absorbeur 131-E et dans le régénérateur 132-E. Les deux filtres n'admettent qu'une partie du débit total de leur solution respective [5].

#### ***a) Filtration de MEA pauvre***

La solution MEA pauvre traversant le filtre 132-F est prélevé en aval de la vanne de régulation (FV-110). Le débit, indiqué sur FI-112, est contrôlé par une vanne manuelle. Le débit prévu est égal à 5% environ de celui de la solution pauvre (3,2 m<sup>3</sup>/h). Le courant de soutirage pénètre par le haut et s'écoule à travers du lit de charbon actif, sort par le fond, se mélange à la solution pauvre et passe dans l'absorbeur [5].

#### ***b) Filtration de MEA riche***

La solution MEA riche provenant du bas de l'absorbeur est prélevée en amont de la vanne de régulation de niveau (LV-I09) et pénètre par le fond du filtre à cartouche 131-L. Son débit est égal à environ 10% de celui de la solution riche quittant le fond de l'absorbeur et sa valeur (6,35 m<sup>3</sup>/h) est indiquée sur FI-I04. Ce débit est contrôlé manuellement par une vanne montée sur la conduite d'admission du filtre [5].

La MEA filtrée ressort en tête de colonne et rejoint la solution riche pour passer dans le ballon de séparation des hydrocarbures 137-F. Ce filtre à cartouche sert à retenir des matières solides comme le tartre, la boue et quelques produits corrosifs contenus dans la MEA [5].

### **II.3.3 Vaporisateur :**

Le vaporisateur de MEA 136-C, conçu pour un débit égal à 3% de circulation (2 m<sup>3</sup> /h), permet d'éliminer la plupart des produits corrosifs contenus dans la MEA et de nettoyer la solution de MEA contaminée provenant du puisard de MEA. Le débit à travers le vaporisateur dépend de la propreté du système. Toutes les impuretés présentes sont non volatiles et peuvent être séparées de la solution de MEA par la vaporisation d'une partie de la MEA. Un soutirage latéral de la solution pauvre est effectué sur la conduite de sortie au

fond du régénérateur. Puisqu'un régulateur de niveau (LC-123) maintient le niveau du liquide dans le vaporisateur, le débit de MEA admis est fonction de la vitesse de vaporisation. A mesure que la solution bouille, la concentration en MEA augmente jusqu'à ce que la vaporisation commence. Cette vapeur entre dans le régénérateur au-dessous du 25<sup>ème</sup> plateau. Avant leur entrée dans le régénérateur, les vapeurs traversent un séparateur qui recueille tout liquide entraîné, lequel est envoyé dans le vaporisateur avec le courant d'alimentation. Un équilibre est atteint lorsque la concentration en MEA de la phase vapeur est égale à celle de la solution entrant dans le vaporisateur. Cependant, étant donné que des impuretés à haut point d'ébullition s'accumulent dans le vaporisateur, la température de sortie de la vapeur a tendance à augmenter. Lorsqu'elle atteint environ 143°C, les impuretés accumulées doivent être enlevées. Ces impuretés peuvent être des solides très fins en suspension, des sels minéraux ou des produits de dégradation de l'amine. Le vaporisateur ne doit pas être utilisé au-dessus de 148 °C car ceci pourrait entraîner la vaporisation des impuretés et donc leur retour dans la solution MEA en circulation. La durée de chaque cycle de fonctionnement du vaporisateur dépend de l'état de la solution MEA et du débit de vapeur. Lorsque la solution pauvre est en bon état, l'accumulation des impuretés est lente. Si le débit de vapeur est faible, le débit de MEA dans le vaporisateur est faible. Il est préférable de laisser le vaporisateur en régime continu, si possible. Des analyses chimiques de la solution pauvre en circulation et son comportement (c'est à dire son pouvoir absorbant, sa tendance à mousser) doivent déterminer les paramètres de fonctionnement du vaporisateur.

### **II.3.4 Système de stockage et puisard de MEA :**

Chaque réservoir de stockage de MEA (3 au total) sert à alimenter deux unités de décarbonatation. Ces réservoirs sont situés dans les trains 100, 300 et 500. Chaque réservoir a une capacité de 128,5 m<sup>3</sup>.

Le réservoir de stockage de MEA 135-F constitue la réserve de solution et suffit à approvisionner les trains 100 et 200 ; le réservoir 335-F approvisionne les trains 300 et 400 et le réservoir 535-F les trains 500 et 600 [5].

Au sommet de chaque réservoir de stockage de MEA est installée une arrivée d'azote (N<sub>2</sub>) comportant une vanne de régulation de pression. Ces vannes doivent être réglées de manière à assurer une faible pression positive dans les réservoirs pour empêcher l'entrée d'air. Des reniflards (événets) et des indicateurs locaux de niveau sont également prévus.

Les indicateurs de pression (PI-125) et de température (TI-I04) complètent les accessoires. Les réservoirs de stockage sont également utilisés en tant que capacités temporaires de MEA provenant de l'un ou l'autre des deux trains respectifs, lorsqu'il faut purger le système de MEA par pompage à des fins d'entretien [5].

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

Une partie de ce réservoir est souterraine. Le collecteur de purge est raccordé au bas du puisard. La pompe du puisard de MEA 135-J aspire depuis le fond du réservoir et peut transférer la solution de MEA à l'aspiration de la pompe de circulation 131-J, à l'entrée du vaporisateur de MEA ou au réservoir de stockage 135-F. Des canalisations permettent de faire circuler la solution de MEA dans le puisard [5].

