



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DE 20 AOUT 1955 SKIKDA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE PETROCHIMIE

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Industries Pétrochimiques

Spécialité : Raffinage et Pétrochimie

*Modernisation et optimisation du procédé d'absorption
aux amines pour la décarbonatation du gaz naturel par
« hybridation avec la séparation membranaire »*

Réalisé par :

- KHIROUNI Oussama

- YAHIA Fehd

Encadré par :

Dr. Ibtissam BOUSSOUF

Année Universitaire 2022 – 2023

Résumé :

Ce mémoire présente une étude approfondie sur l'optimisation d'une unité de décarbonatation de gaz au niveau du complexe de skikda GL1K par l'ajout d'une membrane. Grâce à une simulation réalisée avec le logiciel HYSYS, nous avons pu évaluer les performances de l'unité existante pour des teneurs en CO₂ dans le gaz allant jusqu'à 2%. En ajoutant la membrane, nous avons réussi à réduire cette teneur à 0,21% et en dessous, ce qui constitue une amélioration significative. De plus, nous avons également modifié les éléments internes de l'absorbeur en passant d'une colonne à garnissage à une combinaison de plateaux et de garnissages. Cette modification nous a permis d'optimiser l'efficacité de l'absorption en réduisant le coût d'utilisation du l'aMDEA (Méthyle Diéthanol amine activée) et de la maintenance de l'unité 12.

Mots clés : Décarbonatation ; Membrane ; HYSYS ; CO₂ ; Absorbeur ; Colonne à garnissage ; Plateaux ; MDEA ; Efficacité.

Abstract :

This dissertation presents a comprehensive study on the optimization of a gas sweetening unit through the addition of a membrane. Through simulation using the HYSYS software, we evaluated the performance of the existing unit for CO₂ contents in the gas of up to 2%. By incorporating the membrane, we were able to reduce this content to 0.21% and below, signifying a significant improvement. Additionally, we modified the internals of the absorber, transitioning from a packed column to a combination of trays and packing. This modification aimed to enhance absorption efficiency and overall unit performance reducing the cost and use of aMDEA (activated methyl diethanol amine) and maintenance of unit 12.

Key words : Gas sweetening; Membrane; HYSYS; CO₂; Absorber; Packed column; Trays; MDEA; Efficiency.

ملخص :

يقدم هذه العمل دراسة متعمقة حول تحسين وحدة إزالة غاز ثنائي أكسيد الكربون من الغاز في مجمع سكيكدة GLIK بإضافة غشاء تصفية. بفضل المحاكاة التي تم إجراؤها باستخدام برنامج HYSYS، تمكنا من تقييم أداء الوحدة الحالية لنسب ثاني أكسيد الكربون في الغاز تصل إلى 2%. عند إضافة الغشاء، حيث تمكنا من تقليل هذا المحتوى إلى 0.21% وما دون ذلك، وهو تحسن كبير. قمنا أيضاً بتغيير الأجزاء الداخلية لجهاز الامتصاص من عمود معبأ إلى مجموعة مختلطة من الصواني والتعبئة. سمح لنا هذا التعديل بتحسين فعالية الامتصاص عن طريق تقليل تكلفة استخدام amDEA (ميثيل ثنائي إيثانول أمين المنشط) وكذا تكلفة صيانة الوحدة 12.

الكلمات الرئيسية: إزالة أكسيد الكربون، غشاء تصفية، HYSYS، CO₂، الامتصاص، العمود المعبأ، الألواح، MDEA، الفعالية.

Remerciements

Avant tout, nous remercions le bon Dieu, tout puissant, de nous avoir donné la force et le courage pour réaliser ce mémoire. Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre directrice du mémoire Dr. BOUSSOUF Ibtissam, pour ses précieux conseils et le suivi qu'elle nous a apporté durant ce travail.

Nous tenons à remercier également les membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter d'évaluer ce travail.

Sans oublier nos enseignants du département de Pétrochimie, faculté de Technologie de l'université 20 Août 1955-Skikda, pour leur assistance tout au long de notre parcours de master.

Pour être sûre de n'oublier personne nous voudrions exprimer notre sincère reconnaissance et notre profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Chère famille et amis,

Je tiens à vous exprimer toute ma gratitude et mon amour profond. Vous êtes ma source d'inspiration et de soutien inébranlables. À ma merveilleuse famille, votre amour inconditionnel et vos conseils précieux ont façonné ma vie. À mes chers amis, votre présence joyeuse et votre amitié sincère illuminent mes journées. Je vous remercie du fond du cœur pour tout ce que vous apportez à ma vie. Votre amour et votre soutien sont des trésors inestimables que je chéris chaque jour.

Avec tout mon amour,

Khrouni Oussama

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A mes très chers parents que Dieu me les garde et les protège

A ma chère grand-mère

A mes frères et ma sœur

A toute ma famille

A qui je souhaite beaucoup de bonheur et de réussite

A mes amies et à toutes les personnes qui ont une place

Spéciale dans mon cœur et ma vie

.....Merci

Yahia Fehd

Liste des figures

| N° | Titre | Page |
|---------------------|--|-------------|
| Figure I.1 | Répartition des réserves mondiales du gaz naturel | 14 |
| Figure I.2 | L'évolution de la consommation de gaz naturel dans le monde au fil des années | 15 |
| Figure I.3 | La production du gaz naturel dans l'Algérie au fil des années | 17 |
| Figure I.4 | Consommation du gaz naturel en Algérie | 19 |
| Figure I.5 | Utilisation de gaz naturel dans l'industrie pétrochimique | 20 |
| Figure II.1 | Situation géographique du complexe GL1/K | 24 |
| Figure II.2 | Schéma des utilités au niveau du complexe GL1K | 26 |
| Figure II.3 | Schéma du processus de liquéfaction et de fractionnement du gaz naturel au niveau le complexe GL1K | 28 |
| Figure II.4 | Le schéma montre le principe général du processus de décarbonatation et de régénération du gaz naturel | 31 |
| Figure II.5 | Le schéma de déshydratation et filtration de GN décarbonaté | 32 |
| Figure II.6 | Le schéma du processus de système de démercurisation | 32 |
| Figure II.7 | Schéma montre le processus d'élimination des hydrocarbures lourds | 34 |
| Figure II.8 | Le schéma de pré-refroidissement du GNT | 35 |
| Figure II.9 | Le schéma montre le processus de fractionnement du gaz naturel | 39 |
| Figure III.1 | Le schéma montre le processus de l'unité 12 de décarbonatation (AGRU) | 46 |

| | | |
|---------------------|---|----|
| Figure III.2 | Le schéma montre une colonne à garnissage à contre-courant | 47 |
| Figure III.3 | Anneau de raschig amélioré | 48 |
| Figure III.4 | Un garnissage structuré | 48 |
| Figure III.5 | IMTP intalox tour emballage | 49 |
| Figure III.6 | Le schéma montre l'échangeur à plaque utilisé dans le méga-train | 50 |
| Figure IV.1 | Schéma simplifié de la séparation de CO ₂ à l'aide de la technologie des membranes | 57 |
| Figure IV.2 | Schéma simplifié du flux de processus du procédé hybride membrane/amines | 59 |
| Figure IV.3 | Interface du logiciel HYSYS v11 | 60 |
| Figure IV.4 | Ouverture de la page du logiciel HYSYS v11 | 61 |
| Figure IV.5 | Insertion des compositions | 62 |
| Figure IV.6 | L'équation "Acid Gas-Chemical Solvents" | 62 |
| Figure IV.7 | L'équation "Peng-Robinson" | 63 |
| Figure IV.8 | Configuration internes de la colonne d'absorption | 65 |
| Figure IV.9 | Géométrie de la colonne d'absorption | 66 |
| Figure IV.10 | Configuration internes de la colonne de régénération | 66 |
| Figure IV.11 | Géométrie de la colonne de régénération | 67 |
| Figure IV.12 | La simulation de l'unité de décarbonatation en utilisant le simulateur HYSYS v11 | 68 |
| Figure IV.13 | Simulation de l'élimination du CO ₂ par membrane en utilisant un splitter ajusté | 70 |
| Figure IV.14 | Les paramètres d'entrée dans l'outil de réglage (ADJ-1) | 71 |

| | | |
|---------------------|--|----|
| Figure IV.15 | Simulation de l'élimination du CO ₂ par membrane à trois étages | 72 |
| Figure IV.16 | La simulation du processus hybride membrane/amine en utilisant le simulateur HYSYS v11 | 73 |
| Figure IV.17 | Comparaison de débit de l'aMDEA entre processus avec/sans membrane | 74 |
| Figure IV.18 | Comparaison entre le débit massique de CO ₂ avec et sans membrane à l'entrée de l'absorbeur dans le cas d'une teneur en CO ₂ de 2% | 75 |
| Figure IV.19 | Colonne a garnissage | 76 |
| Figure IV.20 | Colonne mixte | 77 |
| Figure IV.21 | Comparaison de débit de CO ₂ entre la colonne à garnissage et la colonne mixte dans le cas de 0.21% | 77 |
| Figure IV.22 | La variation du débit de l'aMDEA dans les deux colonnes | 78 |
| Figure IV.23 | Comparaison de débit de CO ₂ entre la colonne à garnissage et la colonne mixte dans le cas de 2% | 79 |

Liste des tableaux

| N° | Titre | Page |
|----------------------|--|-------------|
| Tableau I.1 | Composition du gaz naturel | 7 |
| Tableau I.2 | Production mondiale de gaz naturel (en milliards de mètres cubes) | 13 |
| Tableau II.1 | Informations générales sur le complexe GL1K | 25 |
| Tableau III.1 | Éléments de comparaison MEA/MDEA | 45 |
| Tableau IV.1 | Les conditions de la charge du gaz naturel et de l'aMDEA | 63 |
| Tableau IV.2 | Les compositions de la charge du gaz naturel et de l'aMDEA | 64 |
| Tableau IV.3 | Spécifications et géométrie des colonnes à garnissage | 65 |
| Tableau IV.4 | Comparaison entre le débit massique du CO ₂ à l'entrée et la sortie du l'absorbeur dans le cas de 0,21% | 69 |
| Tableau IV.5 | La composition de CO ₂ à l'entrée et à la sortie de la membrane | 71 |
| Tableau IV.6 | Le débit de l'aMDEA utilisé avec et sans la membrane | 74 |

Listes des abréviations et symboles

CH₄: Méthane

C₂H₆: Ethane

C₃H₈: Propane

C₄H₁₀: Butane

C₅H₁₂: pentane

CO₂: Dioxyde de carbone

N₂: Azote

He: Hélium

Pa: Pascal

GN: Gaz naturel.

GN: Gaz naturel liquéfié

GND: Gaz naturel décarbonaté

GPL: Gaz pétrolier liquéfié

PCI: Pouvoir calorifique inférieur

PCS: Pouvoir calorifique supérieur

TEG: Triethylene Glycol

H₂S: Sulfure d'hydrogène

MTPA: Millions tonnes par an

MDEA: Méthyle Diéthanol amine activée

PPMV: Partie par million volume

AGRU: Acide Gas Removal Unit

BASF: Badische Anilin- und Soda-Fabrik

MEA: Méthyle Ethanol amine

VOC: Volatil Organic Compound

Sommaire

| | |
|----------------------------|---|
| Introduction générale..... | 1 |
|----------------------------|---|

Partie théorique

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

| | |
|--|----------|
| I.1. Introduction..... | 5 |
| I.2. L'origine du gaz naturel..... | 6 |
| I.3. Types du gaz naturel..... | 6 |
| I.3.1. Gaz conventionnels..... | 6 |
| I.3.2. Gaz non conventionnels..... | 6 |
| I.4. Composition du gaz naturel..... | 7 |
| I.5. Caractéristiques du gaz naturel..... | 8 |
| I.5.1. La masse volumique..... | 8 |
| I.5.2. Le volume massique..... | 8 |
| I.5.3. La densité..... | 8 |
| I.5.4. Compressibilité d'un gaz sec..... | 8 |
| I.5.5. Pouvoir calorifique..... | 9 |
| I.6. Traitement du gaz naturel..... | 9 |
| I.6.1. Pré-traitements..... | 9 |
| I.6.2. Détente du gaz naturel | 10 |
| I.6.3. Déshydratation du gaz naturel (élimination de l'eau)..... | 10 |
| I.6.4. La désadisification du gaz naturel..... | 10 |
| I.6.5. Dégalonisation (extraction des hydrocarbures liquides)..... | 11 |

| | |
|---|-----------|
| I.7. Stockage et transport du gaz naturel..... | 11 |
| I.7.1. Stockage..... | 11 |
| I.7.2. Transport..... | 12 |
| I.8. Le gaz naturel dans le monde..... | 12 |
| I.8.1. La production mondiale de gaz naturel..... | 12 |
| I.8.2. Les réserves..... | 13 |
| I.8.3 La consommation mondiale du gaz naturel..... | 15 |
| I.9. Le gaz naturel dans l'Algérie..... | 16 |
| I.9.1. La production du gaz naturel..... | 16 |
| I.9.2. Les réserves gazières en Algérie..... | 17 |
| I.9.3. La consommation du gaz naturel en Algérie..... | 18 |
| I.10. Utilisation du gaz naturel..... | 19 |
| I.10.1. Le gaz naturel comme un combustible..... | 19 |
| I.10.2 Matière première pour l'industrie pétrochimique..... | 19 |
| I.10.3 autres fonctions..... | 20 |
| I.11. Conclusion..... | 20 |
| Références bibliographiques..... | 21 |

Chapitre II : Présentation De Complexe GL1K

| | |
|---|-----------|
| II.1. Introduction | 24 |
| II.2. Situation géographique..... | 24 |
| II.3. Informations générales sur le complexe GL1K..... | 25 |
| II.4. Description de l'usine..... | 25 |
| II.4.1. Les utilités..... | 25 |
| II.4.1.1. Production de l'énergie électrique..... | 26 |
| II.4.1.2. Systèmes Air Instrument et Air Service, Unité 56..... | 26 |

| | |
|---|-----------|
| II.4.1.3. Systèmes Eaux..... | 27 |
| II.4.1.4. Réseau azote..... | 27 |
| II.4.1.5. Système réseau torche et brulot..... | 28 |
| II.4.2. Train de liquéfaction et fractionnement..... | 28 |
| II.4.2.1. Train de liquéfaction..... | 29 |
| II.5. Les systèmes de réfrigération..... | 36 |
| II.5.1. Système de réfrigération propane..... | 36 |
| II.5.2. Système de réfrigération propane externe..... | 37 |
| II.5.3. Système de réfrigérant mixte (MR)..... | 37 |
| II.5.4. Système d'huile chaude..... | 37 |
| II.6. Fractionnement..... | 38 |
| II.6.1 Déméthaniseur..... | 38 |
| II.6.2 Dééthaniseur..... | 38 |
| II.6.3 Dépropaniseur..... | 39 |
| II.6.4 Débutaniseur..... | 39 |
| II.6.5 Déisopentaniseur..... | 39 |
| II.6.6 Réinjection du GPL..... | 40 |
| II.7. Conclusion..... | 40 |
| Références bibliographique..... | 41 |

Chapitre III : Le procédé de décarbonatation du gaz naturel

| | |
|---|-----------|
| III.1. Introduction..... | 42 |
| III.2. Description de la section de décarbonatation (AGRU)..... | 42 |
| III.2.1. La nécessité d'extraire le CO ₂ du gaz naturel..... | 42 |
| III.2.2 Les conséquences du bouchage..... | 43 |
| III.2.3. Base de conception..... | 43 |
| III.3. Problèmes généraux du procédé d'adoucissement du gaz naturel..... | 43 |

| | |
|--|-----------|
| III.3.1. Pertes de la solution d'amine..... | 43 |
| III.3.2. Le problème de moussage..... | 44 |
| III.3.3. Le problème de corrosion..... | 44 |
| III.3.4. La concentration de gaz résiduel dans la solution amine pauvre..... | 44 |
| III.4. Présentation générale..... | 45 |
| III.4.1. Elément de comparaison MEA/MDEA..... | 45 |
| III.4.2. Description de la colonne à garnissage..... | 47 |
| III.4.2.1. Les types de garnissages..... | 47 |
| III.5. Description des équipements..... | 49 |
| III.5.1. La colonne de décarbonatation 12-MD21 (absorbeur de CO ₂) | 49 |
| III.5.2. Aéroréfrigérant 12-MC35..... | 50 |
| III.5.3. Ballon de flash HP 12-MD22..... | 50 |
| III.5.4. Echangeurs amine riche/ amine pauvre 12-MC22A/B/C..... | 50 |
| III.5.5. Régénérateur de solution 12-MD27..... | 51 |
| III.5.6. Rebouilleurs 12-MC23 A/B..... | 51 |
| III.5.7. Aéroréfrigérant 12-MC34..... | 52 |
| III.5.8. Ballon de reflux 12-MD39..... | 52 |
| III.5.9. Aéroréfrigérant de la solution 12-MC21..... | 52 |
| III.5.10. Filtre à charbon actif..... | 52 |
| III.5.11. Injection anti-mousse..... | 53 |
| III.5.12. Ballon de récupération des drainages de solvant 12-MD30..... | 53 |
| III.5.13. Installations de stockage de la solution d'amine..... | 54 |
| III.6. Points particuliers..... | 54 |
| III.6.1. Taux de circulation de l'amine..... | 54 |
| III.6.2. Opérations d'écémage..... | 54 |
| III.6.3. Moussage..... | 55 |

| | |
|--|----|
| III.7. Conclusion | 55 |
| Références bibliographiques | 56 |

Partie pratique

Chapitre IV : Simulation de l'unité hybride de décarbonatation

| | |
|--|----|
| IV.1. Introduction | 57 |
| IV.2. Etude problématique | 58 |
| IV.3. Simulateur HYSYS | 59 |
| IV.3.1. Simulation..... | 60 |
| IV.3.2. Modes de fonctionnement des simulateurs | 61 |
| IV.4. Etude de la simulation | 61 |
| IV.4.1. Les étapes de la simulation de l'unité de décarbonatation | 61 |
| IV.4.2. La simulation d'une membrane en utilisant un splitter ajusté..... | 69 |
| IV.4.3. Résultats de la simulation | 71 |
| IV.4.4. Multi-membrane..... | 71 |
| IV.4.5. La simulation du processus hybride membrane/amine | 72 |
| IV.4.6. Résultats de l'utilisation du MDEA en présence du processus de la membrane | 74 |
| IV.4.7. Discussion des résultats | 74 |
| IV.4.8. Etude de résultats de la simulation hybride amine/membrane..... | 75 |
| IV.5. Simulation de deux colonnes garnissage et mixte dans les deux cas (0.21%/2%). | 76 |
| IV.5.1. Résultats de la simulation..... | 77 |
| IV.6. Conclusion | 79 |
| Références bibliographiques | 81 |
| Conclusion générale | 82 |



*Introduction
générale*

Le chauffage ainsi que la production d'électricité à partir de gaz naturel, pour répondre à la demande mondiale, implique des dépenses en capital plus faibles, des émissions de carbone plus faibles et des rendements thermiques plus élevés par rapport aux autres combustibles fossiles. Le gaz naturel brut contient principalement du méthane (CH_4), généralement de 50 % à 90 %, avec d'autres hydrocarbures tels que l'éthane (C_2H_6) et des traces d'hydrocarbures plus lourds. De plus, le gaz naturel peut contenir des impuretés indésirables à des compositions variables selon l'emplacement du réservoir, y compris le dioxyde de carbone (CO_2), l'eau (H_2O), l'azote (N_2), le sulfure d'hydrogène (H_2S), etc. Parmi ces les impuretés, le CO_2 (gaz acide) qui doit être séparé et éliminé du gaz naturel pour éviter la corrosion dans les canalisations [1].

Selon les spécifications des pipelines américains [2], la teneur en CO_2 du gaz naturel ne doit pas dépasser 2 % en moles. Par ailleurs, une élimination plus poussée du CO_2 (<50 ppm) est indispensable lorsqu'il est prévu de transporter le gaz sous forme liquide (GNL), pour éviter la congélation du CO_2 [3].

Le MEGA TRAIN, un train de GNL innovant, a été développé pour produire jusqu'à 4,5 millions de tonnes de GNL par an. Il offre la possibilité de fonctionner avec ou sans extraction des sous-produits tels que l'éthane, le propane, le butane et la gazoline. Pour éviter le bouchage des conduites dans les parties froides du processus de liquéfaction, il est impératif d'éliminer le gaz carbonique contenu dans le gaz naturel d'alimentation lors de la transition des températures ambiantes à la température cryogénique ($-162\text{ }^\circ\text{C}$) nécessaire à sa liquéfaction. Ainsi, le gaz carbonique doit être éliminé de la composition initiale afin de prévenir les problèmes de congélation et de colmatage. C'est là que l'unité de décarbonatation entre en jeu.

L'unité de décarbonatation peut traiter le gaz naturel avec une teneur en CO_2 de 0,21% allant jusqu'à 2% fraction molaire au niveau du complexe GL1K. L'un des agents de décarbonatation couramment utilisés dans ce processus est l'aMDEA (amine méthyldiéthanolamine). L'aMDEA est une amine absorbante qui a la capacité de capturer sélectivement le CO_2 présent dans le gaz naturel.

Le processus de décarbonatation avec l'aMDEA consiste à faire passer le gaz naturel à travers une colonne de contact où il entre en contact avec l'aMDEA. La solution de l'aMDEA utilisé contient 60% de la masse d'eau et 40% de la masse de l'aMDEA (Méthyle Diéthanol

amine activée). L'aMDEA absorbe le CO₂, permettant ainsi au gaz naturel purifié de sortir de la colonne d'absorption à garnissage en vrac (Random Packing). Le gaz naturel décarbonaté devra respecter une limite maximale de 50 ppm de CO₂ dans le cas d'une teneur en CO₂ de 0,21%, ce qui empêchera la formation de glace carbonique et préviendra ainsi le colmatage des conduites.

Dans les industries de procédés chimiques, de nouvelles conditions externes et internes compriment la marge bénéficiaire des procédés conventionnels. Dans ce scénario difficile, la modernisation des procédés devient un problème clé pour les procédés chimiques industriels existants [4]. Parmi les diverses conceptions de modernisation, l'hybridation, qui implique plus d'une technique en utilisant leur synergie, a un bon potentiel pour surmonter les limites des technologies impliquées, réalisant ainsi des solutions de modernisation rentables.

Dans cette étude, un processus d'absorption d'amine MDEA, qui élimine les composants acides du gaz naturel, est modernisé en ajoutant une unité de membrane pour adoucir une nouvelle matière première avec une fraction molaire de CO₂ accrue supérieure à 2 %. Comme l'usine existante n'est pas adaptée à cette nouvelle matière première, une conception d'une modernisation hybride à membrane-absorption a été adoptée.

L'objectif principal de notre travail est de : maintenir la composition molaire du dioxyde de carbone en dessous de 2% en utilisant la technologie des membranes, réduire le coût d'investissement de l'usine en réduisant le débit du solvant amine (MDEA) et en remplaçant la colonne d'absorption à garnissage par une colonne mixte comportant à la fois des plateaux et des internes à garnissage tout en conservant la même efficacité à l'aide de simulateur HYSYS v11.

La présentation de ce mémoire est structurée en quatre chapitres, qui sont disposés de la manière suivante :

- Le premier chapitre présente des informations générales sur le gaz naturel.
- Le deuxième chapitre fournit un aperçu général sur le Mégatrain de la production du gaz naturel, au niveau le complexe GL1/K.
- Le troisième chapitre présente une description détaillée du processus de décarbonatation du gaz naturel.
- Le quatrième chapitre est consacré à la simulation de l'unité de décarbonatation, le processus hybride amine/membrane et de la configuration des internes de la colonne

d'absorption à l'aide du programme aspen HYSYS v11. Les résultats générés par la simulation sont également interprétés et discutés.

- Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale qui contiendra un résumé des résultats et des solutions discutés.

Références bibliographiques

- [1] A. W. Ameen, P. M. Budd, et P. Gorgojo, « Superglassy Polymers to Treat Natural Gas by Hybrid Membrane/Amine Processes: Can Fillers Help? », *Membranes*, vol. 10, n° 12, Art. n° 12, déc. 2020.
- [2] Hugman, R.H.; Vidas, E.H.; Springer, P.S. « Chemical Composition of Discovered and Undiscovered Natural Gas in the Lower-48 United States. Project Summary », Final Report, 1 November 1988–31 March 1990; *Energy and Environmental Analysis, Inc.: Arlington, VA, USA*, 1990.
- [3] Mokhatab, S., « Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices », 4th ed.; *Gulf Professional Publishing: Oxford, UK*, 2019.
- [4] Niu, Mark Wendou, et G. P. Rangaiah, « Retrofitting amine absorption process for natural gas sweetening via hybridization with membrane separation », *International Journal of Greenhouse Gas Control*, n° 29, 221-230, 2014.



Partie théorique



Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

I.1. Introduction

Le gaz naturel est un combustible fossile présent naturellement sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol. Utilisé comme source d'énergie, le gaz est composé d'hydrocarbures : principalement du méthane (CH_4) mais aussi du propane (C_3H_8), du butane (C_4H_{10}), de l'éthane (C_2H_6) et du pentane (C_5H_{12}) [1].

Le gaz naturel est l'hydrocarbure le moins carboné, inodore, incolore et non toxique. Il fournit de la chaleur pour la cuisine et le chauffage, et alimente les centrales électriques qui fournissent de l'électricité aux foyers et aux entreprises [2].

Il alimente également de nombreux processus industriels qui produisent des matériaux et des biens allant du verre à l'habillement, et constitue un ingrédient important dans des produits tels que les peintures et les plastiques [2].

Le gaz naturel représente plus de 20 % de la consommation énergétique globale, le pétrole pour sa part en représentant 34 %. La demande mondiale en gaz naturel a augmenté de 2,9 % par an en moyenne ces dix dernières années présentant ainsi une croissance sensiblement plus rapide que celle de l'énergie et du pétrole qui n'ont cru respectivement sur la même période que de 2,4 % et de 1,4 % [3].

Le gaz naturel est souvent considéré comme une alternative plus propre aux combustibles fossiles plus polluants tels que le charbon et le pétrole, car il émet moins de dioxyde de carbone (CO_2) par unité d'énergie produite. Cependant, la production et l'utilisation de gaz naturel peuvent avoir des effets environnementaux néfastes, tels que la libération de méthane dans l'atmosphère, un gaz à effet de serre plus puissant que le CO_2 . Des études ont montré que la production de gaz naturel non conventionnel, comme le gaz de schiste, peut avoir un impact environnemental plus important que la production de gaz naturel conventionnel [4].

En conclusion, bien que le gaz naturel soit souvent considéré comme une alternative plus propre aux combustibles fossiles plus polluants, son utilisation peut encore avoir des conséquences environnementales importantes. Il est donc important de prendre en compte ces facteurs lors de l'évaluation des avantages et des inconvénients du gaz naturel en tant que source d'énergie.

I.2. L'origine du gaz naturel

Le gaz naturel est formé par la dégradation de la matière organique accumulée au cours des millions d'années passées. Deux mécanismes principaux sont responsables de cette dégradation [5] :

- Le « gaz bactérien » ou biochimique formé par l'action des bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments. Un tel gaz est produit à des profondeurs qui, généralement, n'excèdent pas quelques centaines de mètres et comprend du méthane relativement pur
- Le « gaz thermique » est formé par la dégradation de la matière organique, appelée « kérogène », accumulée dans les sédiments fins, en particulier les argiles. Cette dégradation se produit sous l'effet combiné de la température et de la pression. Les hydrocarbures gazeux sont produits soit directement à partir du kérogène par craquage thermique primaire soit à partir de l'huile formée dans les étapes précédentes par craquage thermique secondaire. La proportion de gaz par rapport à celle de pétrole tend à augmenter avec le temps de maturation du kérogène et la température, qui est liée à la profondeur.

I.3. Types du gaz naturel

On distingue différents types de gaz qui sont décrits ci-dessous [5] :

3.1. Gaz conventionnels

La proportion d'hydrocarbures plus lourds que le méthane détermine les différents types du gaz naturel conventionnel :

- **Le gaz sec** (non associé) ne forme pas de phase liquide et contient une proportion élevée du méthane ;
- **Le gaz humide** forme une phase liquide dans les conditions de production ;
- **Le gaz à condensat** forme une phase liquide dans le réservoir lors de la production ;
- **Le gaz associé** coexiste dans le réservoir avec une phase huileuse

3.2. Gaz non conventionnels

Les gaz non conventionnels comprennent le gaz provenant de réservoirs de faible perméabilité (tight gas en anglais), le gaz de schiste, le gaz de houille et le gaz contenu dans des gisements d'hydrates.

Le « gaz de houille », contenu dans des veines de charbon inexploitées, est communément appelé « grisou », il est produit depuis de nombreuses années déjà, notamment aux États-Unis.

Le « gaz de schiste » (shale gas en anglais) est formé par du gaz, contenu dans une roche-mère, qui n'a pas migré jusqu'à une roche-réservoir.

Les hydrates sont des composés solides formés par des molécules de méthane enfermées à l'intérieur de cages constituées par des molécules d'eau. Les quantités de gaz concernées sont potentiellement très élevées, mais les difficultés d'exploitation sont telles, qu'il n'existe pas pour le moment d'exploitation de gaz naturel à partir d'hydrates.

I.4. Composition du gaz naturel

- La composition des gaz varie considérablement d'une région à l'autre et au sein d'une même région.
- Les hydrocarbures présents dans le gaz naturel sont principalement des alcanes (paraffines). C'est le cas de tous les gaz naturels conventionnels et non conventionnels. Les hydrocarbures insaturés à chaîne droite (ceux qui possèdent des liaisons doubles ou triples) ne sont jamais présents, mais les composés aromatiques (par exemple, le benzène) sont présents en petites quantités. Les gaz associés ont généralement des concentrations d'aromatiques plus élevées que les gaz non associés.
- Les concentrations d'éthane et d'alcanes plus lourds diminuent généralement avec l'augmentation du nombre de carbone.
- les seuls non-hydrocarbures présents en quantités significatives sont l'eau, l'hélium, l'azote, le dioxyde de carbone et les composés sulfurés, principalement du sulfure d'hydrogène, des traces de mercaptans, de sulfures, de disulfures et de soufre élémentaire peuvent être présentes, en particulier si la concentration de sulfure d'hydrogène est supérieure à environ 2mol% [6].

Tableau I.1 : Composition du gaz naturel [7]

| Composant | Pourcentage |
|-------------------------------|-------------|
| CH ₄ | 95,67% |
| C ₂ H ₆ | 1,62% |
| N ₂ | 1,84% |
| CO ₂ | 0,64% |
| C ₃ H ₈ | 0,14% |

| | |
|-----------------------------------|-------|
| He | 0,03% |
| C_nH_m | 0,04% |

I.5. Caractéristiques du gaz naturel

Au stade final de son exploitation, les gaz naturels peuvent être caractérisés par les propriétés suivantes [8] :

I.5.1. La masse volumique

La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en kg/m³. Elle est fonction de la température et de la pression. En dehors de conditions spécifiées, on se réfère à des conditions dites normales et standards :

- Conditions normales : Température : 0°C, Pression : 1 atm = 101 325 Pa (1atm) ;
- Conditions standards : Température : 15°C, Pression : 1 atm = 101 325 Pa (1atm) ;

I.5.2. Le volume massique

Le volume massique (ou spécifique) représente le volume occupé par unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique, et s'exprime en m³/kg.

I.5.3. La densité

La densité d'un gaz est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standards.

$$d = \frac{Mg}{Ma} \quad (\text{Eq I.1})$$

Soit :

$$d = \frac{Mg}{28,964} \text{ à } 15 \text{ °C} \quad (\text{Eq I.2})$$

I.5.4. Compressibilité d'un gaz sec

Le comportement du gaz étudié est comparé à celui d'un gaz parfait en introduisant le **facteur de compressibilité Z**

$$Z = \frac{V}{V''} = \frac{P.V}{R.T} \quad (\text{Eq I.3})$$

En désignant par V'' le volume molaire d'un gaz parfait.

Le facteur de compressibilité Z est égal à 1 pour un gaz parfait. Pour un gaz naturel, il varie avec la pression. Lorsque la pression tend vers zéro il tend vers le comportement du gaz se rapproche alors de celui d'un gaz parfait.

Lorsque la pression augmente il passe par un minimum avant de croître pour les pressions élevées. La détermination du facteur de compressibilité se fait par mesure, mais aussi très souvent par calcul en utilisant soit des abaques, soit des corrélations [5].

I.5.5. Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète sous pression atmosphérique normale (1,013 bar).

- D'un kg (pour les combustibles liquides ou solides) ;
- D'un m^3 (pour les combustibles gazeux) ;

Le combustible et le comburant étant à $0^\circ C$, les produits de combustion étant ramenés à $0^\circ C$. Il existe deux pouvoirs calorifiques, le **pouvoir calorifique inférieur** (PCI) et le **pouvoir calorifique supérieur** (PCS) suivant que l'eau formée par la combustion se trouve sous forme vapeur ou liquide.

Le pouvoir calorifique élevé du gaz naturel s'explique par le fait qu'aucune énergie n'est nécessaire pour rompre les liaisons entre les atomes de carbone, comme c'est généralement le cas pour les autres hydrocarbures.

I.6. Traitement du gaz naturel

Tous Les procédés de traitement de gaz basent sur les étapes essentielles suivantes :

I.6.1. pré-traitements

Le gaz naturel brut qui sort du réservoir contient de la vapeur d'eau et toutes les impuretés, Par conséquent, le gaz naturel produit à partir des puits doit être traité pour répondre aux normes de qualité spécifiées par les entreprises de gazoducs, qui doit être compatible avec la conception de la canalisation et les exigences du client, Le gaz naturel non spécifié entraîne des problèmes opérationnels associés à la corrosion et au colmatage, ce qui peut entraîner un fonctionnement dangereux [9].

Si les niveaux de contamination des gaz bruts et la teneur en gaz acides sont faibles, le gaz peut être traité et séché dans l'installation de traitement sur le terrain, près de la tête de puits, et envoyé directement dans le gazoduc de vente. Cependant, si les niveaux de

contaminants sont élevés et que le gaz est acide, il est généralement collecté et acheminé vers un complexe de traitement du gaz où le gaz est traité, conditionné et séché pour répondre aux spécifications des gazoducs [9].

I.6.2. Détente du gaz naturel

Sorti du puits à une pression de plusieurs centaines de bars et à plus de 100°C, le gaz naturel subit une détente qui ramène sa pression autour de 80 bars et sa température à peu près de 50°C [10].

I.6.3. Déshydratation du gaz naturel (élimination de l'eau)

La présence d'eau dans le gaz naturel peut poser des problèmes lors du transport et du traitement, dont la plus grave est la formation d'hydrates de gaz ou de glace qui peuvent bloquer les pipelines, équipement de traitement et instruments. La corrosion des matériaux en contact avec le gaz naturel et l'eau condensée est également un problème courant dans l'industrie pétrolière et gazière [11].

La déshydratation est le processus utilisé pour éliminer l'eau du gaz naturel et des liquides de gaz naturel (GNL). Pour :

- Prévenir la formation d'hydrates et la condensation de l'eau libre dans les installations de traitement et de transport ;
- Répondre à une spécification de teneur en eau ;
- Éviter la corrosion ;

Les trois méthodes les plus courantes de déshydratation du gaz naturel sont les suivantes :

- **Absorption physique** : en utilisant glycols ;
- **Adsorption de l'eau par des tamis moléculaires** : (Ex molecular sieve/silica gel) ;
- **Condensation par une combinaison de refroidissement et injection de produits chimiques** : (ethylene glycol/methanol), Triethylene glycol (TEG) ;

La déshydratation est la méthode la plus fréquemment utilisée pour répondre aux spécifications de vente des pipelines [11].

I.6.4. La désacidification du gaz naturel

La désacidification consiste à séparer du gaz naturel les gaz acides, essentiellement CO₂ et H₂S.

Les spécifications de teneur en gaz acides sont imposées par des contraintes de sécurité (très forte toxicité de l'hydrogène sulfuré), de transport (corrosion, risques de cristallisation ans le cas de la liquéfaction) ou de distribution (gaz commercial).

Les principaux procédés utilisés pour réaliser la désacidification font appel à [5] :

- **L'absorption** : la sélectivité du solvant vis-à-vis des gaz acides étant basée sur une affinité soit de type **chimique**, soit de type **physique** ;
- **L'adsorption** : est employée lorsqu'une très grande pureté est requise sur le gaz traité ;
- **La perméation gazeuse** ;

Les facteurs suivants doivent être prise en compte pour l'évaluation et la prise de décision comme approche générale pour toutes les installations de traitement du gaz acide [11] :

- les réglementations en matière de pollution de l'air concernant l'élimination du H₂S.
- le type et la concentration des impuretés dans les gaz acides.
- spécification du gaz traité (sweet gas).
- la température et la pression auxquelles le gaz acide est disponible et à laquelle le gaz doux doit être livré.
- volume du gaz à traiter, composition en hydrocarbures du gaz acide, sélectivité requise pour l'élimination des gaz acides
- coût d'exploitation, spécifications des produits liquides.

I.6.5. Dégalonisation (extraction des hydrocarbures liquides)

L'étape de dégasolinage sur le gaz traité, après désacidification et déshydratation, permet de séparer les hydrocarbures du méthane et de valoriser ces coupes sur leur marché respectif. Après récupération de cette coupe GNL constituée d'un mélange éthane (C₂), propane (C₃), butanes (nC₄ et iC₄) voire C₅₊, elle est fractionnée et chacune des coupes issues du fractionnement doit subir des traitements afin d'amener les produits aux spécifications[12].

I.7. Stockage et transport du gaz naturel

I.7.1. Stockage

D'un point de vue stratégique, le stockage souterrain du gaz assure la sécurité de l'approvisionnement en cas de perturbations de la production et de la transmission, Cela peut

être dû à des raisons commerciales, telles que la négociation du prix de vente du gaz, à des raisons politiques ou à une panne, C'est un moyen d'équilibrer les variations saisonnières de la consommation ; la demande hivernale est généralement plus importante que l'utilisation estivale. Il peut également améliorer l'efficacité du transport et de la production de gaz, où il peut être stocké localement jusqu'à l'endroit où il est utilisé, Sur le plan commercial, le gaz naturel est une marchandise qui se négocie.

Le gaz est généralement stocké sous terre, dans les réservoirs de stockage, Il existe trois principaux types de stockage souterrain :

1. Le stockage du gaz en gisement épuisé.
2. En nappe aquifère.
3. En cavité saline.

Le gaz peut être stockés sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL), qui permet également au gaz naturel d'être expédiés et stockés sous forme liquide [9], [13].

I.7.2. Transport

Le transport du gaz naturel consiste à amener le gaz de son lieu d'extraction, jusqu'à sa zone de consommation. Pour alimenter les réseaux de distribution, deux moyens sont utilisés [14] :

1. Les gazoducs des canalisations pouvant transporter du gaz sous pression sur de longues distances. Sur terre ou sous la mer, ces canaux constituent un réseau très dense, afin d'acheminer le gaz rapidement, partout dans le monde ou presque.

2. les navires méthaniers les méthaniers peuvent aussi être utilisés, pour transporter le gaz sur de très longues distances, ou dans des lieux difficilement accessibles. Dans ce cas, le transport par gazoduc est impossible ou trop coûteux. Le gaz est alors liquéfié ; on l'appelle alors GNL (gaz naturel liquéfié) et transporté par des navires jusqu'aux zones de consommation.

I.8. Le gaz naturel dans le monde

I.8.1. La production mondiale de gaz naturel

La production mondiale de gaz naturel a repris sa forte croissance après la baisse d'activité économique due à la pandémie de la covid. La Russie a notamment accru sa

production de près de 10 % mais reste largement derrière les États-Unis, premier producteur dans ce secteur, comme dans celui du pétrole[15].

Tableau I.2 : Production mondiale de gaz naturel (en milliards de mètres cubes)[16]

| Pays | 2020 | 2021 | Évolution 2020-2021 | Part dans la production mondiale |
|--------------------------------|-------------|-------------|--------------------------------|---|
| Etats-Unis | 915,9 | 934,2 | 2,0% | 23,1% |
| Russie | 637,3 | 701,7 | 9,2% | 17,4% |
| Iran | 249,5 | 256,7 | 2,8% | 6,4% |
| Chine | 194,0 | 209,2 | 7,3% | 5,2% |
| Qatar | 174,9 | 177,0 | 1,2% | 4,4% |
| Canada | 165,7 | 172,3 | 3,8% | 4,3% |
| Australie | 146,0 | 147,2 | 0,9% | 3,6% |
| Arabie Saoudite | 113,1 | 117,3 | 3,6% | 2,9% |
| Norvège | 111,5 | 114,3 | 2,5% | 2,8% |
| Algérie | 81,5 | 100,8 | 19,2% | 2,5% |
| Turkmenistan | 66,0 | 79,3 | 16,7% | 2,0% |
| Malaysie | 68,7 | 74,2 | 7,4% | 1,8% |
| Egypte | 58,5 | 67,8 | 13,8% | 1,7% |
| Indonésie | 59,5 | 59,3 | -0,4% | 1,5% |
| Emirats Arabes Unis | 55,4 | 57,0 | 2,7% | 1,4% |
| Ouzbékistan | 47,1 | 50,9 | 7,5% | 1,3% |
| Nigéria | 49,4 | 45,9 | -7,7% | 1,1% |
| Reste du monde | 667,5 | 671,9 | 0,6% | 17% |
| Total monde | 3861,5 | 4036,9 | 4,3% | 100,00% |

I.8.2. Les réserves

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile et un gaz hydrocarbure naturel qui se forme sous la surface de la Terre. Il s'agit d'un mélange principalement composé de méthane et parfois d'un petit pourcentage de sulfure d'hydrogène, d'azote, d'hélium ou de dioxyde de carbone. Le gaz naturel 21 % de production d'énergie dans le monde. Cette énergie fossile est

utilisée par les particuliers et les industries pour le chauffage, l'eau chaude, la cuisson des aliments...

les réserves prouvées de gaz naturel dans le monde étaient d'environ 202 billions de mètres cubes (tcm) en 2020, soit suffisamment pour couvrir environ 61 ans de consommation au niveau actuel, Cependant, cette estimation ne représente qu'une partie des réserves totales de gaz naturel dans le monde, car les réserves récupérables sont estimées à environ 464 tcm, Les réserves récupérables sont celles qui sont techniquement et économiquement récupérables avec les technologies actuelles [17].

Les réserves de gaz naturel sont sujettes à des variations en fonction des découvertes de nouveaux champs, des avancées technologiques, des conditions économiques, des politiques gouvernementales et des changements de la demande. Cela signifie que les chiffres des réserves de gaz naturel peuvent changer au fil du temps.

Les statistiques concernent les réserves prouvées de gaz naturel, de gisements identifiés dans des conditions économiquement et techniquement exploitables. Trois pays – la Russie, l’Iran, le Qatar – détiennent près de la moitié des réserves conventionnelles de gaz naturel identifiées dans le monde[18].

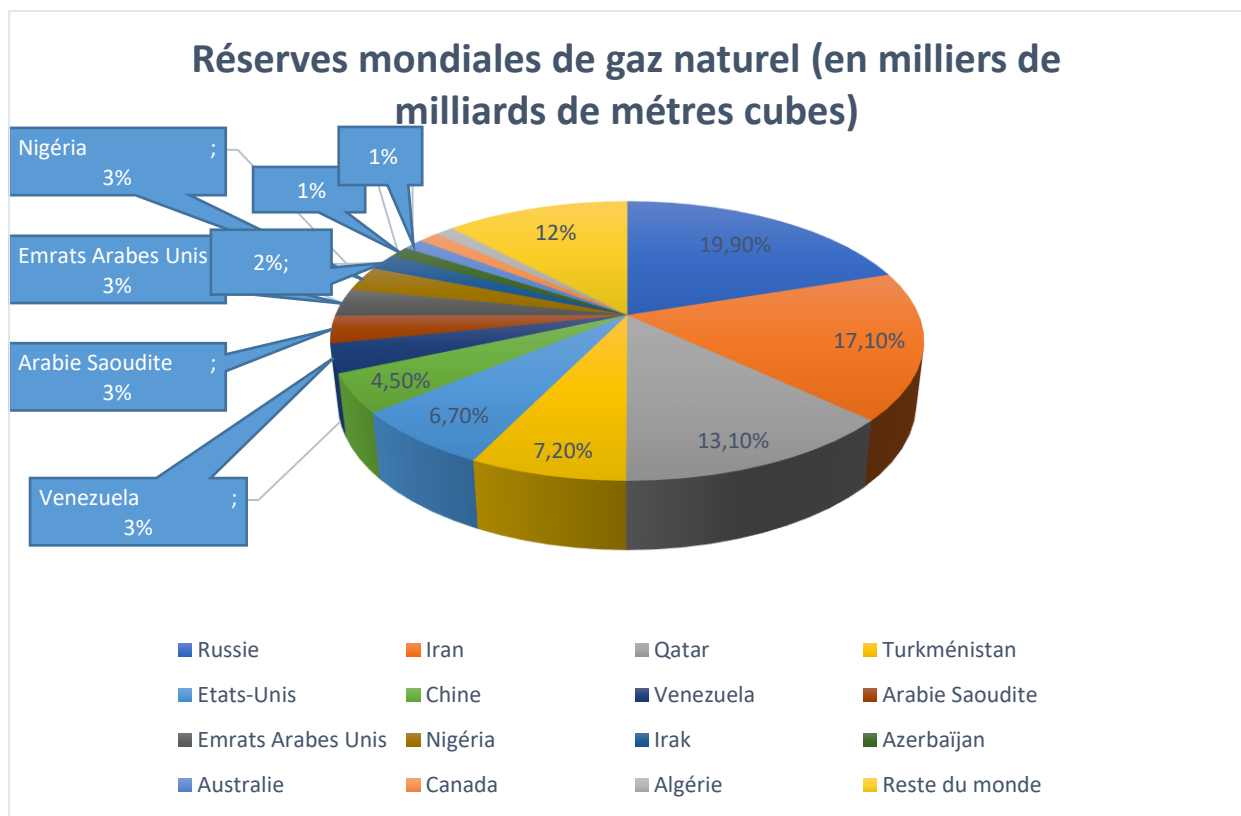


Figure I.1 : Répartition des réserves mondiales du gaz naturel[16]

I.8.3. La consommation mondiale du gaz naturel

La consommation mondiale de gaz devrait se contracter légèrement en 2022, avec une croissance limitée au cours des trois prochaines années, entraînant une augmentation totale d'environ 140 milliards de mètres cubes entre 2021 et 2025[19], La croissance de la consommation de gaz naturel est principalement due à l'augmentation de la demande dans les secteurs de l'électricité et de l'industrie, ainsi que dans les pays en développement où la demande énergétique augmente rapidement.

Les principaux consommateurs de gaz naturel dans le monde sont la Chine, les États-Unis et la Russie, qui représentent ensemble plus de la moitié de la consommation mondiale de gaz naturel[20], L'Europe est également un important consommateur de gaz naturel, principalement en raison de la demande élevée dans les secteurs résidentiel et commercial.

Depuis la crise de 2008-2009, la consommation de gaz avait jusqu'à présent augmenté de façon régulière au fil des ans. En 2020, du fait de la crise sanitaire la consommation mondiale de gaz naturel était en baisse de 2,3 % par rapport à l'année précédente.

En 2021, la consommation mondiale en gaz naturel a rebondi et a augmenté de 5,6% (4037,4Gm³), dépassant ainsi les niveaux d'avant la pandémie COVID-19. L'Europe représente désormais 14,1% de la consommation mondiale de gaz naturel, et l'UE27 9,8%[21].

Le graphique ci-dessus représente l'évolution de la consommation de gaz naturel dans le monde au fil des années :

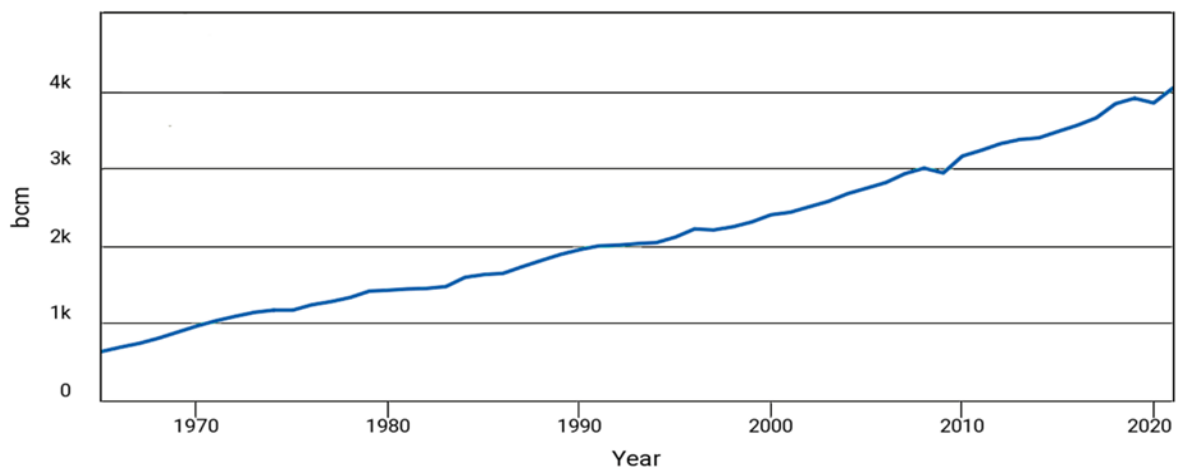


Figure I.2 : l'évolution de la consommation de gaz naturel dans le monde au fil des années[22]

I.9. Le gaz naturel dans l'Algérie

I.9.1. La production du gaz naturel

L'Algérie est l'un des plus importants producteurs mondiaux de gaz naturel, disposant de réserves et d'une capacité de production significatives, l'Algérie était classée en 2021 au neuvième rang mondial des producteurs de gaz naturel, produisant environ 130 milliards de mètres cubes de gaz naturel chaque année[16].