Le réservoir possède un raccord de remplissage installé au sommet pour l'établissement de la réserve initiale de MEA. Lorsque la MEA est introduite, du condensat est ajouté en quantité suffisante pour former une solution à 15%. Il est possible de faire circuler le contenu du réservoir pour assurer un mélange convenable jusqu'à ce que les 15% soient atteints, après quoi la solution peut être transférée dans le réservoir de stockage 135-F pour la constitution de la réserve initiale. Cette opération s'effectue essentiellement par lots. Comme indiqué précédemment, la solution diluée peut être transférée à d'autres endroits, différents de ceux indiqués ci-dessus [5].

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

Du régénérateur, du rebouilleur et du ballon de reflux, du vaporisateur de MEA, de l'échangeur de chaleur de MEA 133-C, du refroidisseur de MEA 132-C, du ballon de séparation des hydrocarbures 137-F, de l'absorbeur de CO<sub>2</sub> 131-E, du filtre à cartouche de MEA 131-L, du filtre à charbon 132-F et des purges de fond du réservoir de stockage de MEA [5].

Toutes les pompes utilisées pour le service MEA sont également purgées vers le collecteur.

L'aspiration de la pompe est équipée d'un filtre et une prise d'échantillonnage est installée sur la ligne de refoulement [5].

### **II.3.5 Système d'injection anti-mousse :**

L'unité d'injection anti-mousse permet d'éliminer ou de réduire l'émulsion.

L'unité anti-mousse comprend un réservoir muni d'un niveau visuel et un mélangeur installé par-dessus pour agiter le contenu. L'agent anti-mousse est versé dans le réservoir par un petit tuyau de remplissage placé en tête, et la quantité désirée de condensat est ajoutée par la ligne de condensat, située au sommet du réservoir.

Une pompe doseuse (132-LJ) aspire du fond du réservoir, au travers d'un filtre, et refoule la solution anti-mousse au niveau de l'aspiration de la pompe de circulation de MEA (131- J). Le débit d'injection de la solution anti-mousse dans la solution de MEA en circulation est déterminé par les conditions d'opérations existantes. Au refoulement de la pompe, un PI indique la pression. En cas de surpression, une soupape refoule dans le bac [5].

## **II.4. Notions générales sur l'absorption :**

### **II.4.1 Principe de L'absorption :**

L'absorption est une opération unitaire qui consiste à mettre en contact un mélange de gaz avec un liquide approprié afin de dissoudre principalement une ou plusieurs des composants du gaz. Ces éléments sont donc éliminés ou en partie éliminés du gaz présent dans le liquide. Il est possible que les composants dissous forment une solution physique avec le liquide ou qu'ils réagissent chimiquement avec celui-ci. Les composés dissous sont désignés sous le nom de solutés, tandis que le liquide dissolvant est désigné sous le nom de solvant. Quand la quantité de soluté dans le gaz d'alimentation est faible, on utilise le procédé inverse, connu sous le nom de stripping, de désorption ou de régénération, lorsque l'objectif est d'éliminer les solutés du solvant [6].

### **II.4.2 Choix du solvant :**

Le choix de l'absorbant est principalement influencée par des critères thermiques et économiques. En général, il est essentiel que les solvants utilisés pour l'absorption soient à la

fois thermiquement stables, peu volatils, abordables, non toxiques, non corrosifs et non inflammables. Il est nécessaire qu'ils soient de plus en plus sélectifs et facilement isolés des composants entraînés.

En outre, il est important que les solvants ne soient pas visqueux et ne produisent pas de mousses, afin d'avoir une capacité d'absorption élevée et une régénération facile. Après avoir identifié une solution d'alkanolamine comme étant la solution 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.

Les éthanols amines sont des substances qui absorbent le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) provenant du gaz naturel. À température ambiante, les éthanols amines se présentent sous forme de liquides visqueux et incolores, ou de solides cristallins qui dégagent une légère odeur aminée. Ils sont hygroscopiques et sont parfaitement miscibles avec de l'eau en toute proportion.

En effet, si le gaz naturel ne contient pas de sulfure de carbone ( $\text{COS}$ ) et de désulfure decarbone ( $\text{CS}_2$ ), on utilise souvent de la MEA (mon éthanol amine) qui est très actif. La MEA demande un débit de circulation moins élevé (sur la base de la masse), car son poids moléculaire est moins élevé. (Le poids moléculaire de la MAE est de 61 (g/mol) est celui de la DEA (di éthanol amine) de 105 (g/mol)). Pour ces raisons, la MEA est le solvant de choix pour le complexe GNL.

### **II.4.3 Choix de la solution de la MEA :**

Ce choix est déterminé par la nature du gaz à traiter et les conditions de pression et de température.

La MEA en solution aqueuse est le solvant préféré pour épurer les gaz qui ont relativement une faible concentration de  $\text{H}_2\text{S}$  et  $\text{CO}_2$ , ne contient pas le  $\text{COS}$  et le  $\text{CS}_2$ , ou bien pour le gaz contenant uniquement le  $\text{CO}_2$ .

La faible masse moléculaire de la MEA conduit à un pouvoir absorbant important pour une solution de concentration et de masse faible ainsi que sa récupération facile à partir de

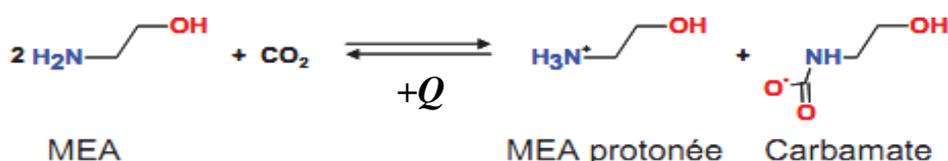
solution contaminée, ce sont des avantages qui équilibrent les inconvénients :

- Formation des composés stables et irréversibles avec le COS et CS<sub>2</sub> ;
- Pertes de la MEA par vaporisation de fait de sa pression de vapeur élevée ;
- Corrosivité élevée particulièrement pour des solutions à plus de 20% en masse et fortement chargée en gaz-acide.