La plupart de la production de gaz naturel en Algérie provient de ses grands champs de gaz naturel, tels que le champ de Hassi R'Mel, qui est l'un des plus grands champs de gaz au monde. En 2021, ce champ a produit environ 80 milliards de mètres cubes de gaz naturel, ce qui en fait l'un des principaux contributeurs à la production de gaz de l'Algérie[23].

Au cours des années suivantes, d'autres champs de gaz importants ont été découverts et développés, tels que le champ d'In Salah et le champ de Reggane Nord. L'Algérie est également devenue un important exportateur de gaz naturel vers l'Europe, avec la construction de plusieurs pipelines de gazoduc reliant l'Algérie à l'Europe, tels que le gazoduc Trans-Méditerranéen (TGM) et le gazoduc Maghreb-Europe (GME)

La compagnie pétrolière et gazière publique Sonatrach est responsable de la majorité de la production de gaz naturel en Algérie, l'entreprise envisage d'augmenter sa capacité de production gazière : Cette stratégie de croissance est d'autant plus remarquable dans le gaz naturel : troisième fournisseur en gaz de l'Europe après la Russie et la Norvège, l'Algérie prévoit d'augmenter sa production de gaz à plus de 140 milliards de m³ d'ici 2023.

Pour booster cette dynamique, SONATRACH multiplie les projets d'exploration en propre et en partenariat sur les régions gazières du sud-ouest algérien mais aussi dans l'offshore. Les premiers forages gaziers en Méditerranée seront lancés début 2019. Parmi les autres pistes à l'étude pour trouver de nouvelles ressources, SONATRACH réaffirme sa volonté de développer les ressources non conventionnelles. Aujourd'hui, l'Algérie se situe au troisième rang mondial en termes de réserves des capacités de gaz de schistes[24].

En 2020, la production de gaz naturel a chuté en raison de l'impact de la pandémie de COVID-19 sur l'activité économique et donc de la baisse de la consommation de pétrole brut, mais la production est rapidement remontée en 2021[25].

L'Algérie est un acteur majeur sur le marché mondial du gaz naturel, avec une production abondante issue de champs de gaz importants tels que Hassi R'Mel, In Salah et

Reggane Nord. Bien que la production ait connu des difficultés ces dernières années, l'Algérie reste un important exportateur de gaz naturel vers l'Europe et l'Asie.

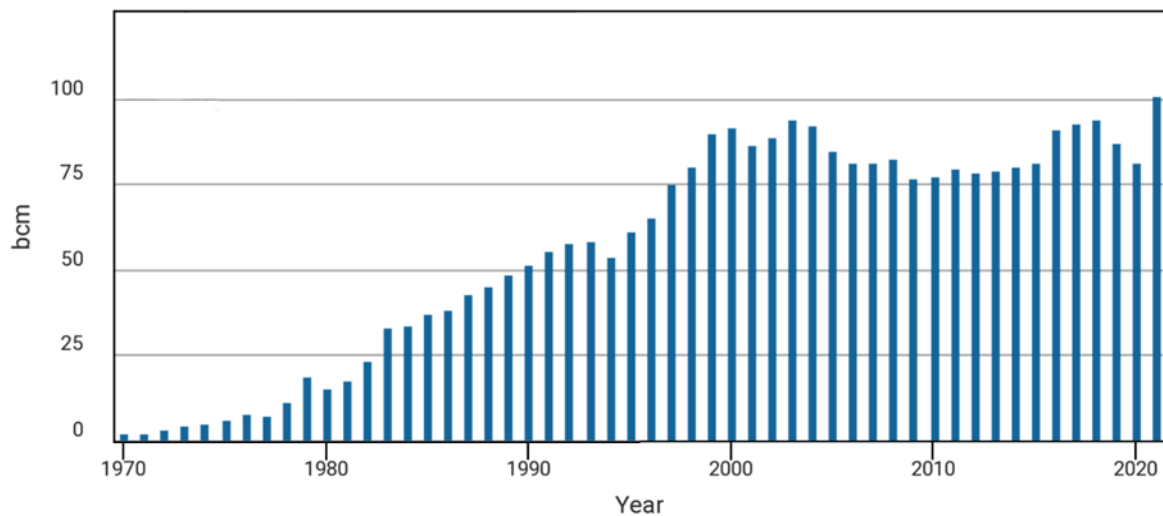


Figure I.3: La production du gaz naturel dans l'Algérie au fil des années[22]

I.9.2. Les réserves gazières en Algérie

Selon la "EIA : Country Analysis Brief : Algeria Country Analysis Brief : Algeria 2023" l'Algérie avait 4.5 billions de mètres cubes (Tcm) de réserves prouvées de gaz naturel au début de l'année 2023, ce qui équivaut à environ 2,1 % des réserves prouvées mondiales de gaz naturel [25], L'Algérie est considérée comme un acteur majeur dans l'industrie du gaz naturel, étant le troisième plus grand producteur de gaz naturel en Afrique et le dixième plus grand producteur au niveau mondial[22].

L'Algérie possède les dixièmes réserves prouvées de gaz naturel au monde, est le quatrième exportateur mondial de gaz et possède les troisièmes ressources inexploitées de gaz de schiste au monde[26].

Les bassins de Hassi R'Mel, de Berkine et d'Illizi contiennent la majeure partie des réserves de gaz naturel en Algérie, Ces bassins sont situés dans les régions du sud de l'Algérie, où les conditions géologiques sont favorables à la formation et à la conservation des hydrocarbures[22].

En conclusion, l'Algérie dispose de vastes réserves de gaz naturel, principalement situées dans les bassins de Hassi R'Mel, de Berkine et d'Illizi, Le pays est un important acteur dans l'industrie du gaz naturel, exportant du gaz naturel vers l'Europe et d'autres marchés

internationaux. Bien que les chiffres de production et de réserves n'aient pas changé de manière significative, l'Algérie reste un acteur clé dans l'industrie du gaz naturel[22].

I.9.3. La consommation du gaz naturel en Algérie

La consommation de gaz naturel en Algérie a connu une croissance significative au cours des dernières années en raison de la forte demande domestique et de l'augmentation des exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) vers les marchés internationaux[27].

En 2021, la consommation de gaz naturel en Algérie était d'environ 47 milliards de mètres cubes (bcm), selon les données de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Cela représente une augmentation par rapport à la consommation de l'année précédente, qui était d'environ 44 bcm. La consommation de gaz naturel en Algérie est principalement destinée à la production d'électricité, qui représente environ 42% de la demande totale[25].

L'un des facteurs contribuant à la baisse de la consommation de gaz naturel en Algérie est la pandémie de COVID-19, qui a entraîné une baisse de l'activité économique et de la demande énergétique dans de nombreux pays, y compris en Algérie. Cependant, malgré le ralentissement lié à la pandémie.

L'Algérie reste l'un des plus importants producteurs et exportateurs de gaz naturel au monde, avec des réserves importantes et des infrastructures en place pour soutenir la production et les exportations continues[25].

Dans l'ensemble, la consommation de gaz naturel en Algérie a augmenté au cours des dernières années en raison de la forte demande intérieure et de l'augmentation des exportations de GNL. Bien que l'Algérie soit un important producteur de gaz naturel, elle doit encore importer du gaz naturel pour répondre à la demande intérieure. Les exportations de GNL représentent une part importante des revenus d'exportation de l'Algérie.

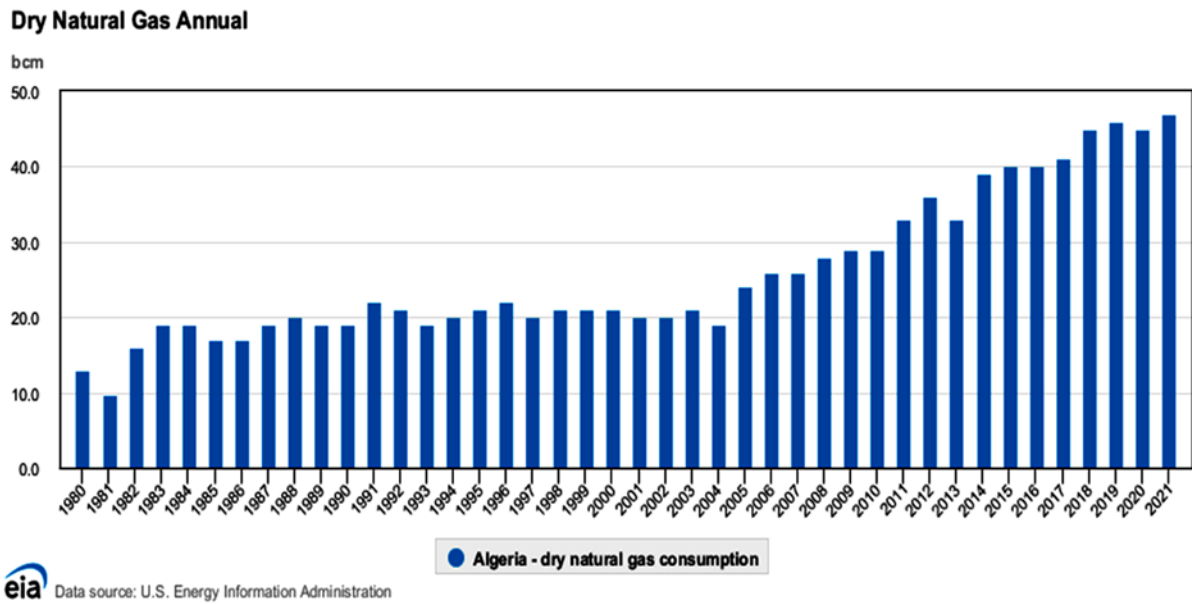


Figure I.4 : Consommation du gaz naturel en Algérie[25]

I.10. Utilisation du gaz naturel

Étant la troisième plus importante source d'énergie, le gaz naturel est utilisé à des fins diverses. Les principales utilisations du gaz naturel dans les industries sont les suivants [28] :

I.10.1. Le gaz naturel comme un combustible :

- Production d'électricité dans les centrales thermiques.
- Production de la chaleur dans les chaudières.
- Fuel gas dans les fours et les turbines à gaz.
- Fuel pour les transports.
- Source d'énergie pour de nombreux particuliers.

I.10.2. Matière première pour l'industrie pétrochimique

Le gaz naturel est susceptible d'être utilisée comme matière première pour l'industrie pétrochimique. La figure ci-dessous illustre ses principaux finaux en pétrochimie.

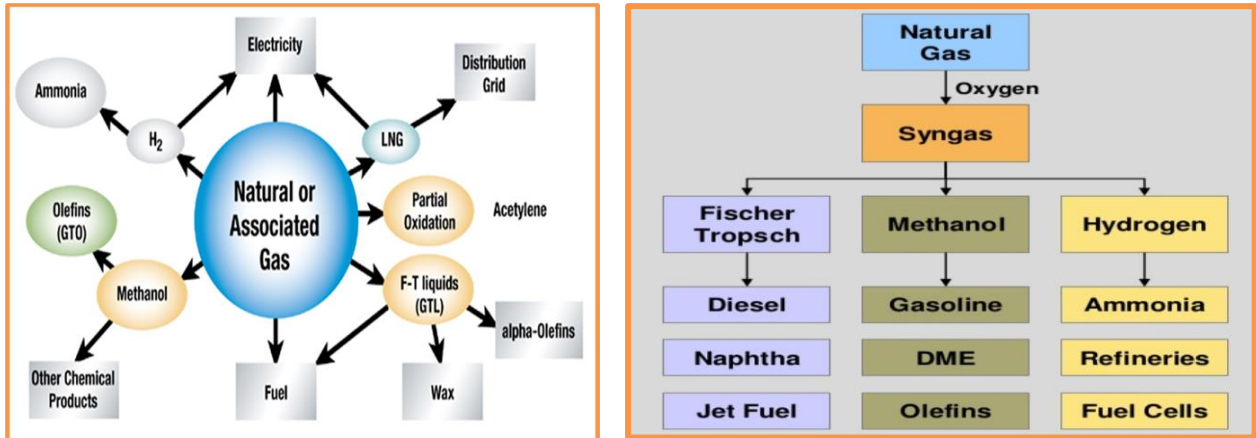


Figure I.5 : Utilisation de gaz naturel dans l'industrie pétrochimique [28]

I.10.3. Autres fonctions

Sur un site le gaz peut avoir d'autres fonctions [28] :

- **Cyclage du gaz** Réinjecté dans le puits, il permet d'optimiser la production en augmentant la pression au niveau du réservoir.
- **Gaz lift** ou extraction par injection de gaz pour certains puits assistés.

I.11. Conclusion

Le gaz naturel est une source d'énergie importante qui est largement utilisée dans le monde entier pour répondre aux besoins énergétiques des populations. Bien qu'il puisse être considéré comme une source d'énergie relativement propre, sa production et son utilisation doivent être gérées de manière responsable pour minimiser les impacts environnementaux négatifs, En Algérie, la production, la consommation et l'exportation de gaz naturel sont des éléments clés de l'économie du pays, avec des réserves considérables de gaz naturel faisant de l'Algérie un acteur majeur sur le marché mondial de l'énergie.

Références bibliographiques

- [1] « Gaz naturel », *CONNAISSANCE des ENERGIES*, 3 juillet 2015. Site web : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-naturel> (consulté le 23 mars 2023).
- [2] « Natural gas and its advantages », *Shell Global*. Site web: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/natural-gas-and-its-advantages.html> (consulté le 26 mars 2023).
- [3] Gilles KIMMERLIN, « Gaz naturel », juill. 2010, Consulté le : 26 avril 2023. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/combustibles-fossiles-42215210/gaz-naturel-be8555/>
- [4] M. G. W. M. H. C. et al JIANG, « Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas », *Environmental Research Letters*, vol. 6.3, 2011.
- [5] A. Rojey, *Gaz naturel (Le) : De la production aux marchés*. Éditions Technip, 2013.
- [6] A. J. Kidnay, W. R. Parrish, et D. G. McCartney, *Fundamentals of natural gas processing*. CRC press, 2019.
- [7] « Propriétés techniques du gaz naturel », 1 janvier 2015. Site web : <https://www.energir.com/fr/grandes-entreprises/gaz-naturel-quebec/proprietes-du-gaz-naturel/> (consulté le 26 mars 2023).
- [8] SALIM. BOULAHROUZ, « Modélisation de la flamme turbulente dans un moteur à allumage commande alimentée en gaz naturel. 2006. Thèse de doctorat. », institut de mécanique, Université 8 Mai 1945 - Guelma, 2006.
- [9] W. A. P. J. Y. M. Saeid Mokhatab, *Handbook of petroleum refining processes*. McGraw-Hill Education, 2016.
- [10] C. Dinca, « Evaluation Environnementale et Technico-Économique du cycle de vie de la Combustion du gaz Naturel et Propositions D'améliorations Techniques », Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2006.
- [11] A. Bahadori, *Natural Gas Processing: Technology and Engineering Design*. Elsevier Science, 2014.

- [12] S. G. Julia MAGNÉ-DRISCH, « Procédés industriels de base en chimie et pétrochimie », *Traitement du gaz naturel*, nov. 2015.
- [13] J. G. Speight, *Natural Gas: A Basic Handbook*. Elsevier Science, 2018.
- [14] Antargaz, « Le guide pratique du gaz naturel », *Transport du gaz : comment est-il acheminé ?* Site web : <https://www.antargaz.fr/guide-pratique/gaz-naturel/transport> (consulté le 30 mars 2023).
- [15] planete energies, « planete energies », *Production mondiale de gaz naturel*, 25 août 2022. Site web : <https://www.planete-energies.com/fr/media/chiffres/production-mondiale-gaz-naturel> (consulté le 31 mars 2023).
- [16] BP, « Statistical Review of World Energy 2022 », 2022.
- [17] IEA, « Global Energy Review », Paris, 2021.
- [18] planetes energies, « planetes energies », *Réserves mondiales de gaz naturel*, 2022.
- [19] IEA, « Gas Market Report, Q4-2022 », Paris, 2022.
- [20] IEA, « Gas 2020 », Paris, 2020. Consulté le : 31 mars 2023.
- [21] gasinfocus observatoire du gaz, « Consommation mondiale de gaz naturel », *gasinfocus observatoire du gaz*, 2021.
- [22] BP, « Statistical Review of World Energy 2021 », 2021. Site web : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- [23] Organization of the Petroleum Exporting Countries, « OPEC Annual Statistical Bulletin 57th edition », 2022.
- [24] SONATRACH, « AUGMENTER NOS RÉSERVES ET NOS CAPACITÉS DE PRODUCTION », 2023.
- [25] IEA, « Country Analysis Brief: Algeria », 2023.
- [26] International Trade Administration, « Algeria - Country Commercial Guide », *Oil and Gas - Hydrocarbons*, 31 janvier 2023. Site web: <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/algeria-oil-and-gas->



Chapitre II :

Présentation du

complexe GL_1K

II.1. Introduction

Le projet du nouveau Train de GNL ou MEGATRAN est une nouvelle usine de liquéfaction de Gaz Naturel situé à SKIKDA, ALGERIE. Cette usine se compose d'un train de procédé et d'utilités et Off-sites associés.

Ce nouveau Train de GNL d'une capacité de 4,5 MMTPA comprend aussi les installations pour les systèmes suivants : Décarbonatation (aMDEA), Déshydratation, Démercurisation, Liquéfaction, Fractionnement et Réfrigération au Propane et au MR.

Les Utilités et les Off-sites comprennent les systèmes de Production d'énergie électrique, Stockage de Propane, Butane et GNL, Huile chaude, Air service et Eaux, etc [1].

II.2. Situation géographique

Le nouveau train de GNL (Méga-train) est situé à l'intérieur de complexe, au nordouest du train de liquéfaction actuel, le nouveau train vient pour réaliser la production en GNL qui permet de satisfaire toute la demande des clients, qui ne cesse d'augmenter d'une année à une autre, notamment avec l'arrêt des unités U20, U30 et U40 suite à l'incident du 19/01/2004.

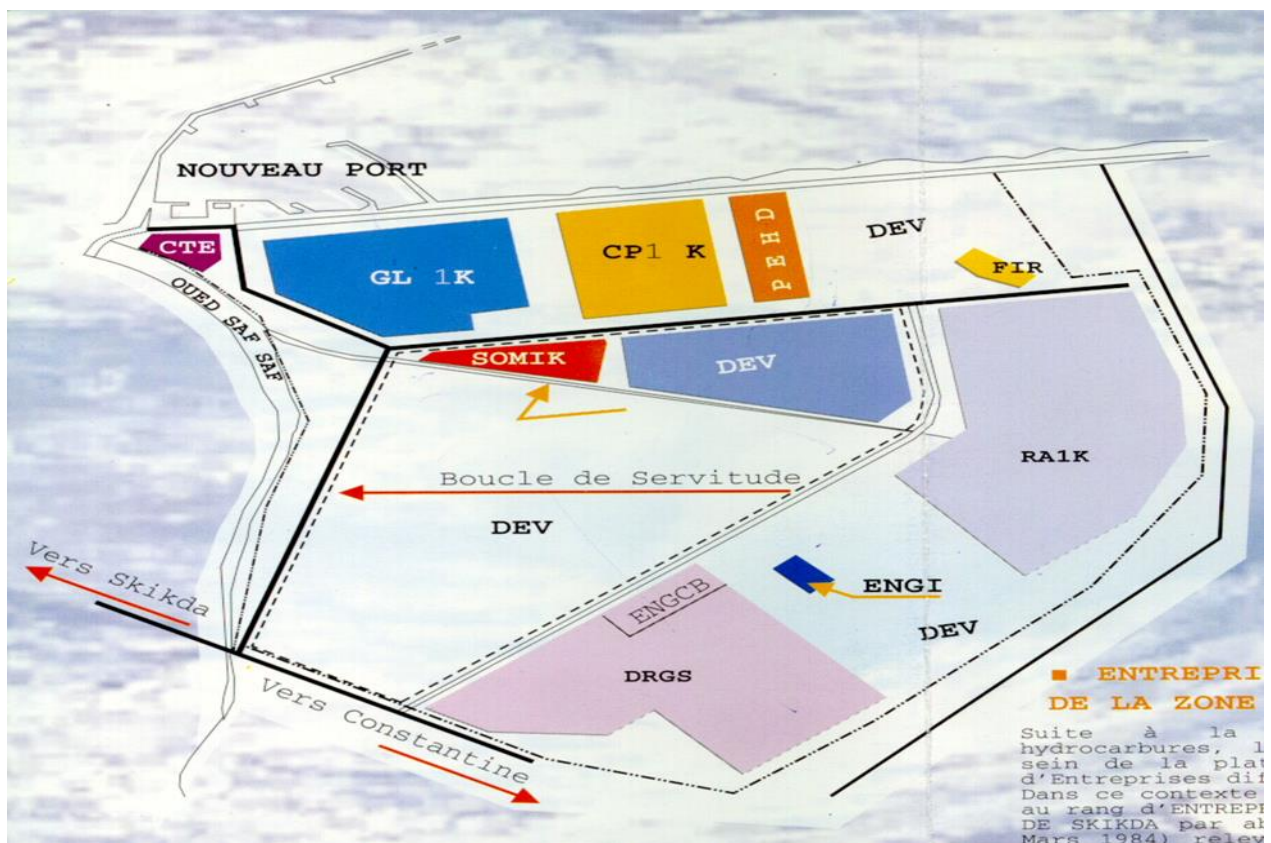


Figure II.1 : Situation géographique du complexe GL1/K [2]

II.3. Informations générales sur le complexe GL1K

L'Activité Liquéfaction-Séparation (LQS) a pour mission la transformation des hydrocarbures par la liquéfaction du gaz naturel et la séparation des GPL.

le tableau ci-dessous présente quelques informations générales sur le mégatrain du skikda :

Tableau II.1 : informations générales sur le complexe GL1K [3]

| | |
|--|--|
| Localisation | Skikda |
| Superficie | 92 hectares |
| GNL | 10 Million m ³ /an (4.5 Mtonne/an) |
| Ethane | 165 000 Tonne/an |
| Propane | 208 000 Tonne/an |
| Butane | 171 000 Tonne/an |
| Gazoline | 109 000 Tonne/an |
| Procédé de liquéfaction utilisé | Air Products & Chemicals Incorporation (ACPI) |
| Nombre de trains | 1 méga train (01) |
| Date de mise en production | Mars 2013 |
| Capacité de stockage | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 01 Bac de 150 000 et 02 Bacs de 48 000 m³ chacun pour le GNL ➤ 01 Bac de 66 000 m³ pour le Propane ➤ 01 Bac de 66 000 m³ pour le Butane ➤ 01 Bac de 3 000 m³ pour la Gazoline |

II.4. Description de l'usine

II.4.1. Les utilités

Le rôle des utilités est de fournir les éléments nécessaires au fonctionnement du Nouveau Train de GNL et de gérer les réseaux communs qui le composent, Ces unités produisent et distribuent l'énergie électrique, l'air service et l'air instrument,

Elles gèrent également les réseaux communs tels que les systèmes torche, eaux diverses, azote, huile chaude et comptage de gaz naturel [4].

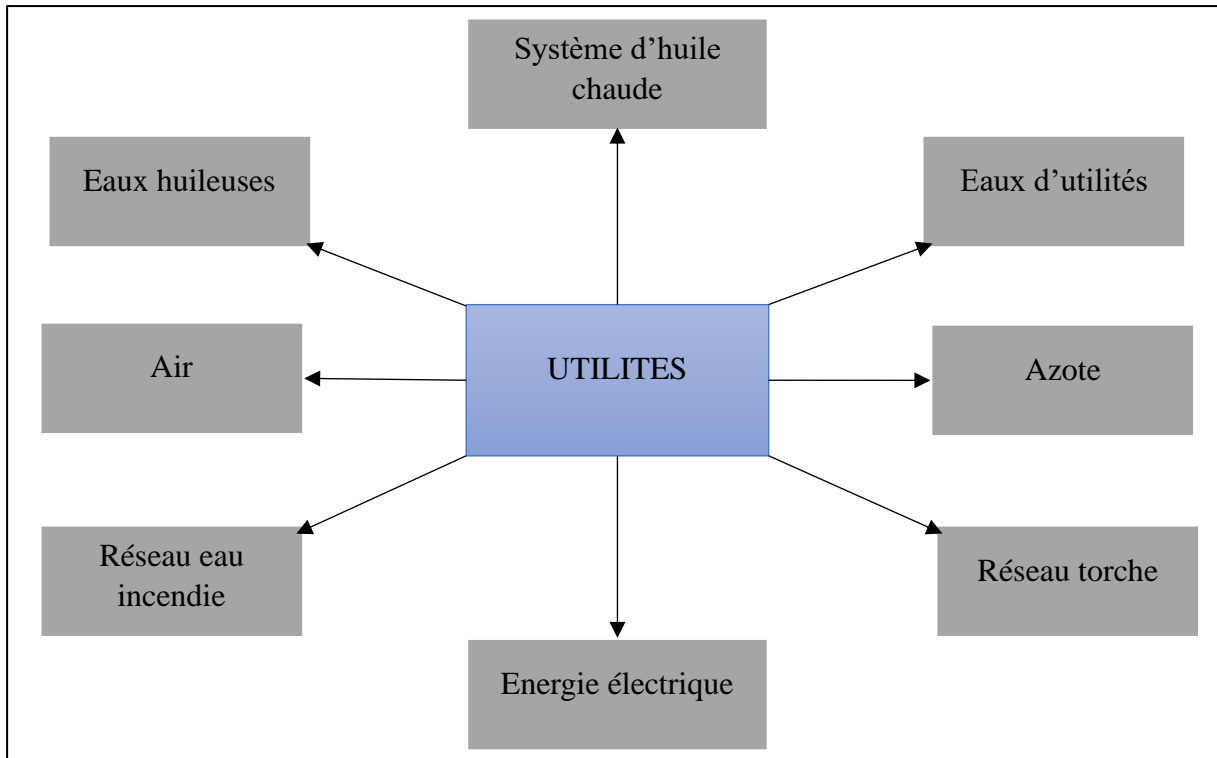


Figure II.2 : Schéma des utilités au niveau du complexe GLIK[4]

II.4.1.1. Production de l'énergie électrique

II.4.1.1.1. Par des générateurs

Le système de production et de distribution d'énergie électrique principal alimente le Nouveau Train de GNL ainsi que les installations existantes dans les conditions normales.

L'usine de Skikda nécessite environ 80 MW lorsqu'elle fonctionne avec sa capacité de design, Il y a cinq générateurs entraînés par des turbines à gaz. Chaque générateur peut produire 21,74 MW à 11 KV et 50HZ pour un total de 110 MW quand tous les générateurs sont en marche.

II.4.1.1.2. Par Groupes électrogènes Diesel

Le système de production et de distribution de l'énergie électrique de secours fournit de l'énergie électrique aux équipements du Nouveau Train de GNL en cas de perte de l'énergie électrique du système principal. Il fournit aussi de l'énergie électrique pour le démarrage du premier turbogénérateur.

II.4.1.2. Systèmes Air Instrument et Air Service, Unité 56

L'objectif du système d'air service est de fournir de l'air à une pression d'environ 9,5 bar aux utilités grâce aux collecteurs d'air service ; et d'alimenter le système d'air instrument

qui sera déshydraté par les sècheurs d'air et fournit de l'air instrument aux points de consommation à une pression normale d'environ 9 bar.

II.4.1.3. Systèmes Eaux

➤ **Système d'eau de refroidissement, Unité 09**

Le but du système d'eau de refroidissement de l'unité 09 est de fournir d'eau de refroidissement pour les machines opérantes dans le nouveau train de GNL.

➤ **Système de protection anti-incendie**

Les objectifs du système d'eau anti-incendie du Nouveau train de GNL de SKIKDA sont les suivants :

- Protéger les stocks d'hydrocarbures contre les incendies.
- Contrôler et éteindre les feux, minimisant ainsi les dommages potentiels et limiter une éventuelle propagation des feux vers les autres zones de l'usine.
- Protéger les systèmes des utilités, de l'instrumentation et des importants équipements par un arrêt sécurisé.

➤ **Système d'eau huileuse**

Le but de ce système est de récupérer les eaux contaminées ainsi que les eaux de pluie à partir de l'ensemble de l'usine.

Les eaux contaminées sont séparées par différence de densité avant d'être rejetées comme eau propre dans le canal de rejet eau de mer existant, L'huile récupérée est brûlée à la torche chaude.

La collecte d'eau se fait dans 6 bassins implantés dans l'ensemble de l'usine.

- **Système d'eau de service, unité 59.**
- **Distribution de l'eau industrielle.**
- **Système d'eau potable.**
- **Système d'eau déminéralisée [1], [4].**

II.4.1.4. Réseau azote

Le nouveau train de GNL ne dispose pas d'équipements de production d'azote, à l'exception d'une bouteille de stockage liquide et d'évaporateurs. Il est connecté sur le réseau de GL1/K qui est alimenté en azote gazeux par [4] :

- COGIZ à partir du complexe d'extraction d'hélium (HELISON) où l'azote est extrait à partir de la charge de gaz riche en hélium envoyée par le Nouveau Train et GL-1/K.
- MESSER ALGERIE où l'azote est extrait à partir de l'air.

II.4.1.5. Système réseau torche et brulot

Le but de ce système est de procéder au brûlage sécurisé des hydrocarbures gazeux et liquides évacués par les unités aussi bien en marche normale que lors des démarrages, arrêts et déclenchements des unités [4].

II.4.2. Train de liquéfaction et fractionnement

Les principales étapes de liquéfaction et de fractionnement du gaz naturel sont présentées dans le schéma ci-dessous :

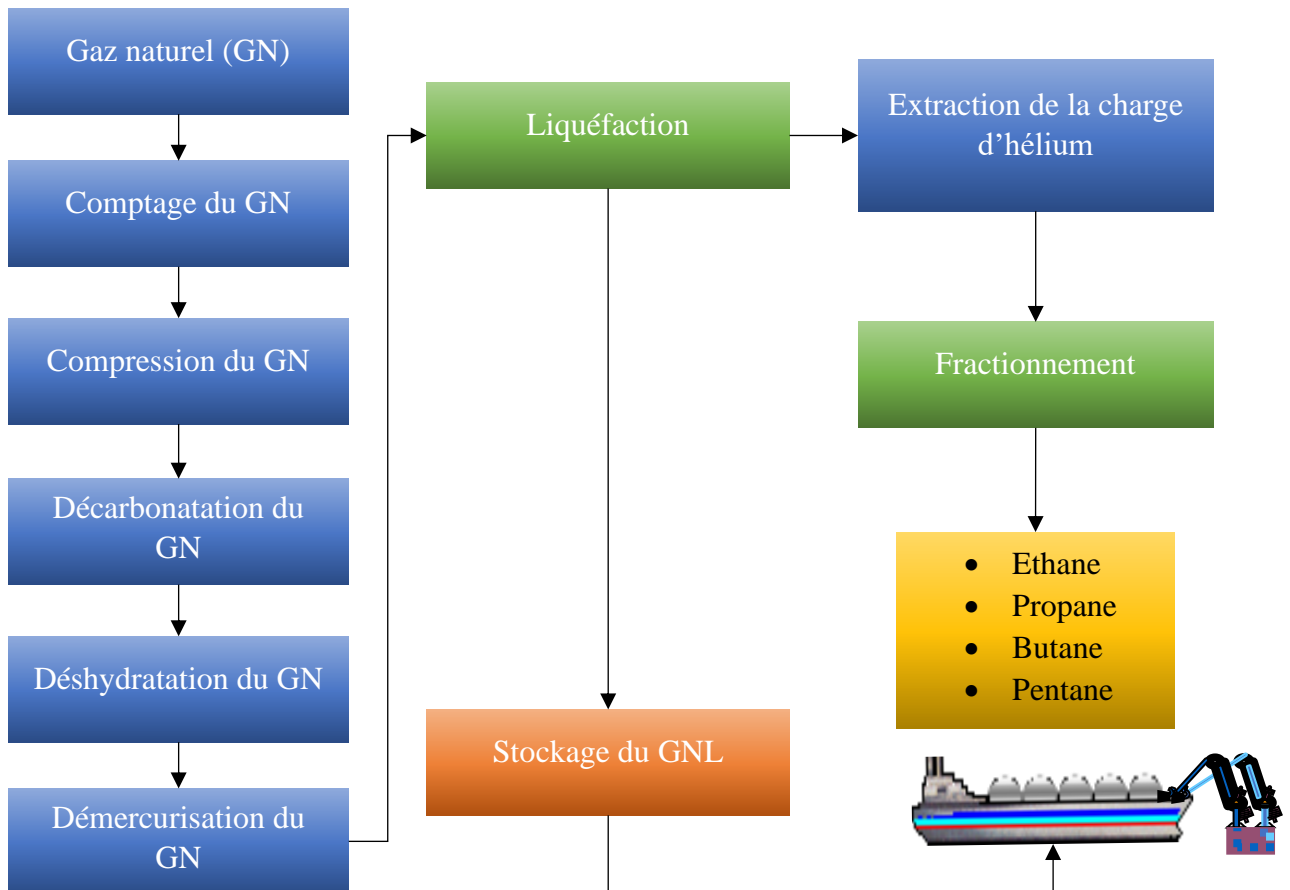


Figure II.3 : Schéma du processus de liquéfaction et de fractionnement du gaz naturel au niveau le complexe GLIK

II.4.2.1. Train de liquéfaction

Ce procédé utilise un courant de GN pour produire du GNL, des composants d'appoint pour la réfrigération, un courant de gazoline stabilisé et un courant d'hélium brut.

L'éthane et le propane non-utilisés pour l'appoint réfrigérant, ainsi que le butane provenant du débutaniseur sont réinjectés dans le GNL produit. Comme c'est un procédé cryogénique, les principales impuretés telles que l'eau, le CO₂, le mercure et les hydrocarbures lourds sont éliminées pour ne pas se solidifier par basse température, dans l'unité de prétraitement et l'unité des sécheurs.

La réfrigération pour ce système est assurée par trois systèmes : un principal et deux secondaires, Les trois systèmes principal et supplémentaires fournissent un refroidissement aux environs de -35°C pour le GN, le système MR et l'unité de fractionnement [1].

II.4.2.1.1. Comptage et compression du gaz d'alimentation

Un système de comptage mesure le débit du gaz d'alimentation qui alimente le complexe GL1K [1].

Le comptage sert à fournir les éléments nécessaires pour [5] :

- Le calcul des divers bilans de l'usine et de l'autoconsommation.
- Le calcul des quantités consommées pour les besoins de facturation.

Le système de comptage est composé des éléments suivants [5] :

- Trois compteurs totalisateurs (3x50%).
- Trois vannes d'isolement motorisées
- Un chromatographe pour analyse de la composition et de la densité du gaz afin de calculer le débit massique du GN entrant.
- Un analyseur de CO₂ en ligne.
- Un interface homme machine (HMI) situé en FIR 4 pour la manoeuvre des vannes motorisées.

Les conduites de gaz qui alimentent les installations existantes de GL1.K (unités 10, 5P et 6P) sont connectées en aval du système global de comptage du gaz d'alimentation 01-IC03.

L'usine est conçue pour une température d'alimentation allant de 0°C min à 38°C max, Le gaz naturel qui alimente le complexe vient des champs de Hassi R'Mel [1].

A la sortie du système de comptage (42 bar eff et 25° C) le GN est comprimé jusqu'à 66 bar pour faciliter sa liquéfaction, De ce fait, l'énergie requise pour la liquéfaction sera diminuée, ce qui augmente le rendement de l'installation [5].

II.4.2.1.2. Décarbonatation (AGRU)

La colonne d'absorption du gaz acide ou colonne de décarbonatation est située en aval de l'unité 01 de compression du gaz naturel (GN) ou gaz d'alimentation et en amont de l'unité 13 de déshydratation.

Le but de l'unité de décarbonatation est d'éliminer le dioxyde de carbone (CO₂) contenu dans le GN provenant du refroidisseur du compresseur de gaz d'alimentation de l'unité 01.

Cette unité réduit la teneur en CO₂ à une valeur inférieure à 50 ppmv (parties par million volume) afin d'éviter les bouchages (solidification du CO₂) sur les équipements de la liquéfaction de l'unité 15.

L'aMDEA (Méthyle Diéthanol Amine activé) est utilisée pour absorber le CO₂ sur un lit à garnissage disposé sur une partie de la colonne de décarbonatation. Elle est ensuite régénérée par élimination du CO₂ dans la colonne de régénération.

Le CO₂ et les traces de vapeur d'hydrocarbures sortant de la colonne de régénération de l'AGRU sont envoyés vers l'incinérateur de l'unité 65 dans lequel les hydrocarbures sont brûlés et la vapeur ininflammable est déchargée vers l'atmosphère.

Les installations de stockage de l'aMDEA sont composées de 2 bacs de stockage et des pompes associées. Le petit bac 02-MF22 contient l'aMDEA concentrée, telle que réceptionnée. Le grand bac 02-MF21 contient la solution d'aMDEA diluée à 40 % et qui est utilisée dans le procédé [1].

Se référer au schéma ci-joint qui représente le principe général du procédé de décarbonatation du GN et de régénération de la MDEA :

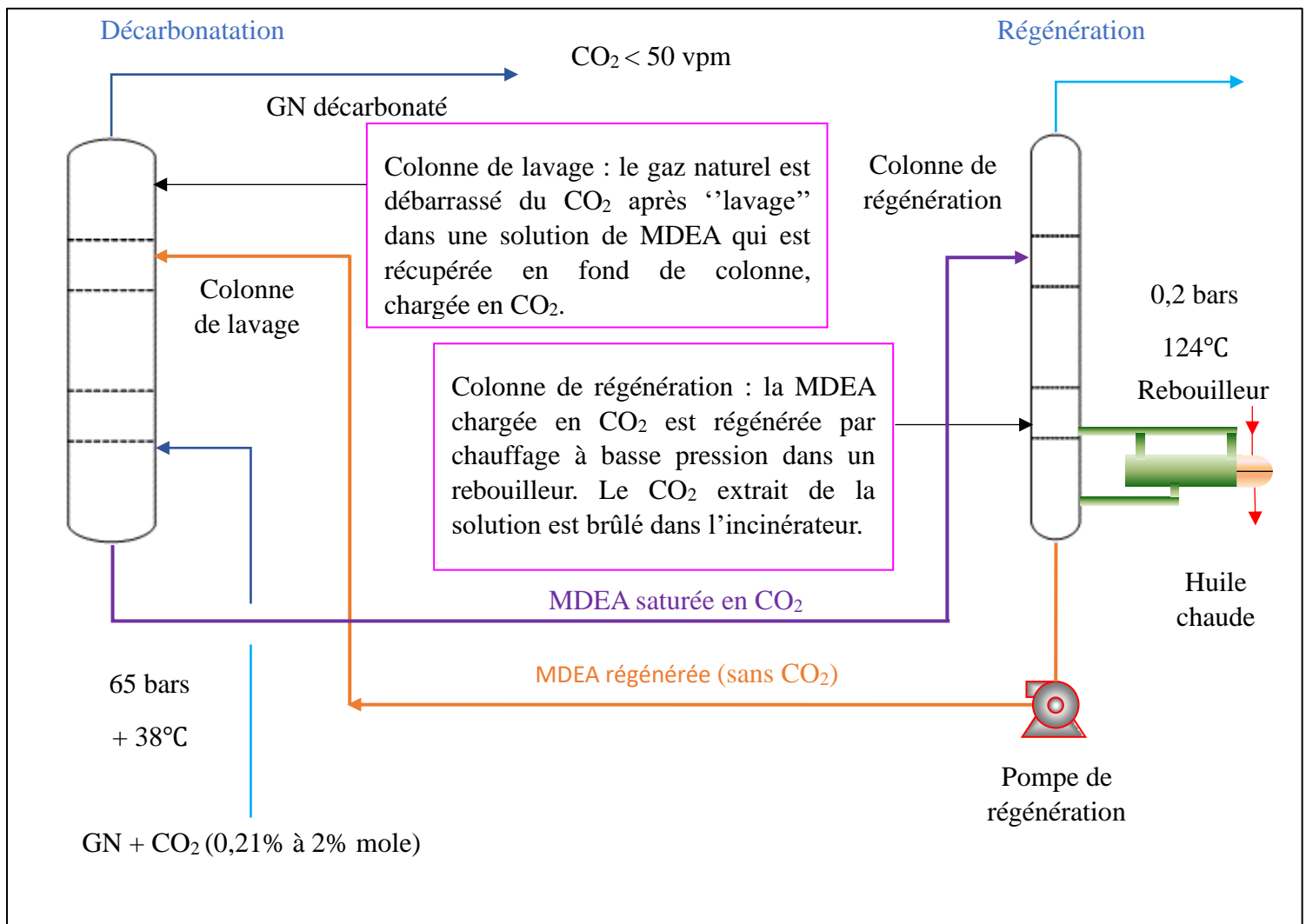


Figure II.4 : Le schéma montre le principe général du processus de décarbonatation et de régénération du gaz naturel

II.4.2.1.3. Système de déshydratation

Afin d'éviter le givrage, la solidification et la formation d'hydrates des systèmes cryogéniques situés en aval, la teneur en eau dans le GN est réduite à une valeur résiduelle maximum de 01 ppmv, ceci avant que le gaz séché ne soit envoyé vers le système de démercurisation.

Le principe de fonctionnement du système de déshydratation est basé sur l'utilisation de trois sécheurs lits à tamis moléculaire dont le premier est en mode adsorption, le deuxième est en stand-by (attente) et le troisième est en régénération.

Chaque sécheur est pourvu de tamis moléculaires de type 4A qui vont fonctionner chacun sur un cycle d'adsorption de douze (12) heures, Les vannes d'isolement des sécheurs sont contrôlées par une séquence sur le DCS [6].

Le système de déshydratation peut être divisé en trois sous-systèmes [6] :

- **Pré-refroidissement et séparation**
- **Déshydratation**

➤ Filtration et régénération

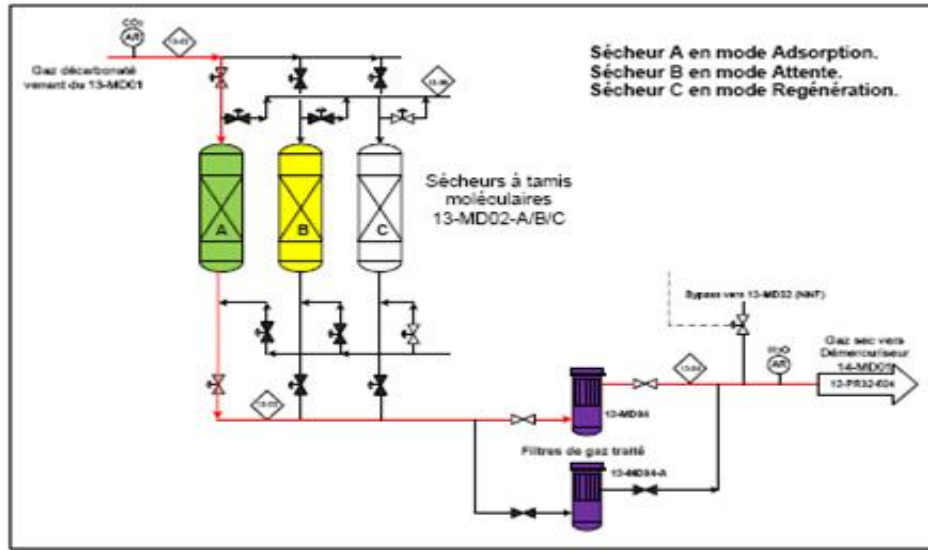


Figure II.5 : Le schéma de déshydratation et filtration de GN décarbonaté[6]

II.4.2.1.4. Démercurisation

Le système de démercurisation est conçu pour éliminer le mercure du gaz d'alimentation et empêcher la corrosion des sections cryogéniques de l'usine [1].

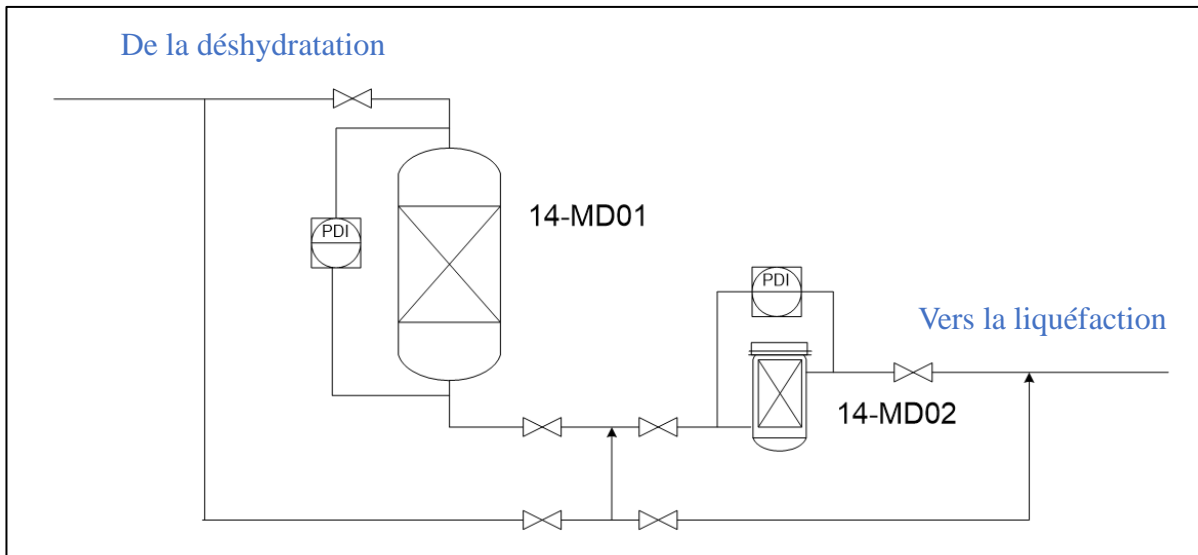


Figure II.6 : Le schéma du processus de système de démercurisation[1]

- **Le role de démercuriseur 14-MD01 :** Retenir le mercure contenu dans le gaz naturel.
- **Le role du filtre 14-MD02 :** Retenir 99.5 % des particules entraînées de 10 microns .

II.4.2.1.5. Liquéfaction

On liquéfie un gaz en abaissant sa température ou en augmentant sa pression. Dans la pratique, pour liquéfier le gaz naturel, on combine les deux moyens.

Plus la pression est élevée et moins basse est la température à atteindre pour liquéfier ce gaz. Donc, on augmente suffisamment sa pression puis on enlève de la chaleur.

L'extraction de cette chaleur est obtenue par le biais d'un fluide réfrigérant que l'on aura auparavant refroidi par "auto réfrigération", Ce réfrigérant est par la suite circulé à contre courant dans un échangeur cryogénique où il va extraire la chaleur contenue dans le gaz naturel.

II.4.2.1.5.1. Pré-refroidissement

Le gaz d'alimentation venant du système de démercurisation à un débit de 813 049 kg/h se mélange avec le gaz de recyclage venant du système compresseur de recyclage du BOG dont le débit est de 27 172 kg/h.

Ce mélange de gaz circule à travers les refroidisseurs de gaz d'alimentation propane HP, MP, BP 15-MC01/2/3 à un débit de 840 221 kg/h à 22°C et 62 bar eff. Ceci permet de baisser sa température à -35°C et condenser partiellement le gaz d'alimentation avant d'entrer dans la colonne d'épuration 15-MD01.

II.4.2.1.5.2. Lavage

La colonne d'épuration 15-MD01 élimine les hydrocarbures lourds et tous les aromatiques contenues dans le gaz d'alimentation, et ce afin d'éviter le colmatage dans l'échangeur principal 15-MC05.

La colonne d'épuration augmente les taux d'éthane et de propane qui sont utilisés comme réfrigérants pour le procédé de liquéfaction, et aide à produire un GNL selon les spécifications commerciales.

Le GN venant du refroidisseur de GN/propane BP 15-MC03 entre dans la colonne d'épuration 15-MD01 à un débit normal de 840 221kg/h à -35°C et à 60,6 bar eff, Le rebouilleur de la colonne d'épuration 15-MC15 utilise de l'huile chaude pour le réchauffage.