#### II.4.4 Mécanisme d'interaction entre le CO<sub>2</sub> et la MEA :

Le CO<sub>2</sub> présent dans le gaz naturel est capté par la mono éthanol amine (MEA) dans une colonne d'absorption. Ce procédé se déroule à basse température (environ 38 °C) et haute pression (environ 42 bars).

Il va se produire la réaction chimique suivante :



La réaction entre le CO<sub>2</sub> et la MEA est doublement intéressante : elle est à la fois réversible et exothermique .

## **Chapitre III:**

**Suivi de la section de  
décarbonatation : analyses, problèmes  
et recommandations**

### **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 notre travail est, d'une part, analyser ces différents problèmes en donnant des recommandations et d'autre part avoir une idée sur le suivi de la section de décarbonatation en définissant les différentes analyses effectuées concernant cette section.

L'utilisation de la solution MEA dans le procédé de décarbonatation du gaz naturel (GN) peut provoquer de sérieux problèmes [7].

- Problème de dégradation de la MEA ;
- Problème de contamination ;
- Problème de moussage ;
- Problème de corrosion.
- Problème des pertes de la solution MEA ;

### **III.2 Les analyses effectuées :**

Les analyses effectuées sont les suivantes :

- La concentration de la MEA Pauvre ;
- La concentration en CO<sub>2</sub> de la MEA pauvre ;
- La concentration des chlorures ;
- Le moussage.

Les résultats des quatre analyses effectuées pendant notre période de stage sont donnés sur le tableau III.1.

Tableau III.1 : Concentration de solution MEA, CO<sub>2</sub>, Moussage et les chlorures

Date	Heure	MEA %	CO <sub>2</sub> %	Moussage (ml)	Cl <sup>-</sup> (ml)
27-01-2024	22.00	12.13	0.66	15.0	
28-01-2024	10.00	13.75	0.88	12	7
29-01-2024	22.00	13.25	0.88	25	
30-01-2024	22.00	12.63	0.59	12	
31-01-2024	10.00	13.25	0.24	10	18.5
31-01-2024	22.00	13.75	0.88	10	
01-02-2024	10.00	12.5	0.52	20	20
01-02-2024	22.00	13.75	0.88	20	
02-02-2024	10.00	12.13	1.15	15	15
02-02-2024	22.00	13.00	0.81	15	
03-02-2024	10.00	13	0.94	20	16
03-02-2024	22.00	13.00	0.83	15	
04-02-2024	10.00	12.50	0.74	25	15
04-02-2024	22.00	11.88	0.39	15	
05-02-2024	10.00	12.75	0.38	12	20
05-02-2024	22.00	14.00	0.66	15	
06-02-2024	10.00	13.13	1.09	15	28
06-02-2024	22.00	13	0.81	20	
07-02-2024	10.00	13.75	0.74	10	23
07-02-2024	22.00	13.13	0.88	10	

Tableau III.1 (*suit*) : Concentration de solution MEA, CO<sub>2</sub>, Moussage et les chlorures.

Date	Heure	MEA %	CO <sub>2</sub> %	Moussage (mL)	Cl <sup>-</sup> (mL)
08-02-2024	22.00	11.13	0.52	12	
09-02-2024	10.00	13.13	0.52	15	9
10-02-2024	10.00	12.75	0.45	15	10
17-02-2024	10.00	11.75	0.46	15	25
18-02-2024	10.00	12.5	0.52	15	17
19-02-2024	10.00	11.50	0.74	15	22
19-02-2024	22.00	12.5	0.52	15	
21-02-2024	10.00	12.25	0.39	13	32
21-02-2024	22.00	12.13	0.66	25	
22-02-2024	22.00	12.50	0.59	15	
23-02-2024	22.00	11.88	0.39	20	
24-02-2024	10.00	13	1.16	30	23
24-02-2024	22.00	12.13	0.66	25	
25-02-2024	10.00	10.63	0.17	20	
25-02-2024	22.00	12.50	0.52	15	
26-02-2024	10.00	11.88	0.58	20	27
27-02-2024	22.00	10.38	0.04	15	

**Interprétations :**

La concentration de MEA mesurée (entre 10.38 % et 14 %) est instable et inférieur aux normes ; les normes Min 15 % et Max 20 %.

Le volume de moussage est hors normes, presque tous le mois présent un volume indésirable qu'il ne faut dépasser 15 mL.

On remarque une stabilité sur l'évolution des Chlorures dans la MEA régénéré durant la période d'un mois se situe dans les normes normales < 150 ppm.

Les quatre analyses sont effectuées pour vérifier la qualité de MEA régénéré, afin de savoir s'il y a des problèmes obstruent le bon fonctionnement de la section de décarbonatation

### III.3 Etude des problèmes rencontrés dans la section de décarbonatation :

#### III.3.1 Problème de dégradation de la MEA :

La dégradation de la MEA peut entraîner de mauvaises conséquences :

- Une mauvaise absorption du CO<sub>2</sub> ;
- Une mauvaise régénération de la MEA.