Il y a deux courants qui quittent la colonne d'épuration : le courant de fond et le courant de tête. Le courant de fond est refroidi dans le refroidisseur de déméthaniseur, Le courant de tête

de la colonne d'épuration est envoyé vers le bout chaud du 15-MC05, et en ressort en deux-phases.

Enfin, il alimente le ballon de reflux 15-MD02. Le ballon de reflux sépare la phase liquide et la renvoie vers la colonne d'épuration en reflux grâce aux pompes de reflux 15-MJ01/A. La phase vapeur venant du 15-MD02 revient au milieu du 15-MC05 à - 55°C en tant que constituant principal de la production de GNL [1].

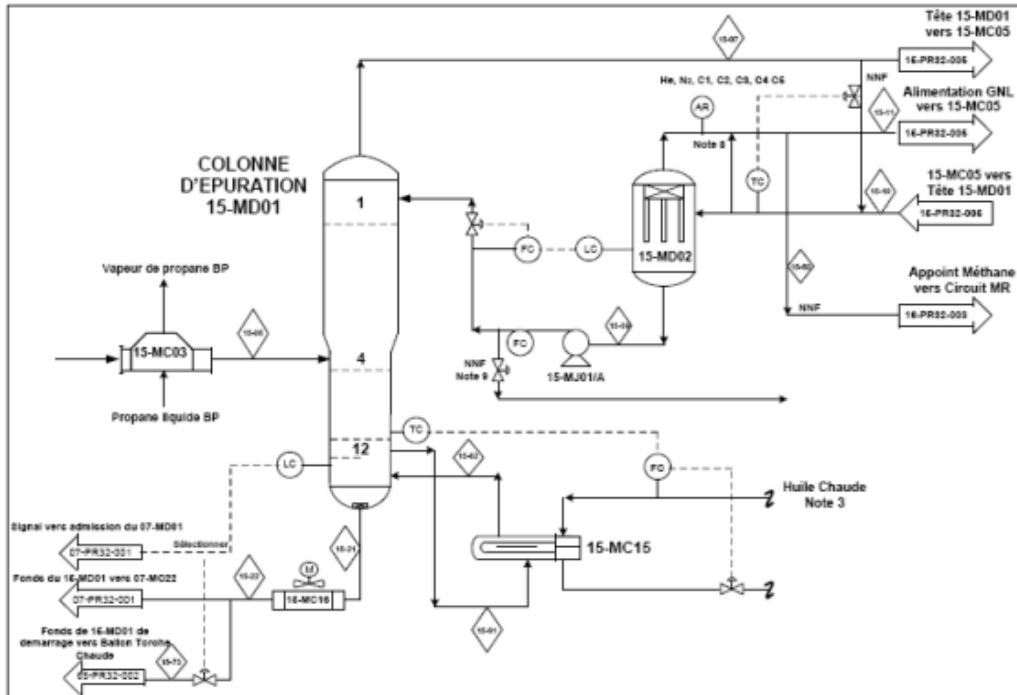


Figure II.7 : Schéma montre le processus d'élimination des hydrocarbures lourds [1]

II.4.2.1.5.3. Echangeur principal de chaleur cryogénique

Le rôle principal de l'échangeur principal de chaleur cryogénique (MCHE) 15-MC05 est de refroidir le gaz naturel (GN) venant de la tête de la colonne d'épuration de - 40°C à - 146°C, ceci par une circulation à contre-courant de fluide réfrigérant (MR).

Le débit de GN circule à travers le circuit tubes GNL de l'échangeur principal 15-MC05 afin de produire du GNL. Les produits nécessaires pour le procédé de réfrigération (méthane, éthane, propane) sont obtenus à partir du procédé de fractionnement.

L'azote provient du système de distribution d'azote du Nouveau Train [1].

Le schéma ci-dessous montre le processus de pré-refroidissement du GNT :

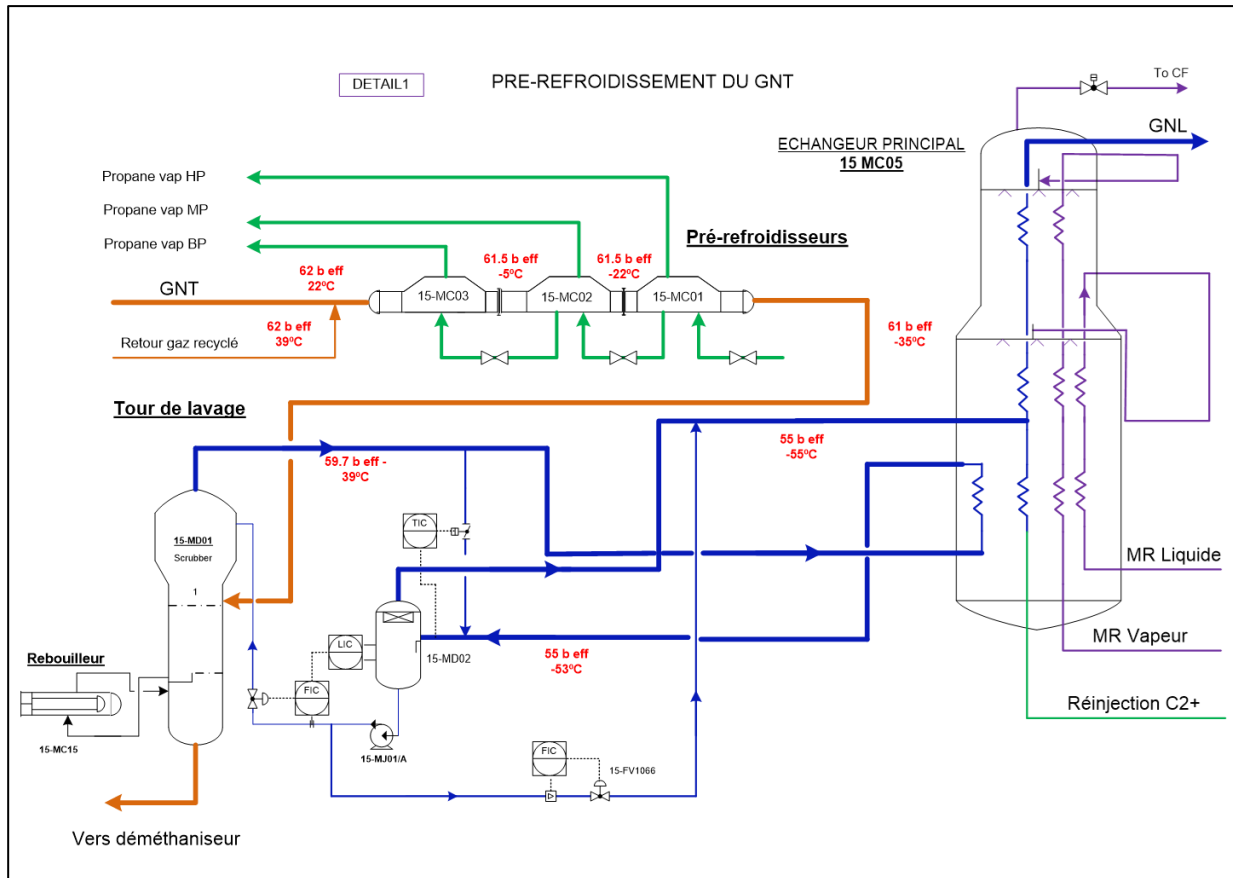


Figure II.8 : Le schéma de pré-refroidissement du GNT[1]

II.4.2.1.5.4. L'expandre de GNL15-MJ02

L'expandre de GNL15-MJ02 est un ballon (pot) vertical de type expander avec un générateur intégré sur un arbre commun qui produit une puissance nominale de 1059 KW, L'expandre de GNL reçoit le gaz naturel liquéfié à haute pression (GNL HP) à partir du bout froid de l'échangeur principal de chaleur cryogénique 15-MC05, à une pression de 44,9 bar eff et le détend jusqu'à une pression de 20,8 bar eff avant son admission dans le ballon de flash de gaz riche en hélium 15-MD03 [1].

II.4.2.1.5.4. Séparation de l'hélium

Le produit de GNL, provenant de l'expandre de GNL 15-MJ02, est détendu dans le ballon de flash du gaz riche en hélium 15-MD03, dans lequel le GNL et les vapeurs riches en hélium sont séparés.

Le gaz riche en hélium en tête du 15-MD03, entre dans l'échangeur 15-MC06 à -148°C et 4.4 bar eff, puis quitte l'échangeur à -38°C, pour enfin alimenter le compresseur d'hélium 15-MJ05.

Le rôle de ce compresseur est de comprimer la charge de gaz riche en hélium pour l'envoyer vers HELISON.

II.4.2.1.5.5. Désazoteur :

Le courant de GNL, provenant du ballon de flash du gaz riche en hélium 15-MD03, alimente le désazoteur 15-MD04 à travers le rebouilleur du désazoteur 15-MC12, Le 15-MD04 sépare un gaz riche en azote (40% Azote, 60% Méthane) du GNL.

Ce gaz (0.26 bar eff), récupéré en tête du 15-MD04, est envoyé vers le compresseur de Fuel Gas du train après avoir été réchauffé dans le 15-MC06 et le 15-MC11 (refroidisseur de gaz de régénération).

Le produit GNL en fond du ballon est envoyé au bac de stockage 71-MF01 par les pompes 15-MJ03/A à une pression de 6b eff et une température de -160.35°C.

Ce ballon reçoit le Fuel Gas retournant de l'usine HELISON, Ce Fuel Gas sort en tête du ballon 16-MD06 et est réinjecté à une pression de 0.03 bar et une température de 40°C à l'aspiration du compresseur de Fuel Gas 15-MJ04.

N.B : L'usine HELISON recoit une charge de gaz riche en hélium et retourne l'azote et le Fuel Gas qui seront utilisés sur les unités existantes et sur le Nouveau Train de GNL [7].

II.5. Les systèmes de réfrigération

II.5.1. Système de réfrigération propane

Le système de compression de la réfrigération de propane de l'unité 16 fournit le refroidissement ou la condensation au système réfrigération MR de l'unité 16, aux refroidisseurs d'alimentation de la colonne d'épuration de l'unité 15 et au pré-refroidisseur d'alimentation du sécheur de l'unité 13. Il fonctionne tel un système fermé de telle façon que le propane est continuellement en circulation en une boucle fermée.

Le compresseur PR 16-MJ04 est entraîné par une turbine à gaz 16-MJ04-GT frame 7. Cette même turbine à gaz entraîne aussi le compresseur HP MR qui est accouplé au même arbre.

Les deux systèmes de réfrigération au propane utilisent l'évaporation du propane à travers les quatre (04) niveaux de pression pour fournir de la réfrigération au circuit MR, au circuit d'alimentation et à l'unité de fractionnement.

II.5.2. Système de réfrigération propane externe

Le système réfrigération au propane externe fournit :

- Le 1/3 des besoins en refroidissement/condensation pour le système réfrigération MR de l'unité 16.
- Tous les besoins en réfrigération pour les refroidisseurs de l'unité 07 de fractionnement.

Le système réfrigération au propane externe utilise de la vapeur de propane en quatre (04) niveaux de pression afin de fournir de la réfrigération pour ces refroidisseurs et condenseurs.

Le compresseur de propane externe 20-MJ01 est entraîné par une turbine à gaz Frame 5 GE 20-MJ01-GT.

II.5.3. Système de réfrigérant mixte (MR)

- Un compresseur composé de 3 corps :
 - Un corps BP (basse pression) axial.
 - Un corps MP (moyenne pression) centrifuge.
 - Un corps HP (haute pression) centrifuge.
- Une série d'aéroréfrigérants équipés de 48 moteurs pour refroidir le MR au refoulement des 3 corps de compresseur.
- Une série d'échangeurs (évaporateurs) où le MR est refroidit par le propane.

Le réfrigérant utilisé dans les trois compresseurs pour liquéfier le gaz d'alimentation est un mélange d'azote, de méthane, d'éthane et de propane, connu sous le nom de réfrigérant mixte (MR), La composition du MR est ajustée de manière à fournir un refroidissement optimal et une bonne liquéfaction dans l'échangeur principal (MCHE) 15-MC05 [1].

II.5.4. Système d'huile chaude

Ce système est composé de trois unités [1] :

- **Huile chaude (unité 08) :** L'unité 08 de stockage d'huile chaude se compose d'un bac de stockage à pression atmosphérique d'une capacité suffisante pour stocker la quantité totale des unités 18 d'huile chaude du train GNL et 58 d'huile chaude du fractionnement.
- **Huile chaude (unité 18) :** L'objectif du système de l'huile chaude d'unité 18 est d'assurer de l'huile chaude aux échangeurs du traitement du gaz et pour le réchauffeur de fuel Gas.
- **Huile chaude (unité 58) :** L'objectif du système de l'huile chaude du fractionnement est d'assurer de l'huile chaude aux rebouilleurs des déméthaniseur, dééthaniseur, dépropaniseur, débutaniseur et déisopentaniseur ainsi qu'au réchauffeur de la production d'éthane dans l'unité de fractionnement. De plus, ce système alimente le réchauffeur du gaz d'alimentation et le rebouilleur de la colonne d'épuration situés hors de l'unité de fractionnement.

II.6. Fractionnement

L'unité de fractionnement permet la séparation des hydrocarbures liquides au fond de la colonne d'épuration 15-MD01 en produits finis dont l'éthane, le propane, le butane et la gazoline. Tous ces produits finis sont soit stockés, soit expédiés ou bien réinjectés dans la production de GNL, à l'exception de la gazoline qui est envoyée directement vers le stockage [1].

II.6.1. Déméthaniseur

Le déméthaniseur 07-MD01 est la première colonne de distillation de l'unité de fractionnement, dont l'objectif principal est de limiter la teneur de méthane au fond de la colonne afin de respecter les spécifications de qualité de l'éthane produit en tête du dééthaniseur.

II.6.2. Dééthaniseur

Le principal rôle de dééthaniseur 07-MD02 est de produire de l'éthane frigorigène et de limiter la teneur d'éthane dans les produits de fond de la colonne afin de répondre aux spécifications de qualité du produit propane sortant de la tête du dépropaniseur.

II.6.3. Dépropaniseur

Le dépropaniseur 07-MD04 est la troisième colonne de distillation de l'unité de fractionnement. Son principal objectif est de produire du propane de réfrigération de qualité et de limiter la teneur de propane dans les produits de fond afin de respecter les spécifications de qualités du butane en tête du débutaniseur.

II.6.4. Débutaniseur

Le débutaniseur 07-MD06 est la quatrième colonne de distillation de l'unité de fractionnement et son principal rôle est de produire du butane en tête destiné pour la réinjection GPL et limiter la teneur de butane dans les produits de fond de la colonne afin de répondre aux spécifications de qualité du produit isopentane sortant de la tête du déisopentaniseur.

II.6.5. Déisopentaniseur

Le déisopentaniseur, 07-MD11 est la dernière colonne de distillation de l'unité de fractionnement dont le principal objectif est de :

- Produire de l'isopentane en tête utilisable pour la réinjection dans le GNL.
- Limiter la teneur en isopentane au fond de la colonne afin de se conformer aux spécifications TVR de la gazoline produite.

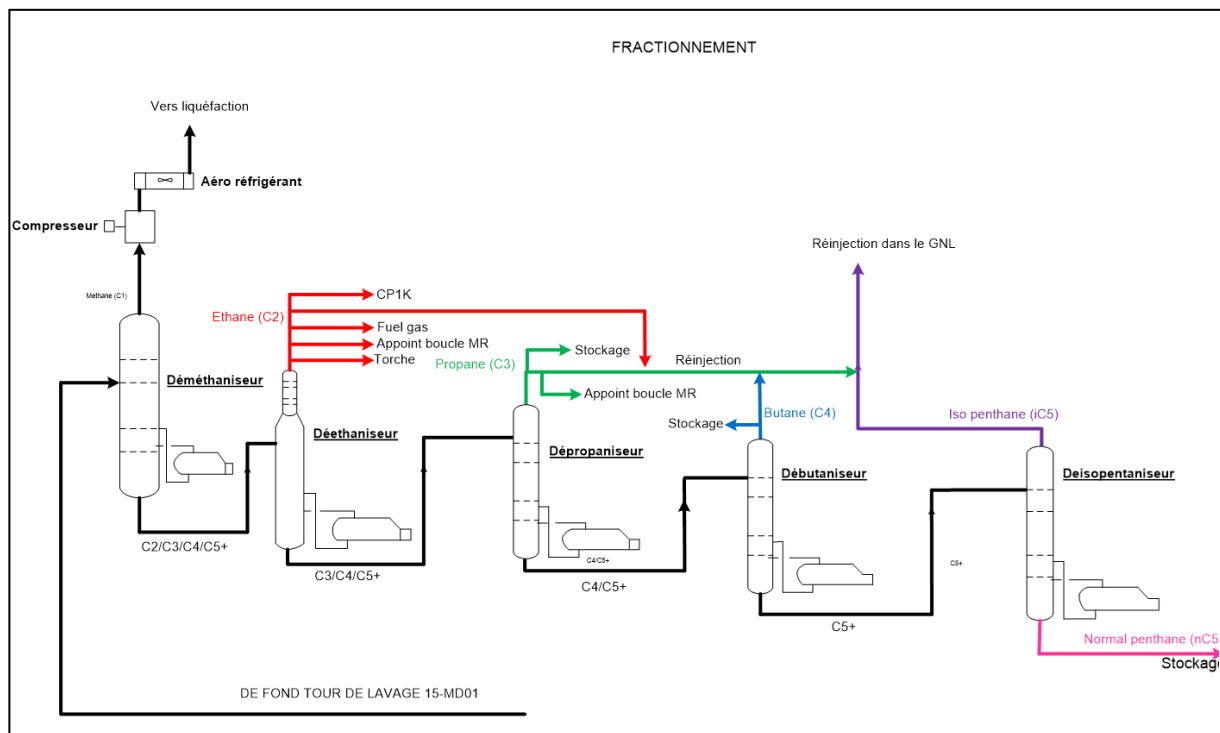


Figure II.9 : Le schéma montre le processus de fractionnement du gaz naturel[8]

II.6.6. Réinjection du GPL

L'objectif de l'unité de réinjection du GPL est de [1] :

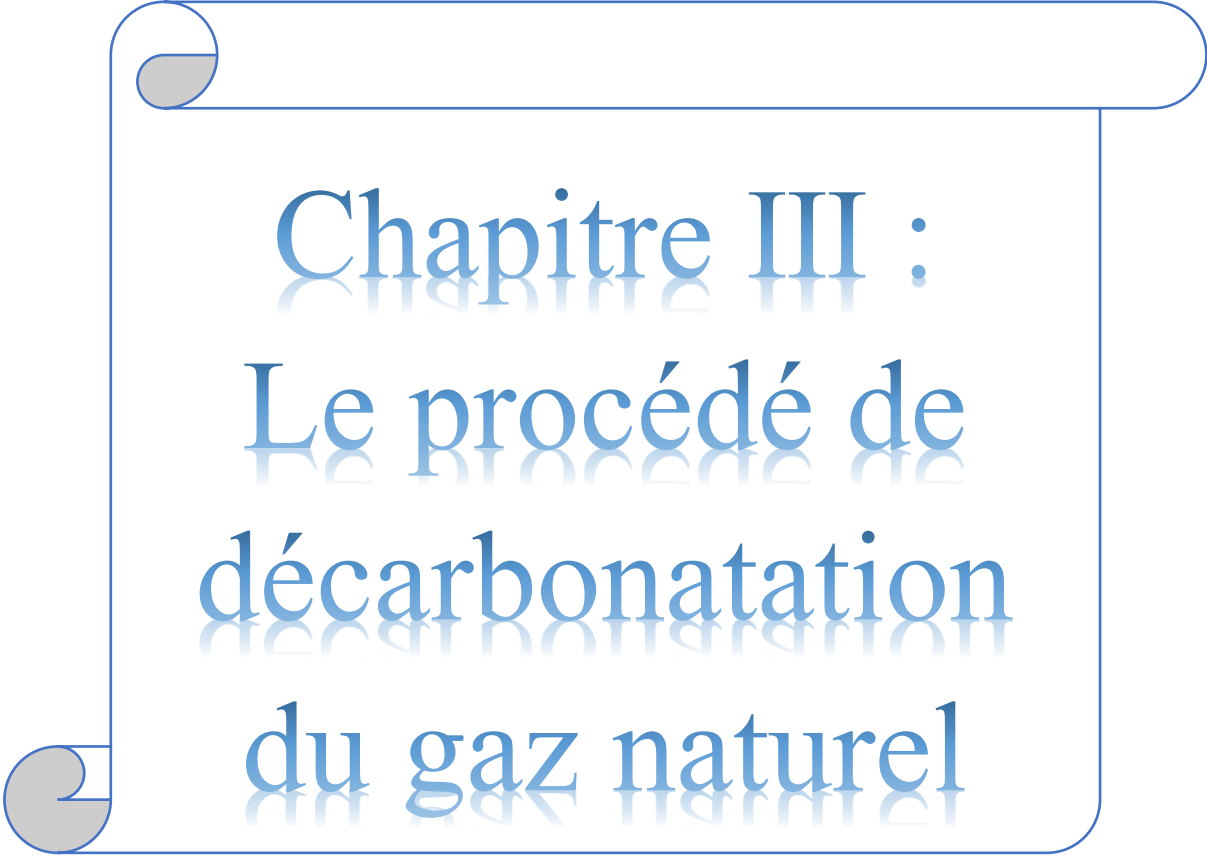
- Mélanger les produits "haute qualité" de l'éthane, du propane, du butane et de l'isopentane venants de l'unité de fractionnement, puis de les réinjecter dans l'échangeur principal de chaleur cryogénique (MCHE) 15-MC05, sous forme de produit GNL et ce au cours du mode d'opération "Sans extraction de GPL".
- Augmenter la récupération du GPL à partir de l'unité de fractionnement en fournissant un débit de recyclage de GPL vers les produits en tête de la colonne d'épuration 15-MD01, pendant les modes d'opérations " avec extraction GPL" et " Sans extraction GPL".
- Contrôler les spécifications en BTU de la production de GNL.

II.7. Conclusion

Le processus de production de gaz naturel est complexe et implique plusieurs étapes, de la prospection des gisements à l'extraction, en passant par le traitement et le transport. Les technologies modernes ont permis de rendre ce processus plus efficace et plus respectueux de l'environnement, mais il reste important de prendre en compte les impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation du gaz naturel. En fin de compte, le gaz naturel est une source d'énergie importante pour répondre à la demande croissante en énergie dans le monde, mais il est également important de développer des alternatives plus durables à long terme.

Références bibliographiques

- [1] KBR, « Manuel de formation générale du MEGATRAN ».
- [2] Sonatrach et TEYAR, « GNL V2 ». 30 mai 2007.
- [3] Sonatrach, « Liquéfaction et séparation ». <https://sonatrach.com/liquefaction-et-separation> (consulté le 2 mai 2023).
- [4] KBR et Sonatrach, « Utilités ». 18 juillet 2010.
- [5] KBR et Sonatrach, « Comptage, compression et traitement du gaz ». 31 mars 2010.
- [6] KBR, « Déshydratation unité 13 ». 6 avril 2012.
- [7] KBR, « Liquéfaction ». 31 mars 2010.
- [8] KBR, « Fractionation ». 10 février 2011.



Chapitre III :
Le procédé de
décarbonatation
du gaz naturel

III.1. Introduction

La décarbonatation est un procédé destiné à réduire la teneur en CO₂, c'est-à-dire en dioxyde de carbone (ou gaz carbonique). Le dioxyde de carbone étant un des principaux gaz à effet de serre (avec la vapeur d'eau), la décarbonatation a tout son intérêt, surtout lorsqu'on sait que la durée de vie du CO₂ dans l'atmosphère est d'environ 100 ans. Les principaux procédés de décarbonatation sont la décarbonatation du gaz naturel par absorption et la décarbonatation du gaz naturel par adsorption ou PSA (Pressure Swing Adsorption, c'est-à-dire adsorption par variation de pression).

Concrètement, la décarbonatation du gaz naturel par absorption passe par l'utilisation de solvants destinés à solubiliser préférentiellement un composé. Les solvants ont pour principal intérêt de ne pas nécessiter d'énergie thermique pour désorber les gaz acides. Pour être efficaces, les solvants utilisés doivent posséder une capacité élevée d'absorption du CO₂, avoir une faible pression de vapeur et une faible capacité d'absorption des hydrocarbures (auxquels ils sont sensibles). Ils doivent aussi ne pas être corrosifs, posséder une faible viscosité et, bien entendu, ne pas être réactifs au gaz. Dans l'idéal, ils doivent également être bon marché. Ainsi, on a principalement recours aux glycols, le polyéthylène glycol notamment, ou aux amines, en particulier le monoéthanolamine (MEA) ou la diméthyléthanolamine (DMEA). Les procédés d'adsorption, eux, consistent à extraire le CO₂ par chimisorption en créant des liaisons chimiques fortes avec la surface du solide. Les molécules de gaz se fixent sur ces supports, il est possible de séparer différents composés tels que le CO₂, mais aussi l'eau ou l'oxygène. Enfin, il existe un procédé de décarbonatation du gaz naturel par membrane, le principe étant de profiter de la différence de perméabilité des membranes (elles sont en acétate de cellulose) vis-à-vis des différents éléments entrant dans la composition du gaz naturel pour en extraire le CO₂ (le dioxyde de carbone traverse plus vite la membrane que le méthane) [1].

III.2. Description de la section de décarbonatation (AGRU)

III.2.1. La nécessité d'extraire le CO₂ du gaz naturel

Durant le processus de liquéfaction, le gaz naturel est refroidi progressivement de +35°C à -162°C, Durant la même étape, le CO₂ contenu dans le gaz naturel, s'il n'était pas extrait, se solidifierait et provoquerait le bouchage de l'échangeur principal où est réalisée la liquéfaction.

III.2.2. Les conséquences du bouchage

Si le passage de CO₂ est momentané, cela pourra se traduire par une baisse de rendement de l'installation, étant donné la diminution des échanges thermiques au niveau de l'échangeur principal de la liquéfaction, du fait de la fixation du CO₂ à l'intérieur des tubes.

Si le passage de CO₂ est important, l'arrêt de la liquéfaction est impératif. Une fois l'unité à l'arrêt le CO₂ est éliminé par balayage au gaz naturel traité et chauffé (progressivement jusqu'à 60 °C maxi).

III.2.3. Base de conception

- **But** : réduire la teneur en CO₂ de 0.21% à 50 ppmv pour éviter la solidification dans la section liquéfaction.
- **Procédé utilisé** : BASF utilisant (aMDEA) Methyl Diethanol Amine activée et garnissage en vrac (random packing).
- **Solution utilisée** : 60% massique eau et 40 % massique de l'aMDEA.
- **Cas de marche** : unité conçue pour traiter du gaz de charge allant jusqu'à 2% de CO₂.
- **VOC** inférieur à 150 mg/Nm³.

L'unité de décarbonatation est conçue pour traiter jusqu'à 2% mole de CO₂ dans le GN [2].

III.3 Problèmes généraux du procédé d'adoucissement du gaz naturel

Les problèmes de fonctionnement du système d'amines s'articulent autour les points suivants [3] :

- Pertes de la solution d'amine ;
- Le problème de moussage de l'amine ;
- Le problème de corrosion ;
- Concentration de gaz résiduel dans la solution amine pauvre ;

III.3.1 Pertes de la solution d'amine

Une certaine quantité de MDEA sera continuellement perdue en raison de la pression de vapeur de l'amine.

Les pertes d'amines les plus importantes se produisent généralement à travers l'absorbeur d'amines et sont entraînées par le gaz traité, Une partie de l'amine est également perdue par la colonne de régénération, ballon de flash, les pompes, etc. Les pertes varient

d'une usine à l'autre, ces pertes peuvent être beaucoup plus élevées en fonction de plusieurs facteurs [3] :

- Le débit du gaz acide ;
- La température du rebouilleur ;
- Une température différentielle élevée entre la solution d'amine et le gaz acide dans l'absorbeur ;
- Mauvais éliminateur de brouillard sur le dessus de l'absorbeur et mauvais système de filtration et de moussage ;

III.3.2. Le problème de moussage

La formation de la mousse est un problème courant qui entraîne une diminution de la capacité de traitement et des pertes d'amine. Il est généralement détecté par une chute de pression dans l'absorbeur d'amines.

Le moussage des amines peut résulter de la réaction de la solution d'amine avec les acides organiques ou en raison de la présence d'hydrocarbures contaminants, le sulfure de fer.

Lorsque la formation de mousse est due à une contamination par des hydrocarbures, elle peut être éliminée en maintenant la température de l'absorbeur au-dessus de la température de condensation des hydrocarbures [3].

III.3.3. Le problème de corrosion

Le problème de la corrosion est fréquemment rencontré dans le système d'amine et se produit généralement dans le régénérateur, l'échangeur de chaleur, les pompes, etc. La majeure partie de la corrosion se produit dans les zones où les gaz acides sont effectivement libérés de la solution. Dans le rebouilleur, la colonne de régénération.

La cause de la corrosion est attribuée à des gaz H_2S et CO_2 qui sort de la solution d'amine pendant que la solution d'amine riche reçoit de la chaleur dans l'échangeur de chaleur avant le régénérateur, Ces gaz acides se combinent à l'eau pour former des acides qui attaquent les surfaces métalliques en contact avec la solution d'amine [3].

III.3.4. La concentration de gaz résiduel dans la solution amine pauvre

La concentration de gaz résiduel dans la solution d'amine pauvre doit être contrôlée à un niveau spécifié pour l'usine, Il s'agit du gaz qui reste en permanence dans la solution de MDEA [3].

III.4. Présentation générale

Le rôle principal de l'unité de décarbonatation 12-MD21 est d'éliminer le dioxyde de carbone (CO₂) contenu dans le gaz naturel (GN) provenant du refroidisseur du compresseur de gaz d'alimentation 01-MC01 de l'unité 01, Cette unité de décarbonatation réduit donc la teneur en CO₂ à une valeur inférieure à 50 ppmv (parties par million volume) afin d'éviter les bouchages (solidification du CO₂) sur les équipements de la liquéfaction de l'unité 15.

L'élimination du CO₂ se fait par un lavage du gaz naturel avec une solution de aMDEA (Méthyle Diéthanol Amine activée) sur un lit de garnissage disposé sur une partie de la colonne de décarbonatation 12-MD21.

La solution de aMDEA chargée en CO₂ est dirigée vers la colonne de régénération où le CO₂ va être éliminé, Le CO₂ et les traces de vapeur d'hydrocarbures Composés Organiques Volatils VOC (Volatil Organics Compounds) sortant du régénérateur sont envoyés vers l'incinérateur de l'unité 65 où les hydrocarbures seront brûlés, alors que le CO₂ sera rejeté vers atmosphère.

Les installations de stockage de la MDEA sont composées de deux (02) bacs de stockage et de pompes associées. Le petit bac 02-MF22 contient la MDEA concentrée, telle que réceptionnée. Le grand bac 02-MF21 contient la solution d'aMDEA diluée à 40 % et qui est utilisée dans le procédé [4].

III.4.1. Elément de comparaison MEA/MDEA

Tableau III.1 : éléments de comparaison MEA/MDEA[4]

| Solvant / solution | MEA | MDEA |
|---|------|-------|
| Concentration (%) | 15 | 15-35 |
| Débit de solution en GPM (Gallon par minute) | 100 | 100 |
| Capacité d'absorption du CO ₂ (Moles/h) | 49.8 | 87.5 |
| Augmentation de Capacité % (Base MEA = 100) | 100 | 175 |
| Sélectivité et capacité | 0.89 | 3.85 |
| 15 % poids MEA | 13 | |
| 50 % poids MDEA | / | 3 |

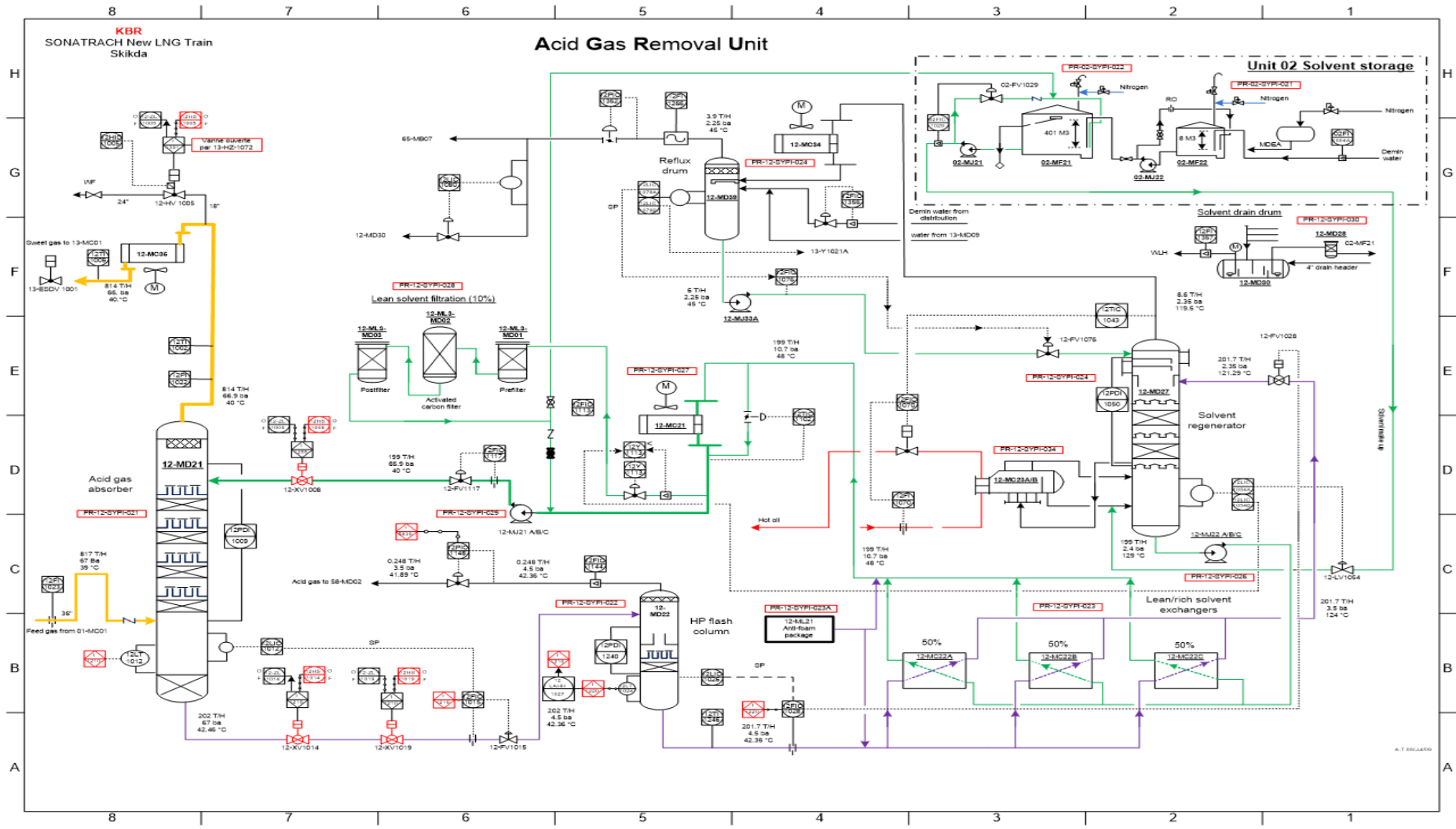


Figure III.1 : Le schéma montre le processus de l'unité 12 de décarbonatation (AGRU)

III.4.2. Description de la colonne à garnissage

Une colonne à garnissage est une colonne qui est remplie d'éléments permettant d'augmenter la surface de contact entre la phase gazeuse et la phase liquide. Ce sont ces éléments qui constituent le garnissage. La colonne contient également [5] :

- Dans sa partie inférieure, un plateau pour supporter le garnissage et un injecteur de gaz ;
- Dans sa partie supérieure, un distributeur de liquide et parfois un dévésiculateur ;
- Parfois un redistributeur ;

Le complexe GL1K utilise la colonne à garnissage en vrac à flux croisé qui est présentée ci-dessous ;

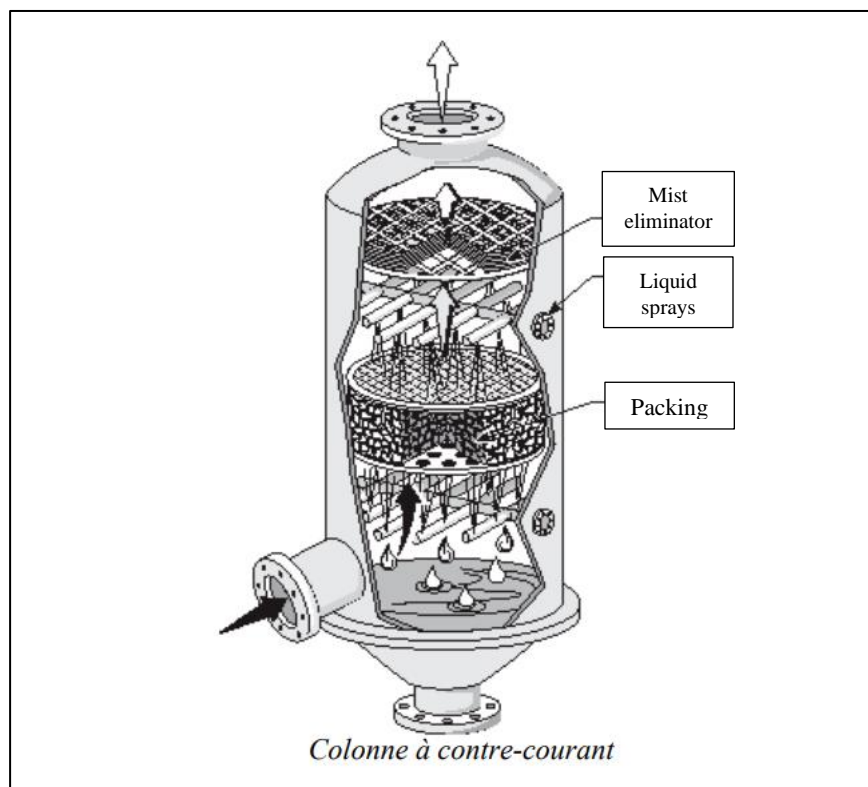


Figure III.2 : Le schéma montre une colonne à garnissage à contre-courant[5]

III.4.2.1. Les types de garnissages

Ils sont classés en deux catégories [6] :

- Les garnissages en vrac ;
- Les garnissages structurés ;

Les garnissages en vrac : Un garnissage en vrac est constitué d'un volume rempli de petits éléments possédant des formes particulières et adaptées aux conditions de distillation. En général, ce type de garnissage est métallique, même si pour des questions de poids on trouve des anneaux en plastique ou en cas de gaz/liquide corrosif, en céramique. La taille des anneaux est fonction de la taille de la colonne et est en principe compris entre 1/10 et 1/20 du diamètre de la colonne. Les caractéristiques importantes en plus de la taille et du matériau sont la surface relative (surface totale de l'élément divisé par son volume apparent) et la porosité.



Figure III.3 : anneau de raschig amélioré [6]

Les garnissages structurés : Un garnissage structuré est une structure tridimensionnelle le plus souvent métallique et modulaire.



Figure III.4 : un garnissage structuré[6]

Les fournisseurs proposent tous ces garnissages dans différents matériaux qui s'adaptent aux diverses applications de l'industrie (céramiques, plastiques, carbone, acier et autres alliages).

Les garnissages en vrac utilisés au niveau de la section de décarbonatation du méga-train de Skikda sont de type Intalox (IMTP).



Figure III.5 : IMTP Intalox tour emballage

III.5 Description des équipements

III.5.1 La colonne de décarbonatation 12-MD21 (absorbeur de CO₂)

L'unité de décarbonatation utilise la MDEA activée (aMDEA) sous licence du procédé BASF pour la décarbonatation du gaz. L'unité traite tout le débit de gaz sortant de l'aéro réfrigérant 01-MC01.

La colonne de décarbonatation 12-MD21 est conçue pour éliminer le CO₂ contenu dans le gaz naturel par absorption chimique par une solution de aMDEA pauvre. Cette solution aqueuse d'aMDEA alimente la tête de l'absorbeur 12-MD21 grâce aux pompes 12-MJ21A/B/C et sous le contrôle du 12-FIC-1117.

La solution circule ensuite vers le fond à travers des lits de garnitures entassés (disposés en 4 lits de 6 m comprenant des distributeurs de liquides intermédiaires). De ce fait, la solution de MDEA est mise en contact avec le GN circulant à contre-courant de bas en haut et traversant les lits de garnitures.

Le gaz débarrassé du CO₂ quitte la tête de l'absorbeur 12-MD21 pour être dirigé vers l'unité de déshydratation [4].

III.5.2. Aéroréfrigérant 12-MC35

Le refroidisseur de tête de la colonne de décarbonatation 12-MC35 est conçu pour traiter les cas où le CO₂ présent dans le GN constitue 2% de la charge, ce qui nécessite un refroidissement supplémentaire à cause de la chaleur d'absorption.

L'eau condensée et toute amine entraînée sont récupérées dans l'unité de déshydratation et retournées vers le ballon de reflux 12-MD39, ceci grâce au ballon de flash d'eau de sécheur 13-MD09.

III.5.3. Ballon de flash HP 12-MD22

Cette colonne contient un lit de garnitures en haut duquel l'amine riche est introduite pour subir une détente de 67 bar à 4.5 bar libérant ainsi une partie de CO₂ et d'hydrocarbures, L'amine riche en CO₂ non éliminé lors de la détente traverse le lit de garnitures de haut en bas.

Les vapeurs de tête du ballon de flash 12-MD22, constituées principalement d'hydrocarbures, sont envoyées vers le ballon séparateur 58-MD02 pour être ensuite utilisées dans le four réchauffeur d'huile, 58-MB01[2].

III.5.4. Echangeurs amine riche/ amine pauvre 12-MC22A/B/C

L'amine riche quitte le fond de la colonne de flash 12-MD22 et traverse les échangeurs MDEA pauvre/riche 12-MC22 A/B/C avant d'entrer au régénérateur 12-MD27. Les trois (03) échangeurs 12-MC22-A/B/C sont de type à plaques et sont conçus pour traiter chacun 50% du débit total. En marche normale deux (02) échangeurs sont en service, le 3ème est en stand by, L'amine riche est réchauffée à 124°C avec l'amine pauvre sortant du régénérateur [4].

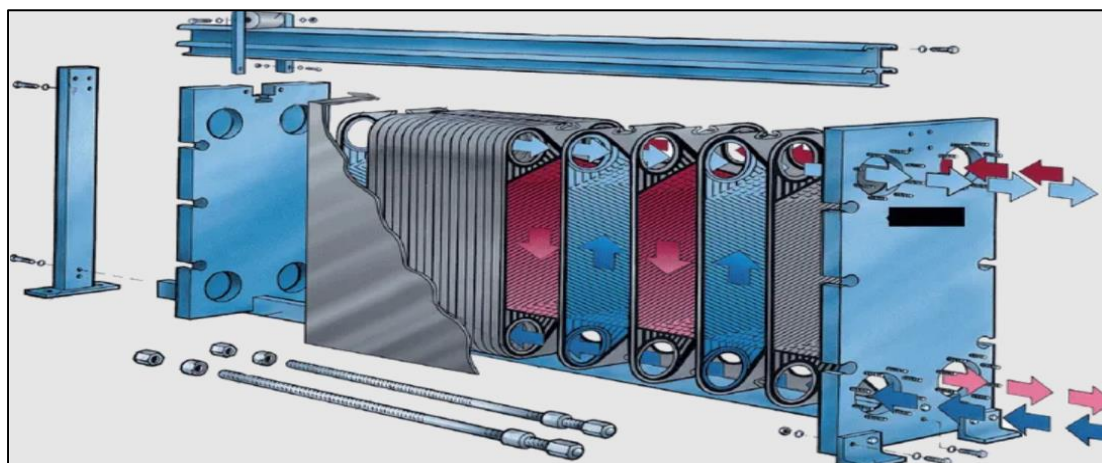


Figure III.6 : Le schéma montre l'échangeur à plaque utilisé dans le méga-train

III.5.5. Régénérateur de solution 12-MD27

Le régénérateur 12-MD27 contient deux lits de garnitures. Il est conçu pour extraire le CO₂ contenu dans la solution d'amine riche. La solution d'amine pauvre récupérée est ensuite refroidie avant d'alimenter l'absorbeur 12-MD21.

La solution riche alimente le régénérateur par le haut et circule à travers les lits de garniture à contre-courant de la solution vaporisée (essentiellement vapeur d'eau) qui circule de bas en haut. Les garnitures augmentent la surface de contact entre l'amine et la vapeur, ce qui augmente le taux d'extraction du CO₂.

L'amine pauvre chaude quitte le fond du régénérateur puis elle est expédiée par les pompes booster 12-MJ22 A/B/C à travers les échangeurs 12-MC22 A/B/C en contre-courant avec l'amine riche où elle est refroidie.

Ce courant d'amine pauvre est refroidi encore plus dans l'aéroréfrigérants 12-MC21 avant d'être envoyée (pression sous contrôle) vers les pompes d'amine pauvre HP [4].

III.5.6. Rebouilleurs 12-MC23 A/B

L'énergie nécessaire à la régénération d'amine est fournie à la colonne 12-MD27 au moyen des rebouilleurs 12-MC23-A/B qui utilisent de l'huile chaude comme élément de chauffage, Ces rebouilleurs traitent chacun 50% de la charge, Ils sont de type Kettle, à faisceaux et calandre.

Le régénérateur est muni d'un plateau de soutirage liquide en dessous du lit inférieur qui dirige ce liquide en alimentation des rebouilleurs qui sont installés symétriquement par rapport au régénérateur.

Une plaque de séparation est montée à l'intérieur de la calandre de façon à ce que les tubes soient immergés dans le liquide, et en même temps pour laisser un espace suffisant pour que les vapeurs puissent circuler du rebouilleur vers le régénérateur.

Les vapeurs entrent dans la colonne en dessous du plateau de soutirage liquide, passent par des cheminées puis traversent les lits de garnitures. Le liquide débordant de la plaque de séparation dans les rebouilleurs est retourné au régénérateur par gravité.

III.5.7. Aéroréfrigérant 12-MC34

Les vapeurs sortant en tête du régénérateur sont condensées dans l'aéroréfrigérant 12-MC34, le condensat est récupéré dans le ballon de reflux 12-MD39 où liquide et vapeur sont séparés.

III.5.8. Ballon de reflux 12-MD39

Les vapeurs incondensables sont envoyées sous régulation de pression, vers l'incinérateur dans le but de réduire la teneur en carbone organique volatil (VOC) vers l'atmosphère à 50 mg/Nm³.

Le liquide condensé, essentiellement de l'eau est pompé en reflux vers le régénérateur par les pompes de reflux 12-MJ33/A [2].

III.5.9. Aéroréfrigérant de la solution 12-MC21 :

La température en aval de l'aéroréfrigérant de l'amine pauvre 12-MC21 est réglée par un by-pass autour de l'échangeur. La température est régulée de façon à ce que l'amine pauvre alimentant l'absorbeur soit à une température légèrement supérieure à celle du gaz naturel entrant.

Cette disposition est prise de manière à éviter le risque de condensation des hydrocarbures contenus dans le GN lors du contact avec l'amine.

La présence d'hydrocarbures dans l'amine peut causer du moussage dans l'absorbeur et parfois des engorgements au niveau des plateaux [2].

III.5.10. Filtre à charbon actif

Les impuretés, autres que les hydrocarbures, peuvent aussi causer des moussages sur le circuit d'amine. Dans le but de minimiser l'accumulation de ces impuretés, environ 10% du débit d'amine en circulation sont traités (sous contrôle automatique de débit) dans le système de filtration [4] :

- 12-ML33-MD01 : Pré filtre ;
- 12-ML33-MD02 : Filtre à charbon actif ;
- 12-ML33-MD03 : Post- filtre ;

L'amine filtrée est ensuite réinjectée vers l'aspiration des pompes 12-MJ21 A/B/C. Le refoulement du post-filtre 12-ML33-MD03 peut aussi être envoyé vers le bac de stockage

40% 02-MF21. Quand on est sur ce mode d'opération, l'amine est renvoyée sous contrôle de niveau vers le régénérateur d'amine grâce à la pompe 02-MJ21. Cette amine quitte le stockage à environ 40°C et entre par le fond du régénérateur (129°C) [4].

III.5.11. Injection anti-mousse

Des mesures supplémentaires pour éviter la formation de la mousse sont fournies par l'ensemble d'injection anti-mousse 12-ML21. Ceci peut être utilisé pour doser, en continu ou selon la nécessité, de petites quantités d'agent anti-mousse présentes dans le circuit d'amine.

L'anti-mousse peut être injecté en amont du refroidisseur de l'amine pauvre ou bien dans l'amine riche en amont de l'échangeur d'amine riche/pauvre 12-MC22 A/B/C [4].