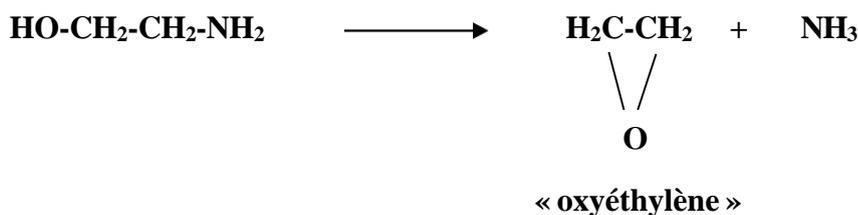
Les produits formés lors de la dégradation de la MEA sont en générale moins volatiles et peuvent être éparés de la solution par vaporisation (Dans le vaporiseur). Cette dégradation est le changement en produits de structures différentes de la MEA elle-même.

Elle est due à plusieurs anomalies de fonctionnement de la section et qui sont séparées comme suit :

##### III.3.1.1 Dégradation thermique :

Elle est définie comme étant une destruction d'ordre chimique de la MEA sous l'effet de la chaleur excessive. Cela peut entraîner la formation de produits de dégradation ou des sels thermiquement stables.

Sous l'action de la chaleur la MEA se décompose selon la réaction suivante :



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

##### III.3.1.2 Dégradation par formation de produits non régénérables :

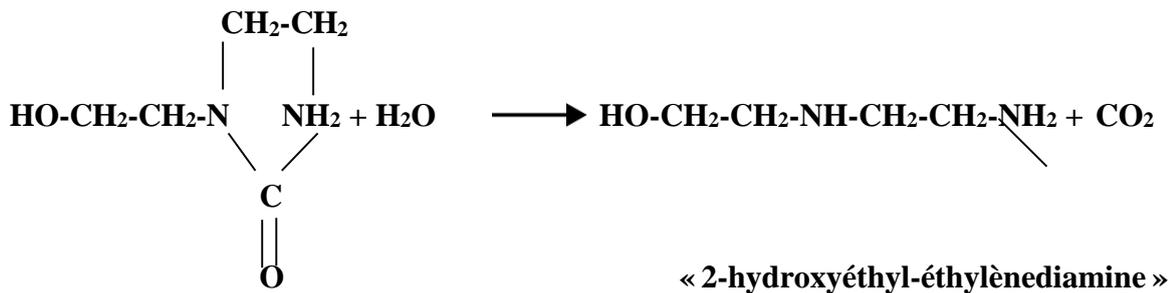
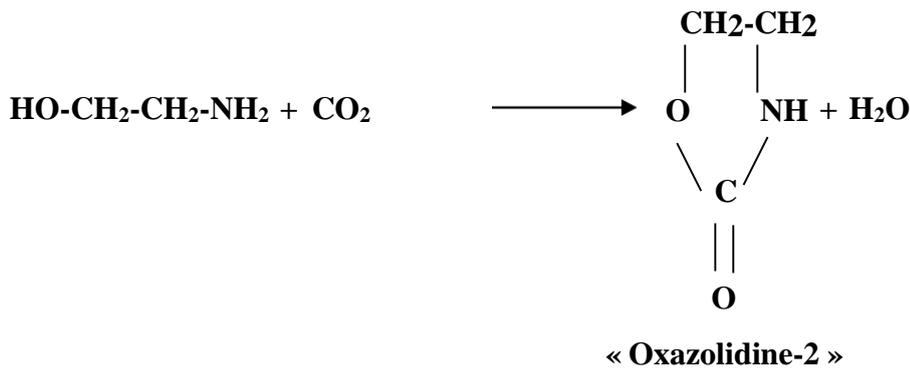
###### ► Réaction avec CO<sub>2</sub>

En plus des réactions de la MEA donnant des produits régénérables, la MEA réagit aussi avec

le CO<sub>2</sub> de façon irréversible.

Le corps formé, sous l'effet de la température excessive subit une déshydratation avec libération d'une molécule H<sub>2</sub>O. 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).

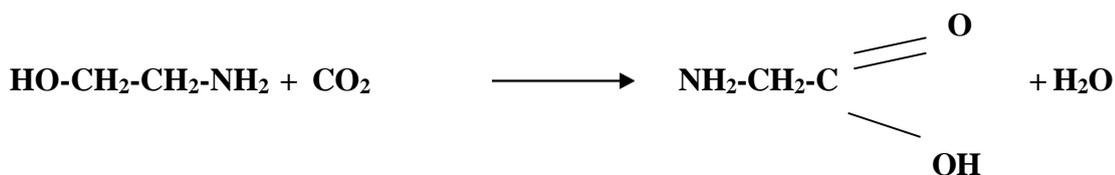
Cette réaction est très lente et s'effectue de la façon suite :



► *Réaction avec l'oxygène*

La MEA s'oxyde rapidement au contact avec l'air pour donner des produits organiques corrosifs.

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



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 stockées sous atmosphère de gaz inerte exempte d'oxygène. Une couleur brunâtre signal l'oxydation de la solution due à une 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.

### III.3.2 Problème de corrosion :

La corrosion est considérée comme le problème le plus grave touchant les unités à éthanolamine (décarbonatation), l'étendue de cette corrosion dépend d'un certain nombre de facteurs tel que : Le type d'amine, la nature des contaminants, la charge de la solution, les pressions et les températures qui règnent dans les différentes parties du système [8].

Notre expérience a montré que l'augmentation de la charge en gaz acide de la solution provoque une augmentation des taux de corrosion notamment dans les systèmes MEA.

La dégradation thermique de la MEA peut aussi causer la corrosion si la solution est soumise à de très hautes températures (180°C). Ce problème peut exister dans le rebouilleur.

#### III.3.2.1 Corrosion par les gaz acides :

La réaction de la MEA avec le CO<sub>2</sub> peut mener à la formation de l'acide carbonique H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. 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 CO<sub>2</sub> 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(HCO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>) au fond des colonnes.

Le chauffage du système libère le CO<sub>2</sub> 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 équipement)



Si la température augmente :  $\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2 \longrightarrow \text{FeCO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

### III.3.2.2 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.3.2.3 Autre forme de corrosion :

L'érosion par les matières solides en suspension est un autre mécanisme de corrosion. Si la solution est exempte de matières solides, la zone la plus susceptible à la corrosion est le rebouilleur qui est l'endroit où les hautes températures et les fortes concentrations sont présentes.

L'attaque corrosive dans le rebouilleur est plus sévère dans les unités à MEA que dans d'autres utilisant d'autres amines car l'extraction de  $\text{CO}_2$  de la MEA est plus difficile et incomplète.

Dans les autres amines, la solution pauvre est relativement exempte de gaz acide et la corrosion est limitée essentiellement à la partie de l'unité dans laquelle la MEA riche vient au contact avec les surfaces métalliques chaudes.

### III.3.3 Problème de moussage :

#### III.3.3.1 Le moussage :

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

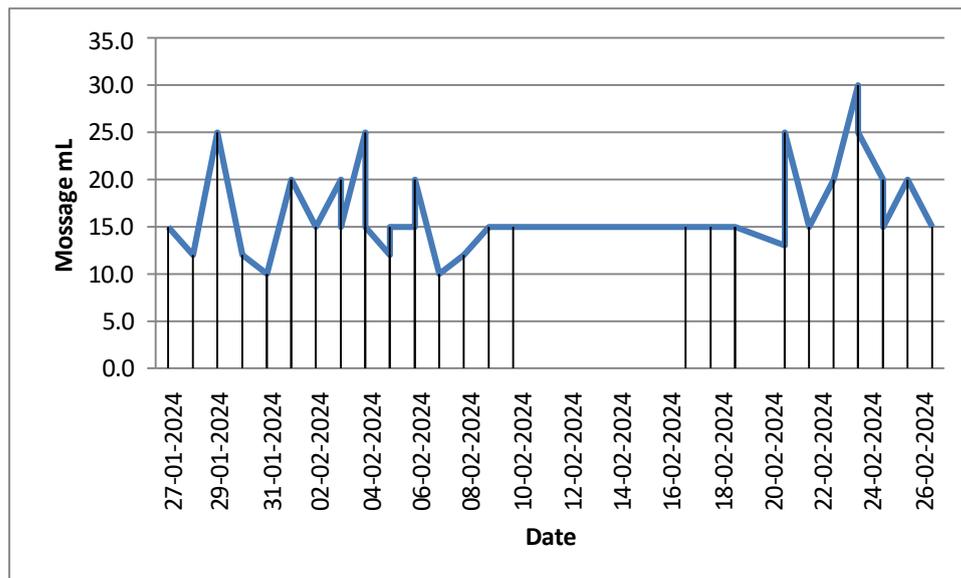
Les solutions amines ont tendance à mousser, il s'agit d'un problème très grave puisque malgré les séparateurs d'entraînement que l'on puisse installer en tête de colonne, la solution amine sorte sous forme de mousse soit avec le dioxyde de carbone dans la colonne de régénération, soit avec le gaz traité.

Par conséquent le moussage limite la capacité de la section décarbonatation, entraîne des pertes de solution amine et affecte la performance de l'absorbeur et l'efficacité du traitement en général. Le moussage signale une solution de mauvaise qualité [9].

Le contrôle et le maintien de la qualité de la solution d'amine sont très importants en ce qui concerne la réduction du moussage. Les points suivants sont à noter :

- ◆ Les amines ont une légère odeur d'ammoniac. Cependant une odeur d'ammoniac forte et suffocante indique que la solution est contaminée ou chimiquement dégradée.
- ◆ La présence du sulfure de fer est indiquée par la présence d'une suspension noire finement divisée.

Les résultats montrés sur la figure suivante sont prélevés durant notre stage pratique.



**Figure III-1** : Suivi de Moussage durant un mois

**Interprétation** : la perturbation du taux de moussage est remarquable durant la période de ce mois, causé par plusieurs facteurs.

### III.3.3.2 Facteurs favorisant le moussage :

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

- ▶ Présence des hydrocarbures liquides dans le gaz ;
- ▶ Présence d'impuretés solides dans le gaz ou dans la MEA ;
- ▶ Présence des produits de dégradations de MEA ;
- ▶ Variation brusque de débit de charge ou de MEA ;
- ▶ L'excès de l'anti-mousse.

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

- 1- baisser la charge ;

2- injecter un produit anti-moussant (SAG 10) qui calme le phénomène. L'injection des agents anti-mousse en tête de la colonne d'absorption peut être considéré comme précaution provisoire pour permettre de l'élimination.

### III.3.3.3 Les hydrocarbures liquides :

L'épurateur d'entrée permet d'éliminer les matières solides et les liquides libres (Eau et les hydrocarbures liquides en suspension dans le gaz naturel) pour éviter la contamination de la MEA.

Les impuretés solides sont retenues par 02 filtres à cartouches d'une capacité de 10% du débit nominal (6,7 m<sup>3</sup>/h). Ils permettent en outre de retenir les poussières issues du démercuriseur.

Dans la phase liquide, on trouve quelquefois de l'huile provenant des compresseurs provenant des stations de recompression « RTO ».

En outre la négligence de l'être humain vis-à-vis à l'utilisation du puisard de solution MEA peut être source de ce problème. En effet le puisard contenant cette solution est régulièrement ouvert ce qui permet l'infiltration des huiles (des pompes et des turbines) lors du nettoyage régulier du sol par l'eau effectué par les agents de nettoyage.