III.5.12. Ballon de récupération des drainages de solvant 12-MD30

Le ballon de récupération des drainages du solvant MDEA 12-MD30 (situé dans un puisard de vidange) collecte les drainages des solvants des équipements de l'unité 12 et ce, grâce à un système fermé de drainage d'amine.

Ces purges peuvent provenir de n'importe quel équipement nécessitant une maintenance, par exemple une pompe, un filtre, un instrument de niveau, etc. Les connexions des huiles écrémées sur l'absorbeur 12-MD21, le ballon de flash de MDEA riche 12-MD22, le régénérateur de solvant 12-MD27, le ballon de reflux du régénérateur de solvant 12-MD39, le bac de stockage de solvant 02-MF21 et le refoulement des pompes vers le ballon de récupération des purges de solution 12-MD30 peuvent aussi être purgés dans le ballon 12-MD30.

Le ballon de récupération des drainages de solvant 12-MD30 est un ballon horizontal, disposé de façon à ce que toute purge qui lui est envoyée atteigne la section centrale de décantation.

Dans l'une des extrémités, une chicane de séparation est disposée de manière à ce que l'huile soit collectée à la surface de la solution et récupérée après débordement dans le compartiment de collecte d'huile.

A l'autre extrémité, une autre chicane de séparation permet de récupérer la solution débarrassée des hydrocarbures dans le 2ème compartiment.

Il y a une pompe à l'extrémité de chaque compartiment. Le compartiment d'huile contient la pompe d'écumage d'huile 12-MJ26, qui évacue l'huile écrémée vers le ballon de

torche chaude 65-MD01, pour y être éliminée. Le compartiment du solvant contient la pompe de drainage de solvant 12-MJ25 qui évacue la solution, soit vers le circuit amine, soit vers le bac de stockage de solution (situé dans les installations communes) grâce au filtre de charge de solution 12-MD28. Le ballon de drainage de solution est sous atmosphère d'azote afin d'éviter tout dommage dû au contact de l'air [4].

III.5.13. Installations de stockage de la solution d'amine

Il y a deux bacs pour le stockage de la solution et ils sont utilisés pour faire l'appoint de solvant pour le process [2] :

- Le 02-MF22 a une capacité de 8 m³. Il est utilisé pour le stockage de l'amine concentrée. Le solvant est de la MDEA (aMDEA) activée selon le procédé fourni par BASF. Il est livré comme une solution qui se compose d'aMDEA, des inhibiteurs, et d'une petite quantité d'eau (approx. 91% aMDEA et 9% mélange d'eau). La solution de pré mélange est livrée dans des iso-conteneurs et elle est pressurisée avec de l'azote dans le bac de mélange de solvants 02-MF22. Une mise sous atmosphère d'azote est assurée afin de protéger le solvant de tout contact avec l'air atmosphérique.
- Le 02-MF21 a une capacité de 400 m³. Il est utilisé pour stocker l'amine diluée qui servira d'appoint au process par une pompe. L'eau déminéralisée est utilisée pour diluer la solution pour avoir une concentration de 60% d'eau et 40% d'amine.

III.6. Points particuliers

III.6.1. Taux de circulation de l'amine

Le débit de circulation d'amine de design est de 500 t/h lorsque le taux de CO₂ dans le gaz naturel d'alimentation atteint 2%. Lorsque le taux de CO₂ est de 0,21%, le débit de l'amine peut être réduit à 40 % du design soit 200 t/h, ce qui maintient la surface de la garniture de l'absorbeur suffisamment humide afin de réduire le taux de CO₂ dans le gaz naturel à moins de 50 ppm.

III.6.2. Opérations d'écémage

Il est important de maintenir la température de l'amine pauvre dans l'absorbeur à 01 ou à 02 degrés plus grande que celle du gaz d'alimentation. Ceci évitera au gaz d'être en contact avec une surface "froide", ce qui peut condenser la gazoline et/ou autres hydrocarbures liquides contenus dans le gaz naturel. Les hydrocarbures liquides dans l'absorbeur vont

former une interface avec la phase liquide amine/eau. En les ignorant, on risque un moussage important et un primage (vapo-entraînement) de l'amDEA dans l'équipement du process.

III.6.3. Moussage

La formation de la mousse dans l'absorbeur et le régénérateur va entraîner rapidement la perte de l'amine du système, ce qui va réduire l'efficacité de l'opération de décarbonatation. Cela peut aussi créer une perte de charge à travers les lits de garniture.

L'alarme de pression différentielle haute indique la manifestation du phénomène de moussage dans l'absorbeur

L'ensemble d'injection anti-mousse comprend un bac d'anti-mousse et une pompe d'injection qui permet d'injecter l'anti-mousse dans l'amine riche en amont des échangeurs de solvant ou dans l'amine pauvre en aval de ces échangeurs, Le taux d'injection est fixé par réglage de la course de la pompe d'injection.

Parfois, une petite quantité d'anti-mousse (10-20 ppm) peut réduire ou éliminer les problèmes dus au moussage. Cependant, une surdose d'anti-mousse peut augmenter la formation de la mousse. Aussi, il faut éviter toute injection excessive d'anti-mousse car son élimination du système est très difficile. Afin d'éviter ce problème et pouvoir déterminer la quantité optimale d'anti-mousse à ajouter, il faudrait effectuer le test de mousse dans le laboratoire avant et après injection de ce produit [4].

III.7. Conclusion

En résumé, la décarbonatation du gaz naturel présente des problèmes tels que la réactivité chimique du méthyl-diéthanolamine (MDEA) avec d'autres composés, entraînant la formation de sous-produits indésirables. De plus, il y a une perte de MDEA pendant le processus, ce qui nécessite des coûts supplémentaires pour son achat et sa régénération. La consommation d'énergie pour la régénération du MDEA et la sensibilité aux contaminants du gaz naturel sont également des préoccupations. Malgré ces défis, la recherche se poursuit pour améliorer les technologies de décarbonatation et rendre le processus plus efficace, économiquement viable et respectueux de l'environnement.

Références bibliographiques

- [1] « Tout savoir sur la décarbonatation du gaz naturel | Techniques de l'Ingénieur ». Site web: <https://www.techniques-ingenieur.fr/glossaire/decarbonatation-du-gaz-naturel> (consulté le 22 mai 2023).
- [2] KBR, « Décarbonatation », Fiche technique, 31 mars 2010.
- [3] R. M. Dakhil et S. K. Ajjam, « General Operating Problems and Their Solutions of Natural Gas Sweetening Process (Amine System) », Consulté le : 28 mai 2023. [En ligne]. Disponible sur : https://www.google.com/search?q=About+https://www.uobabylon.edu.iq/publications/applied_edition6/paper_ed6_11.doc&tbm=ilp&biw=1280&bih=520&dpr=1.5
- [4] KBR et Sonatrach, « MANUEL DE FORMATION SPECIFIQUE, DECARBONATATION ET STOCKAGE DE LAMDEA », Fiche technique, 21 août 2011.
- [5] INERIS, « Colonne d'abattage à garnissage ». 23 décembre 2004.
- [6] « Wikiwand - Garnissage (chimie) », *Wikiwand*. Site web: [https://wikiwand.com/fr/Garnissage_\(chimie\)](https://wikiwand.com/fr/Garnissage_(chimie)) (consulté le 23 mai 2023).



Partie pratique



*Simulation de
l'unité de
décarbonatation*

IV.1. Introduction

Le processus autonome de décarbonatation du gaz naturel de coûts de fonctionnement et de maintenance élevés ; le coût de fonctionnement élevé est principalement lié à la demande en énergie thermique pour éliminer le gaz acide des amines dans le régénérateur. Afin d'assurer les meilleures performances, les étapes de chauffage et de refroidissement du solvant à base d'amines doivent être surveillées avec soin, tout comme la dégradation des amines afin d'éviter les défaillances de l'équipement.

Parmi les différentes technologies alternatives potentielles pour éliminer les gaz acides du gaz naturel, la technologie des membranes se distingue par sa simplicité et son faible coût d'exploitation.

Cependant, les processus basés sur les membranes peuvent également rivaliser avec le processus autonome des amines pour les volumes de gaz élevés, particulièrement lorsque la concentration de CO₂ dans le flux d'alimentation dépasse les 10%.

Récemment, il a été proposé de combiner les deux processus pour les débits élevés et les contenus élevés de gaz acides, où une unité de membrane est installée avant l'introduction du gaz acide dans le processus des amines [1]. Dans ce système, l'unité de membrane élimine une partie du gaz acide du gaz brut d'alimentation, ce qui permet d'alimenter l'unité d'amines avec un contenu en gaz acides plus faible. Cela entraîne une réduction des coûts en capital et d'exploitation des amines.

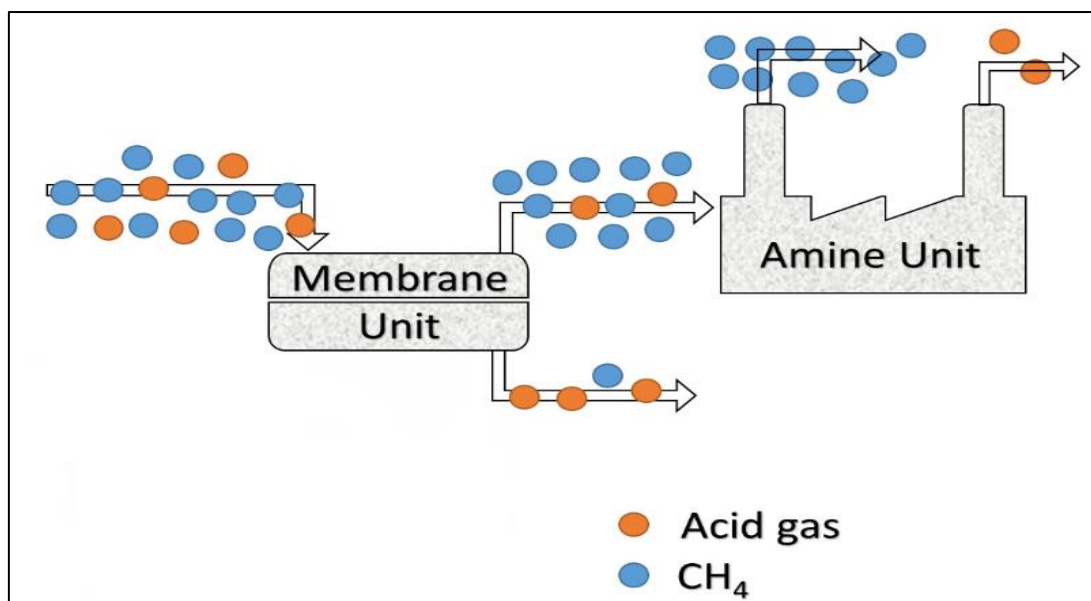


Figure IV.1 : Schéma simplifié de la séparation de CO₂ à l'aide de la technologie des membranes

IV.2. Etude problématique

La décarbonatation du gaz naturel à l'aide de la méthyl diéthanolamine (MDEA) est un processus largement utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour éliminer les gaz acides tels que le dioxyde de carbone (CO_2) et le sulfure d'hydrogène (H_2S) des flux de gaz naturel.

Cependant, la mise en œuvre des processus de décarbonatation à base de MDEA n'est pas sans défis. Cette étude proposera des facteurs permettant d'éviter les problèmes généraux tels que la formation de mousse, la dégradation de l'amine. En réduisant la fréquence de ces problèmes, cette étude contribue à une meilleure compréhension des limites et des améliorations potentielles des processus de décarbonatation du gaz.

- La formation de mousse : La formation de mousse constitue un défi significatif lors de la décarbonatation du gaz avec la MDEA dans le cas d'une teneur de CO_2 de 2% ou plus. La mousse réduit l'efficacité de l'échange de gaz et de liquide, entraînant une diminution de la capacité de traitement du gaz et des problèmes potentiels d'endommagement des équipements.
- La dégradation de l'amine : La dégradation de l'aMDEA est un problème préoccupant lors de la décarbonatation du gaz. La dégradation de l'amine entraîne une diminution de l'efficacité de la décarbonatation, une augmentation de la tendance à la formation de mousse et la production potentielle de sous-produits de dégradation.
- Coût d'exploitation : Le coût d'exploitation d'une unité de traitement des gaz par MDEA comprend les dépenses liées à la maintenance de l'équipement, conception de l'usine, à la reconstitution du solvant. Le coût d'exploitation spécifique dépend de facteurs tels que le débit de l'aMDEA, la construction interne des colonnes d'absorption et l'efficacité de l'unité.

Notre objectif est de :

- Maintenir la composition molaire du dioxyde de carbone en dessous de 2 % en utilisant la technologie des membranes.
- Réduire le coût d'investissement de l'usine en réduisant le débit du solvant amine (MDEA) et en remplaçant la colonne d'absorption à garnissage par une colonne mixte comportant à la fois des plateaux et des internes à garnissage tout en conservant la même efficacité.

Pour atteindre notre objectif, nous devons suivre les étapes suivantes :

- Établir un modèle de simulation statistique pour représenter la section de l'unité 12 de la décarbonatation du gaz naturel en saisissant les débits de gaz et de l'aMDEA, liste des composants, pression, température, composition molaire et les types des colonnes et leurs éléments internes.
- Simulez une membrane en utilisant un séparateur (splitter) ajusté avec la composition molaire de CO₂ de sortie souhaitée dans le flux rétentat alimenté.
- Établir un modèle de simulation du processus hybride membrane/amine (voir figure IV.1) en intégrant la simulation du séparateur (splitter) précédemment ajustée avec les paramètres actuels et comparez les données obtenues avec les paramètres de sortie de la simulation du cas réel.
- Nous établirons une simulation de la colonne d'absorbeur mixte et comparer les résultats avec les résultats de la simulation originale de décarbonatation. Enfin nous avons déterminé le choix de la colonne la plus efficace pour réaliser la décarbonatation.

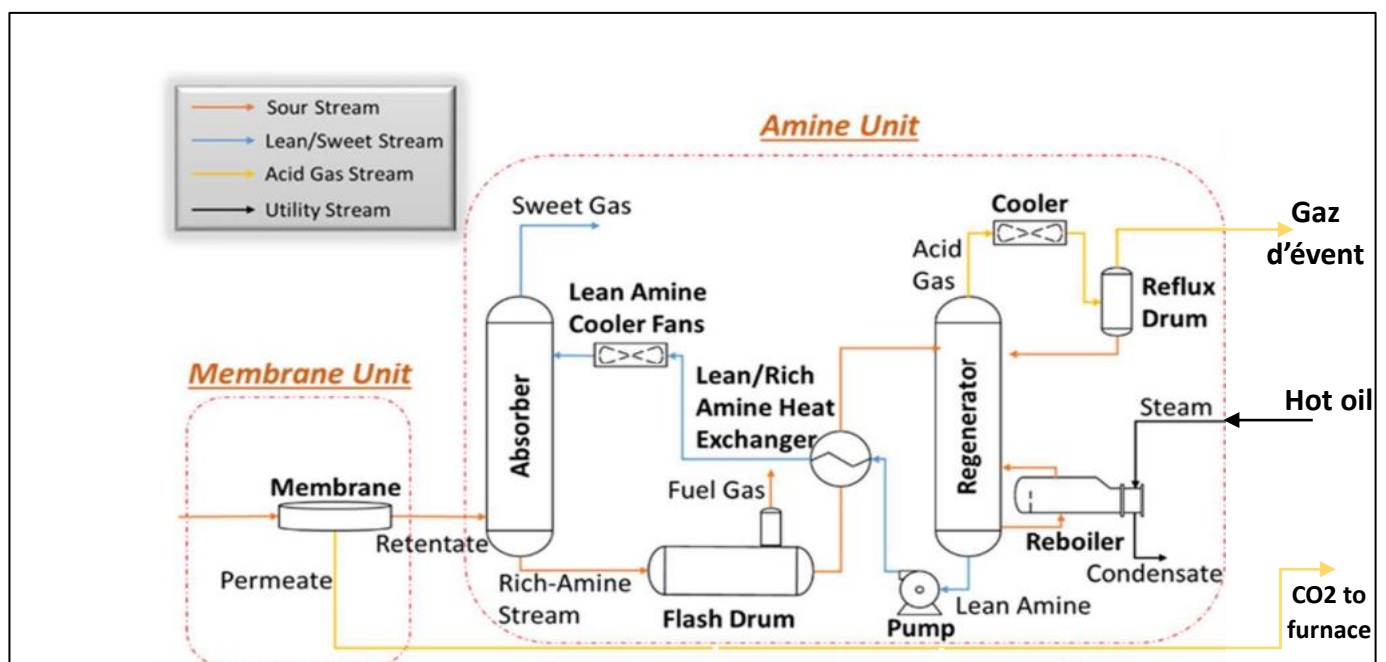


Figure IV.2 : Schéma simplifié du flux de processus du procédé hybride membrane/amines

IV.3. Simulateur HYSYS

HYSYS est un environnement de simulation de procédés. Il est très performant notamment dans le cas de procédés industriels de raffinage du pétrole et les industries des gaz. Avec HYSYS, nous pouvons créer des modèles rigoureux, statiques ou dynamiques, pour le

design d'installations, le contrôle de performance, la résolution de problèmes, l'amélioration des opérations...etc. A travers son interface interactive, nous pouvons manipuler facilement les variables d'un procédé [2].

Dans le cadre de notre travail, la version V11 a été utilisée pour réaliser la simulation du procédé et des solutions et améliorations proposées.

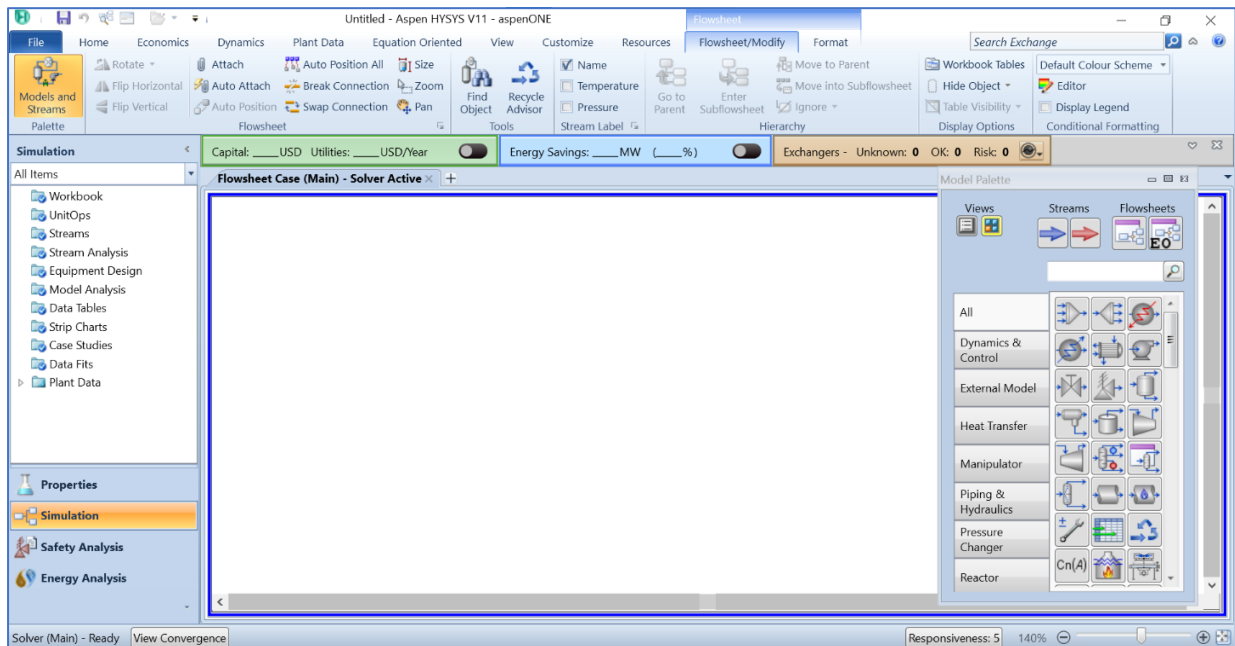


Figure IV.3 : interface du logiciel HYSYS v11

IV.3.1. Simulation

La simulation est une approche scientifique qui a déjà démontré son efficacité, notamment dans des disciplines telles que l'industrie automobile, l'industrie aéronautique, le génie chimique, ainsi que dans les domaines des systèmes de production et de la prévision [2].

Les principaux objectifs d'un programme de simulation sont les suivants [2] :

- Résoudre les équations de bilan matière et énergie pour chaque réacteur et chaque opération unitaire impliqués.
- Calculer les caractéristiques des flux à chaque point de l'installation.
- Déterminer les éléments nécessaires pour effectuer le calcul complet de l'ensemble.
- Estimer les coûts et les profits, et éventuellement optimiser les conditions de fonctionnement.

IV.3.2. Modes de fonctionnement des simulateurs

Il y a deux modes de fonctionnement dans un simulateur [3] :

➤ **Les simulateurs statiques :**

- Simulation Science "Simsci" : société américaine à l'origine, britannique depuis son Rachat par le groupe industriel Invensys.

- Aspen Technology "AspenTech" : société américaine.

- Hyprotech : société canadienne à l'origine, devenue britannique lors de son rachat par le groupe industriel AEA, maintenant américaine.

➤ **Les simulateurs dynamiques :**

- HYSYS (Hyprotech).

- ASPEN DYNAMICS (Aspen Technologies).

- Design II de (WinSim).

- DYMSYM (Simulation Sciences Inc).

IV.4. Etude de la simulation

IV.4.1. Les étapes de la simulation de l'unité de décarbonation

➤ **L'ouverture de la page de simulation :** pour la création d'un nouveau travail.

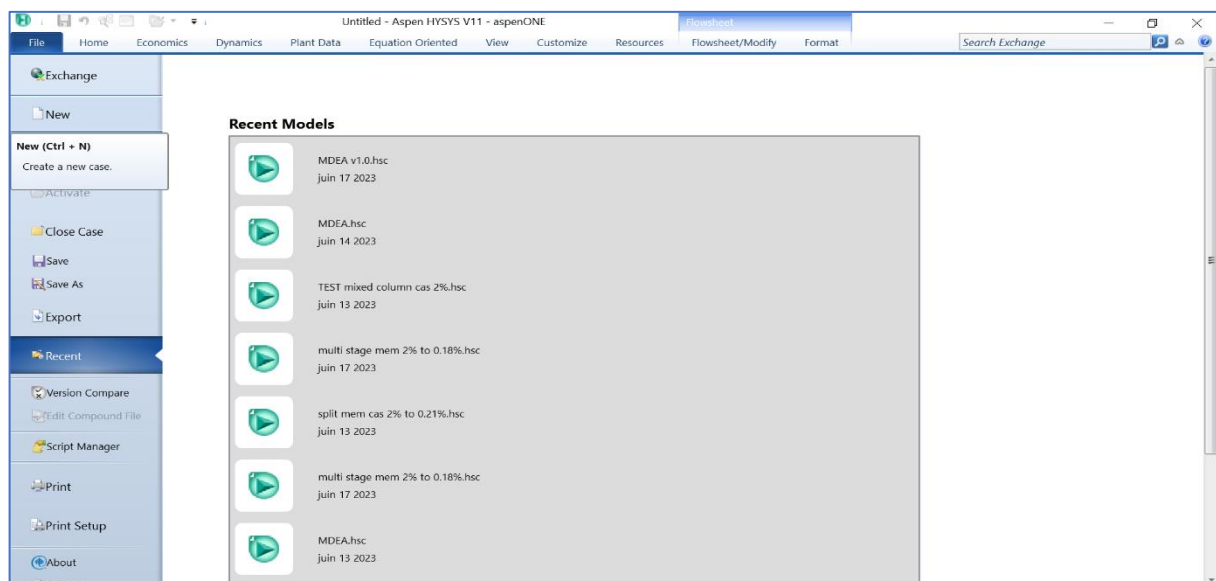


Figure IV.4 : Ouverture de la page du logiciel HYSYS v11

➤ **Insertion des compositions**

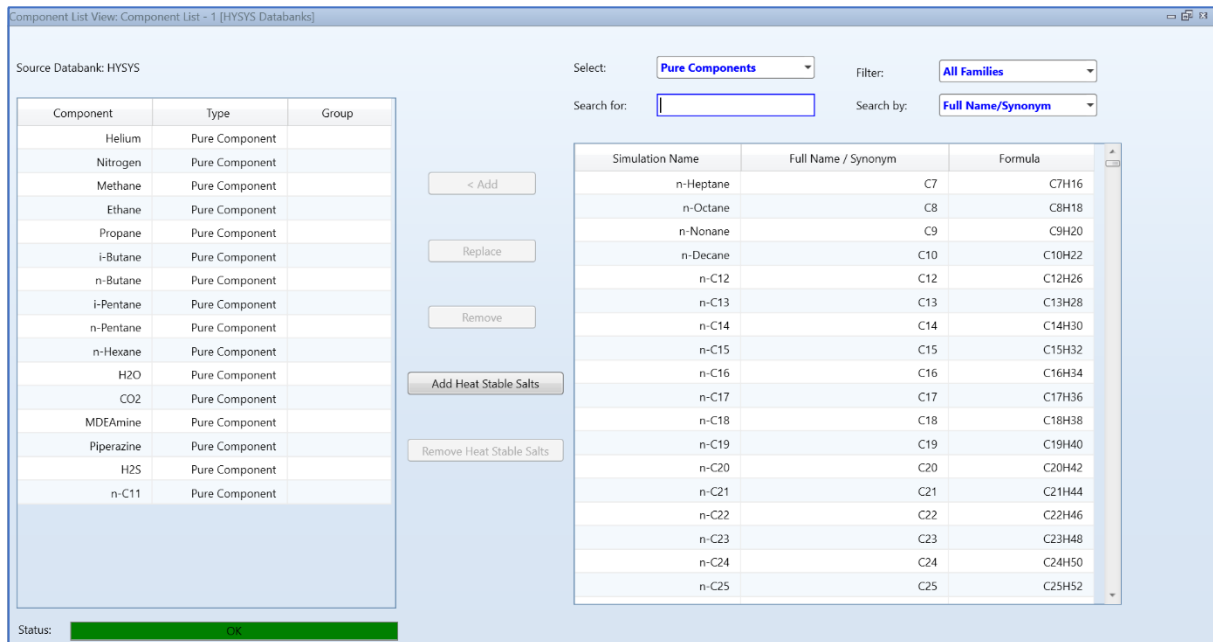


Figure IV 5 : insertion des compositions

➤ **Introduction des équations**

Nous avons deux équations d'états, l'un pour le processus d'amine et l'autre pour l'huile chaude utilisé pour le rebouilleur.