Les liquides entraînés avec la MEA sont éliminés au niveau du ballon de détente.

Si l'épurateur est surchargé, les fluides en excédent seront entraînés dans l'unité provoquant :

- ◆ L'augmentation du taux de corrosion et d'érosion par les matières solides entraînant le bouchage des colonnes et des échangeurs de chaleur ;
- ◆ L'eau risque de diluer la MEA ;
- ◆ L'eau salée diluera la MEA et formera des dépôts sur les tubes du rebouilleur ;
- ◆ Les hydrocarbures liquides favorisent le moussage. En effet des dépôts de coke risquent de se former sur les tubes du rebouilleur.

#### **A- Principe**

La gazoline est un hydrocarbure lourd, sa composition molaire est donnée par la chromatographie (voir le tableau III.2).

Tableau III.2: Composition molaire de la gazoline

hydrocarbure	nC4	iC5	nC5	C6	C7	C8	C9	C10 <sup>+</sup>
Composants molaire %	0.026	28.134	32.871	22.806	11.232	3.776	0.925	0.23

### B- Mode opératoire

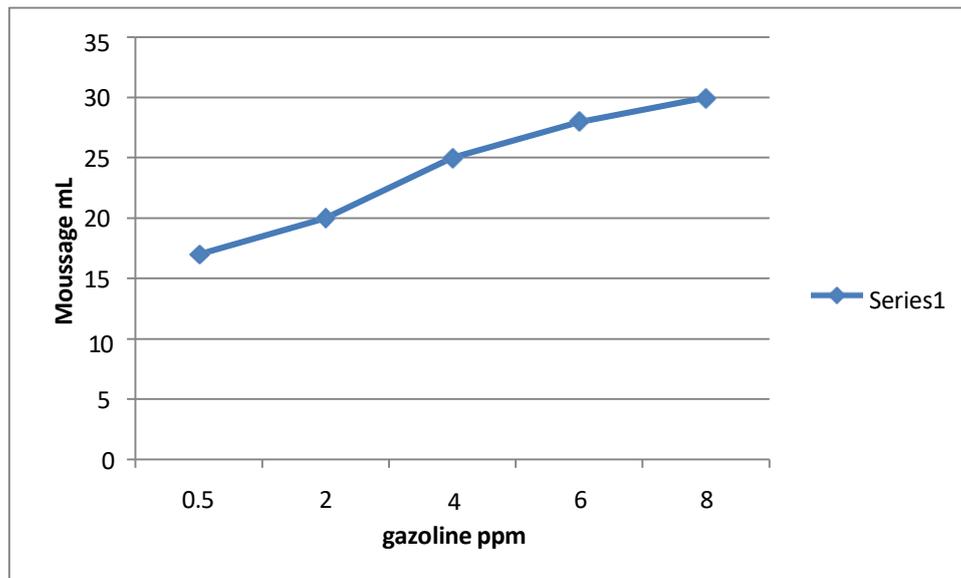
L'essai consiste à appliquer le test de moussage de la solution à 15% en variant à chaque fois le volume de la gazoline tout en respectant la température de 38 °C.

La variation de la concentration de gazoline en fonction de moussage est donnée sur le tableau ci-dessous.

Tableau III.3: influence des hydrocarbures lourds sur le moussage

Les traces de gazoline (ppm)	0.5	2	4	6	8
Moussage ml	17	20	25	28	30

Les données du tableau sont traduites sous forme d'une figure (voire la figure III-2)



**Figure III-2 :** Variation du moussage en fonction de la gazoline

**Interprétation :** D'après le graphique, le moussage augmente avec l'élévation de la gazoline de 0.5 à 8 ppm. On remarque une relation parallèle entre les deux ; ce qui confirme l'influence négative des hydrocarbures liquides.

### III.3.3.4 L'excès de l'anti-mousse :

Un excès de produits anti-mousse risque de se concentrer avec la MEA et donner des produits de décomposition lors de son passage dans le circuit de régénération.

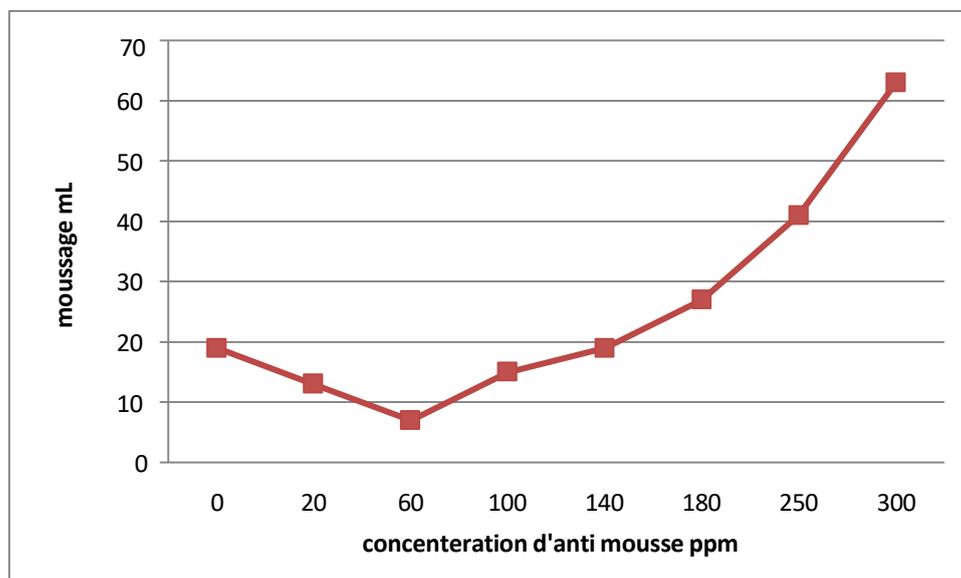
La préparation de la solution anti-mousse est aussi importante cela dépend de 03 facteurs :

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

Les résultats de la concentration d'anti mousse par rapport au moussage est donnés sur le tableau III.4 et la figure III-4 respectivement.

Tableau III.4 : concentration d'anti mousse par rapport au moussage.

Concentration d'anti mousse (ppm)	0	20	60	100	140	180	250	300
Moussage (ml)	20	13	7	15	19	27	41	63



**Figure III-3:** la variation du moussage en fonction de la concentration d'anti mousse

**Interprétation :** L'injection de SAG 10 dans l'échantillon à analyser permet de réduire le moussage jusqu'à atteindre une concentration optimale de 50 à 60 ppm. Mais au-delà de 60 ppm, une augmentation de la concentration de l'agent anti mousse dans la solution MEA peut engendrer la réapparition du phénomène du moussage.

**Le choix de l'anti-mousse :**

Les agents anti-moussants dépendent de la composition du gaz de l'alimentation. Les anti-mousse les plus populaires et efficaces utilisés dans la section de traitement de gaz peuvent être classée en quatre types principaux :

- Les type hydrocarbures à savoir les huiles minérales ;
- Les types alcool (ester) savons à savoir glycols, acides gras et dérivés ;
- Les types silicones à savoir les émulsions à 10 et 30% ;
- Une combinaison 1 et 3.

Les anti-mousse 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.

Les anti-mousses solubles dans l'eau sont souvent plus efficaces s'ils sont dilués avant d'être injecté dans le système.

**III.3.4 Problème de contamination :**

Les chlorures provoquent la dégradation partielle de la solution amine ce qui rend la réaction entre le CO<sub>2</sub> et la MEA non parfaite d'où mauvaise absorption de CO<sub>2</sub> [6].

Les chlorures provenant de l'eau de mer utilisée au niveau des refroidisseur et condenseur 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.

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

Il faut donc que la quantité de chlorures soit négligeables (Inférieur à 150 ppm).

Si la concentration en chlorures est au-dessus de 150 ppm, les refroidisseurs à eau de mer doivent être inspectés « Percement des tubes » et on procède comme suit :

- 1- On fait des purges pour éviter le dépôt ;
- 2- Déboucher les purges ;
- 3- Bouchonner les tubes fuyards ;
- 4- 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.

La contamination de la MEA par chlorures a été confirmée pas mal de fois dans l'histoire de complexe GNL2/Z survenu récemment au niveau de train (200).

Par la suite un tableau présente la concentration de chlorure dans la solution MEA pendant notre période de pratique.

Tableau III.5 : Présence des chlorures dans la solution MEA.

La Date	17/01/2024	18/01/2024	19/01/2024	20/01/2024
Chlorures (ppm)	117	256	316	411

**Remarque :** le tableau montre qu'il y a eu une croissance importante des chlorures.

Afin de cibler la source de cette contamination, une campagne d'analyses a été faite seules.

Résultats sont illustrés dans le tableau III.6.

Tableau III.6 : Présence des chlorures dans des différents points.

Repère	Puisard	241F	Entrée 232C	Sortie 232C	Entrée 235C
Chlorures (ppm)	45	6.3	477	486	11

**Remarque :** Selon les analyses, il est constaté que la concentration de chlorures continue d'augmenter (de 477 ppm à 486 ppm) et qu'il existe une différence de 9 ppm entre l'entrée et la sortie du refroidisseur à 232C.

Selon ces analyses et l'historique du problème de contamination de la solution MEA par les chlorures, il est généralement possible que la source de ce problème soit située dans deux équipements, à savoir le 232C et le 235C, où il y a un échange thermique entre la solution MEA et l'EDM. Pour vérifier la cause de ce problème, il est nécessaire de confirmer sa source :

- 1- Suivre la présence des chlorures dans la solution MEA ;

2- Refaire une analyse spéciale dans les points ci-dessous :

- Entrée et sortie du 232C.
- Entrée et sortie du 235C.

Dans le cadre de suivi de problème de présence des chlorures dans le circuit MEA, d'autres analyses ont été réalisés ou les résultats sont mentionnés dans les tableaux III.7 et III.8.

Tableau III.7: Présence des chlorures et concentration MEA

Date	20/01/2024 23h00	21/01/2024 11h00	21/01/2024 23h00
Chlorures (ppm)	423	464	515
MEA %	12.87	12.65	12.4

Tableau III.8 : Présence des chlorures dans des différents points.

Repère	Entrée 232C	Sortie 232C	Sortie 235C	Entrée 232C	Sortie 232C	Sortie 235C
Chlorures (ppm)	426	437	11	478	487	9

**Remarque :** Les résultats d'analyses illustrés dans les deux tableaux ci-dessus montrent ce qui suit :

- 1- La quantité de chlorures dans la solution MEA ne cesse d'augmenter ;
- 2- Cette contamination est très probablement causée par des fuites internes dans le refroidisseur EDM/MEA 232C.

A la base de ce qui suit, l'inspection du refroidisseur EDM/MEA 232C est recommandée.

L'inspection de l'échangeur 232 C a été confirmée par d'autres analyses, et la situation du train 200 s'aggrave de plus en plus, avec une augmentation de la présence de chlorures, ce qui a un impact sur la stabilité de l'unité de décarbonatation (risque de passage de CO<sub>2</sub> vers la section cryogénique).

Par la suite une analyse est faite sur le chlorure pour confirmer sa source, les résultats sont montrés sur le tableau III.9.

Tableau III.9 : Analyse de chlorures pour confirmation de source de chlorures

Temps	21/01/2024	22/01/2024		22/01/2024
Repère	Circuit	Entrée 232C	Sortie 232C	Puisard MEA
Chlorures (ppm)	491	522	573	433

**Remarque :** La différence en chlorures entre l'entrée et la sortie du refroidisseur 232C est confirmée par ces analyses, ainsi que la progression de cette différence. Aussi les analyses montrent une présence des chlorures dans le puisard de MEA et cela peut être la conséquence soit :

- Retour de la solution MEA qui est dans le circuit suite l'inétanchéité des vannes ;
- Fuite au niveau du puisard.

#### III.4 Recommandations :

Nous avons proposé quelques recommandations d'ordre technique pour le bon fonctionnement de la section de décarbonatation :

- Mettre le vaporisateur « X36C » en service continu.
- 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.
- Faire fonctionner la pompe anti mousse pour assurer la bonne dilution de la solution anti mousse et pour éviter l'excès d'injection.
- Éviter le nettoyage du système MEA par l'eau de mer spécialement à côté des pompes.
- Elaborer une procédure de lessivage pour l'élimination des dépôts dans les conduites.
- Faire le suivi d'analyse de la concentration des chlorures dans la solution MEA pour

connaître l'origine de la contamination avec une prise d'échantillonnage dans les points suivants :

1- Sortie X32C «MEA pauvre».

2- X35 Condenseur de tête.

3- Les lignes des pompes et de récupération vers le puisard.

- Respecter les paramètres de régénération (pression, température, débit de vapeur de rebouilleur 134 C)
- Utiliser des agents anticorrosion (inhibiteurs de corrosion).
- Limitation de la température des amines riches ( $T^{\circ} < 43^{\circ}\text{C}$ ).
- Élimination des matières solides
- Utiliser des alliages résistant à la corrosion au lieu de l'acier au carbone exemple acier Inox. L'eau de mer constitue le milieu de refroidissement dans le réfrigérant d'amine, il est préférable d'utiliser un alliage au cuivre-nickel du côté eau de mer à la place de l'acier inoxydable.
- La concentration de la solution MEA pauvre doit être dans la fourchette 15 à 25%. La limite maximale de concentration est imposée par le problème de corrosion.

En ce qui concerne le problème que nous avons suivi à savoir la contamination du circuit MEA par les chlorures, ci-après ce que nous recommandons :

- Arrêter le train et préparer le x32c pour test de fuite
- Réparer le refroidisseur x32c
- Vu que le train est toujours en cour de problème, il faut mettre en service le x36c pour éliminer la présence des polymères et produits solides comme le Chlore.

# **CONCLUSION GENERALE**

## CONCLUSION GENERALE

Ce stage a été pour nous l'occasion d'avoir une approche globale sur l'organisation des structures du complexe et recueillir un maximum d'information sur les différentes tâches destinées à chaque service, la mission principale de chaque section ainsi que les interfaces entre les différents départements. Ce qui nous a permis de sentir d'abord l'esprit de travailler en groupe, puis voir la grande différence entre la théorie et la pratique ce qui concerne l'ammoniac, en plus ce stage il nous a aidé à réfléchir comment régler certains problèmes sur un site industriel.

Ce travail a été réalisé au niveau du complexe de liquéfaction du gaz naturel « GNL2/Z » et avait pour objectif de déterminer les causes des problèmes obstruent le bon fonctionnement dans la section de décarbonatation et prévoir les conséquences sur la section et de proposer des solutions pour éviter ce problème.

Pour mener à bien nos investigations, nous avons dû suivre les étapes suivantes :

- Bien assimiler le fonctionnement de la zone de procédé concerné (décarbonations).
- Effectuer des recherches afin d'identifier précisément l'origine de les problèmes obstruent.

Nous avons conclu que les origines des problèmes obstruent sont à cause de différents problèmes (dégradation, moussage, présence des chlorures) dans la section.

Ces problèmes engendrent une perte et une dégradation de la solution MEA et pour compensé ces pertes il faut préparer des futs de MEA purs et ça résulte une consommation de la MEA. Alors il faut toujours faire le suivie des analyses de la concentration de la solution MEA pour garder le bon fonctionnement de la section.

Les recommandations qu'on a données dans ce mémoire sont très importantes et indispensables pour une meilleure exploitation de la section de décarbonatation en particulier et de tout le complexe en générale.

**REFERENCES**  
**BIBLIOGRAPHIQUES**

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Manuel opératoire, volume 1, description général du procédé, GL2/Z ,1979.
- [2] Manuel Opératoire Process, volume 4, Décembre 1977.
- [3] Formation d'ingénieur, module 11: décarbonatation, volume 26, 1994.
- [4] Bouhend Benyahia et M. Laroussi Sid-Ahmed ,Etude de la substitution du solvant MEA parla MDEA dans la section de décarbonatation du complexe GL1Z année 2012, (mémoire fin d'étude pour l'obtention du diplôme de MASTER) .
- [5] Manuel opératoire, GL2/Z section traitement 1981.
- [6] Livre technique d'ingénieur.
- [7] Manuel operateur de procédés mars 1979 .. debutanisation,.. Arzew GL2/Z.
- [8] Soft formation ingénieur. Arzew : bloc 11 module 02 .
- [9] Engineers, Perry chemical. 1973. HAND BOOK.