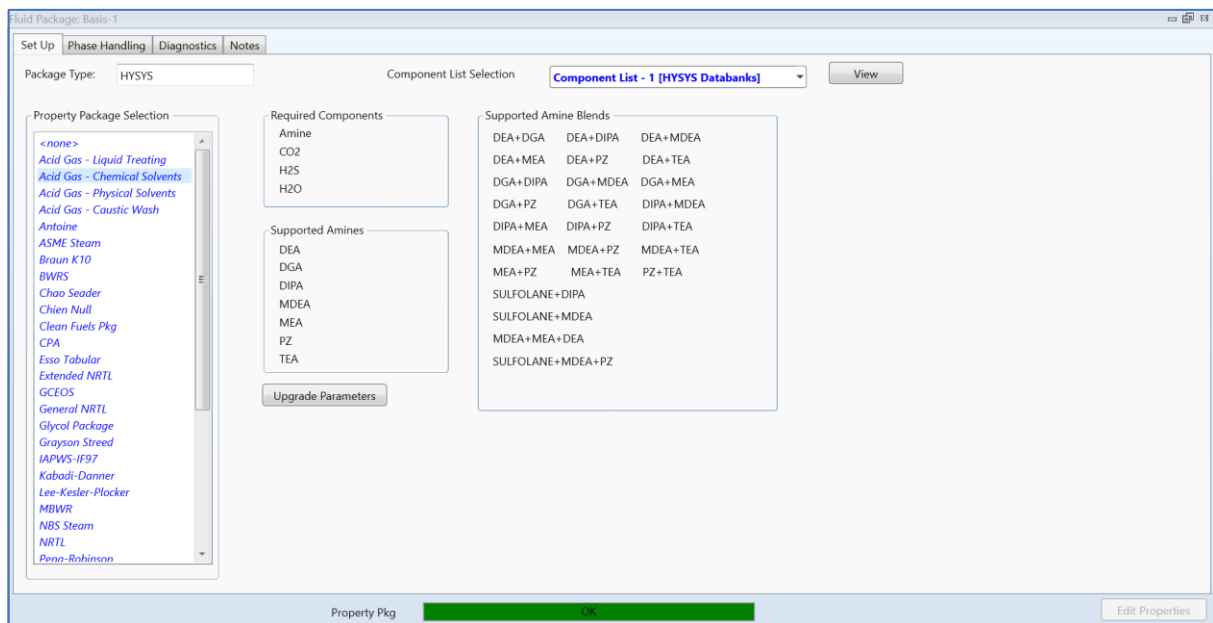


Figure IV.6 : L'équation "Acid Gas-Chemical Solvents"

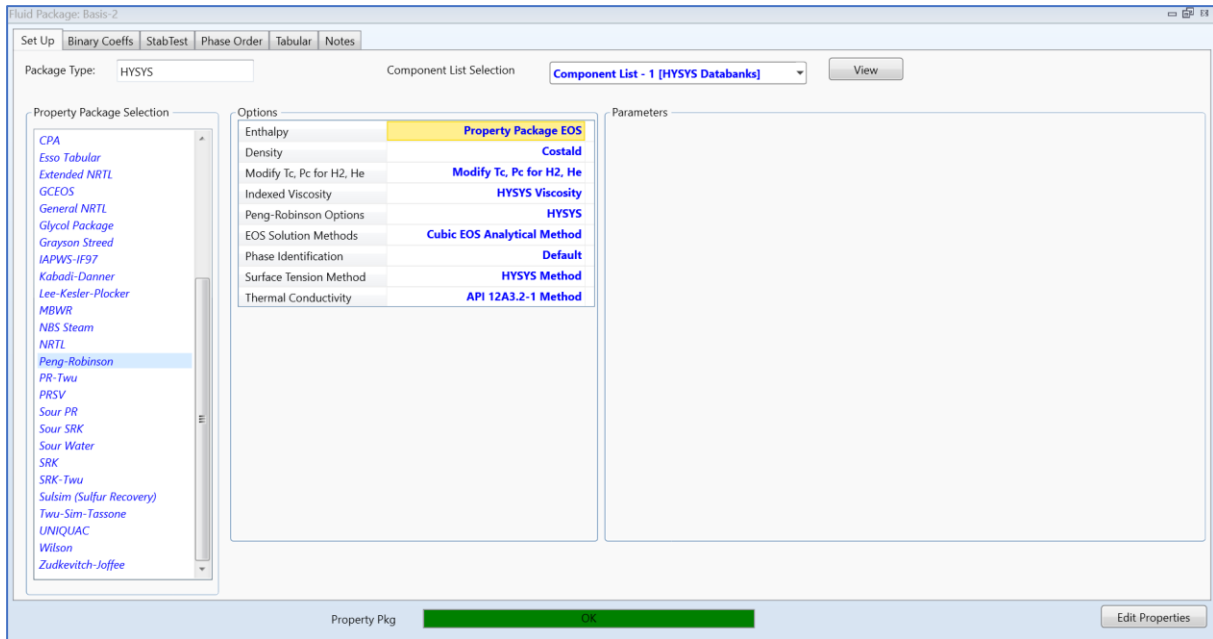


Figure IV.7 : L'équation "Peng-Robinson"

➤ **Insertion les conditions de la charge du GN et de l'aMDEA**

Les deux flux seront traités dans la colonne d'absorption avant d'être introduits dans le reste du processus avec les paramètres suivants : température, pression, débit molaire qui sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.1 : Les conditions de la charge du gaz naturel et de l'aMDEA

| Les conditions de la charge | Gaz naturel | MDEA |
|-----------------------------|-------------|------------|
| Pression | 69 bar | 66.90 bar |
| Débit massique | 227 kg/s | 51.23 kg/s |
| Température | 39 °C | 40 °C |

➤ **Insertion les compositions de la charge du GN et de l'aMDEA**

Les compositions suivantes sont représentées dans les matières premières entrant dans la colonne d'absorption :

Tableau IV.2 : Les compositions de la charge du gaz naturel et de l'aMDEA

| Les compositions de la charge | Fractions molaires du Gaz naturel | Fractions molaires de l'aMDEA |
|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|
| Helium | 0.0019 | 0.0000 |
| Nitrogen | 0.0578 | 0.0000 |
| Methane | 0.8249 | 0.0000 |
| Ethane | 0.0725 | 0.0000 |
| Propane | 0.0235 | 0.0000 |
| i-Butane | 0.0047 | 0.0000 |
| n-Butane | 0.0068 | 0.0000 |
| i-Pentane | 0.0015 | 0.0000 |
| n-Pentane | 0.0019 | 0.0000 |
| n-Hexane | 0.0023 | 0.0000 |
| H ₂ O | 0.0001 | 0.9203 |
| CO ₂ | 0.0021 | 0.0006 |
| MDEAmine | 0.0000 | 0.0643 |
| Piperazine | 0.0000 | 0.0148 |
| H ₂ S | 0.0000 | 0.0000 |
| n-C ₁₁ | 0.0000 | 0.0000 |

➤ **Spécifications et géométrie des colonnes à garnissage**

Le tableau ci-dessous présente les éléments internes des colonnes d'absorption et de régénération :

Tableau IV.3 : Spécifications et géométrie des colonnes à garnissage

| | Hauteur de l'emballage (m) | Diamètre (m) | Nombre de lits | Hauteur d'emballage de l'étage (m) | Ovhd pression (bar) | Bottom pression (bar) |
|-------------------------|----------------------------|--------------|----------------|------------------------------------|---------------------|-----------------------|
| Colonne d'absorption | 6 | 4.6 | 4 | 1.200 | 66.9 | 67 |
| Colonne de régénération | 5 | 3.5 | 2 | 1.000 | 2.350 | 2.400 |

➤ **Configuration internes de la colonne d'absorption**

La configuration interne des colonnes d'absorption et de régénération est illustrée dans les figures ci-dessous :

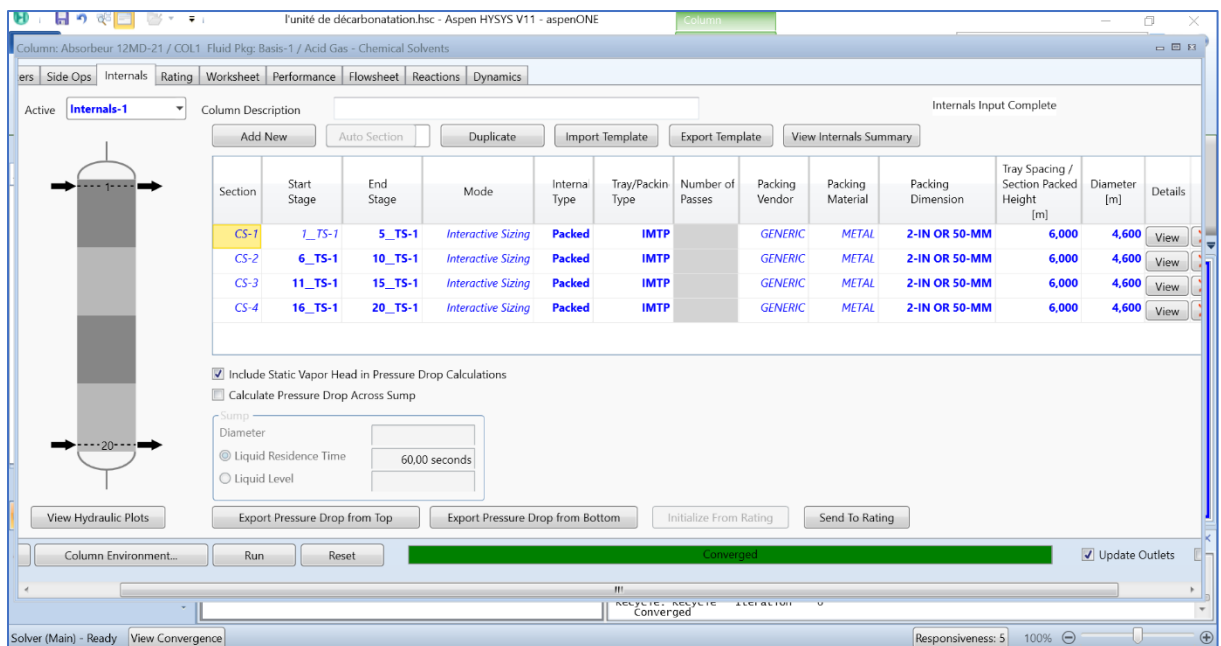


Figure IV.8 : Configuration internes de la colonne d'absorption

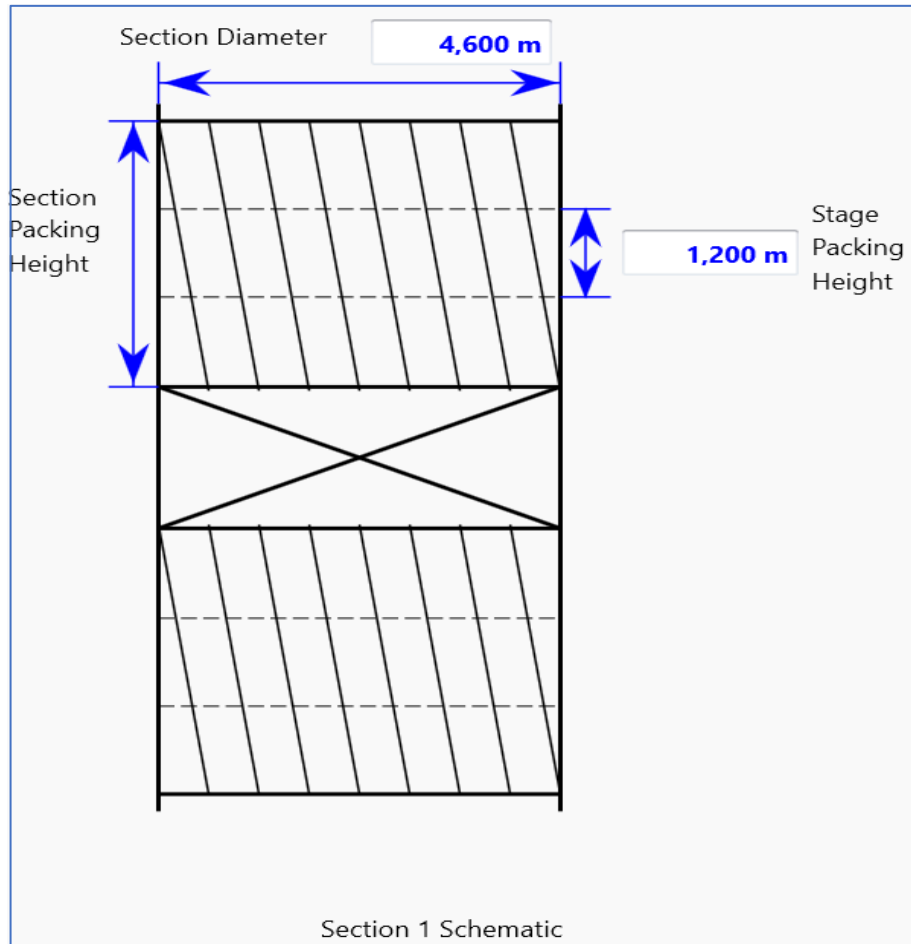


Figure IV.9 : Géométrie de la colonne d'absorption

Column Description: **Internals calculations completed with error.**
Please see hydraulic plot for details.

| Section | Start Stage | End Stage | Mode | Internals Type | Tray/Packin Type | Number of Passes | Packing Vendor | Packing Material | Packing Dimension | Tray Spacing / Section Packed Height [m] | Diameter [m] | Details |
|---------|-------------|------------|--------------------|----------------|------------------|------------------|----------------|------------------|-------------------|--|--------------|---------|
| CS-1 | 1_Main TS | 5_Main TS | Interactive Sizing | Packed | IMTP | | GENERIC | METAL | 2-IN OR 50-MM | 5,000 | 3,500 | View |
| CS-3 | 6_Main TS | 10_Main TS | Interactive Sizing | Packed | IMTP | | GENERIC | METAL | 2-IN OR 50-MM | 5,000 | 3,500 | View |

Include Static Vapor Head in Pressure Drop Calculations
 Calculate Pressure Drop Across Sump

Sump Diameter:
 Liquid Residence Time:
 Liquid Level:

Converged
 Update Outlets

Solver (Main) - Ready | View Convergence | Responsiveness: 5 | 100%

Figure IV.10 : Configuration internes de la colonne de régénération

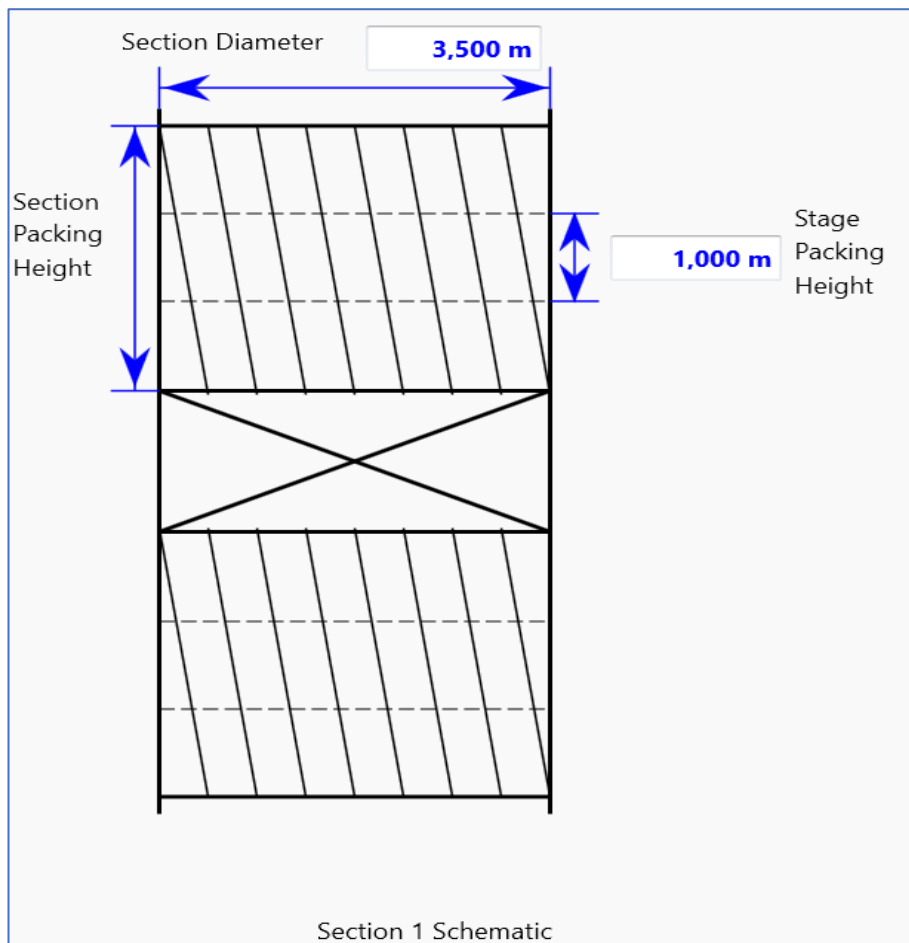


Figure IV.11 : Géométrie de la colonne de régénération

- Après avoir inséré les paramètres précédents, nous obtiendrons la simulation suivante :

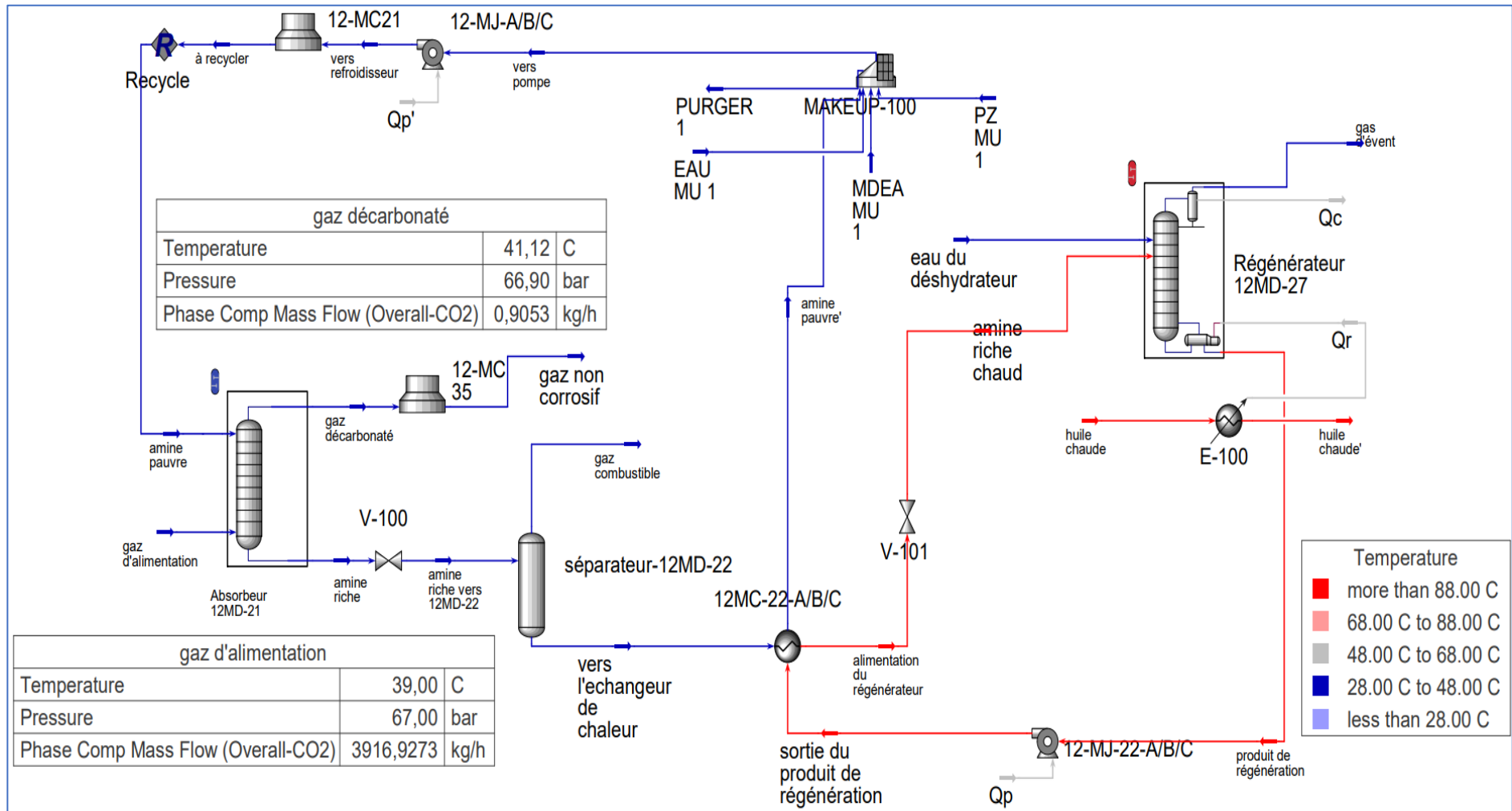


Figure IV.12 : La simulation de l'unité de décarbonatation en utilisant le simulateur HYSYS v11

•Une comparaison entre le débit massique de CO₂ à l'entrée et la sortie du l'absorbeur :

Tableau IV.4 : Comparaison entre le débit massique du CO₂ à l'entrée et la sortie du l'absorbeur dans le cas de 0,21%

| | A l'entrée | A la sortie |
|---|----------------|-------------|
| Débit massique de CO₂ | 3916,9273 kg/h | 0,9053 kg/h |

- À l'entrée : La quantité de gaz naturel est de 3916,9273 kg/h de CO₂ de débit massique.
- À la sortie : La quantité de CO₂ est de 0,9000 kg/h.

En d'autres termes, lorsque le gaz naturel a une teneur en CO₂ de 0,21 % la colonne d'absorption réduit considérablement la quantité de CO₂, passant de 3916,9273 kg/h à seulement 0,9053 kg/h.

IV.4.2. La simulation d'une membrane en utilisant un splitter ajusté

La simulation préliminaire de l'élimination du CO₂ par membrane peut être réalisée avec un simple séparateur de composants (Component splitter) dans le simulateur HYSYS v11.

Nous simulerons le cas où notre gaz d'alimentation contient 2 % ou plus de fraction molaire de dioxyde de carbone, ce qui peut causer des problèmes dans le processus d'amine si l'unité continue à fonctionner à ce rythme.

Pour réduire la teneur en CO₂ à 0,21 % dans le produit, nous avons simulé l'alimentation en gaz naturel dans le "COMPONENT SPLITTER" et utilisé un "ADJUST" pour ajuster la séparation du CO₂ de manière à obtenir une fraction molaire de CO₂ de 0,21 % dans le produit. L'image ci-dessous représente la simulation :

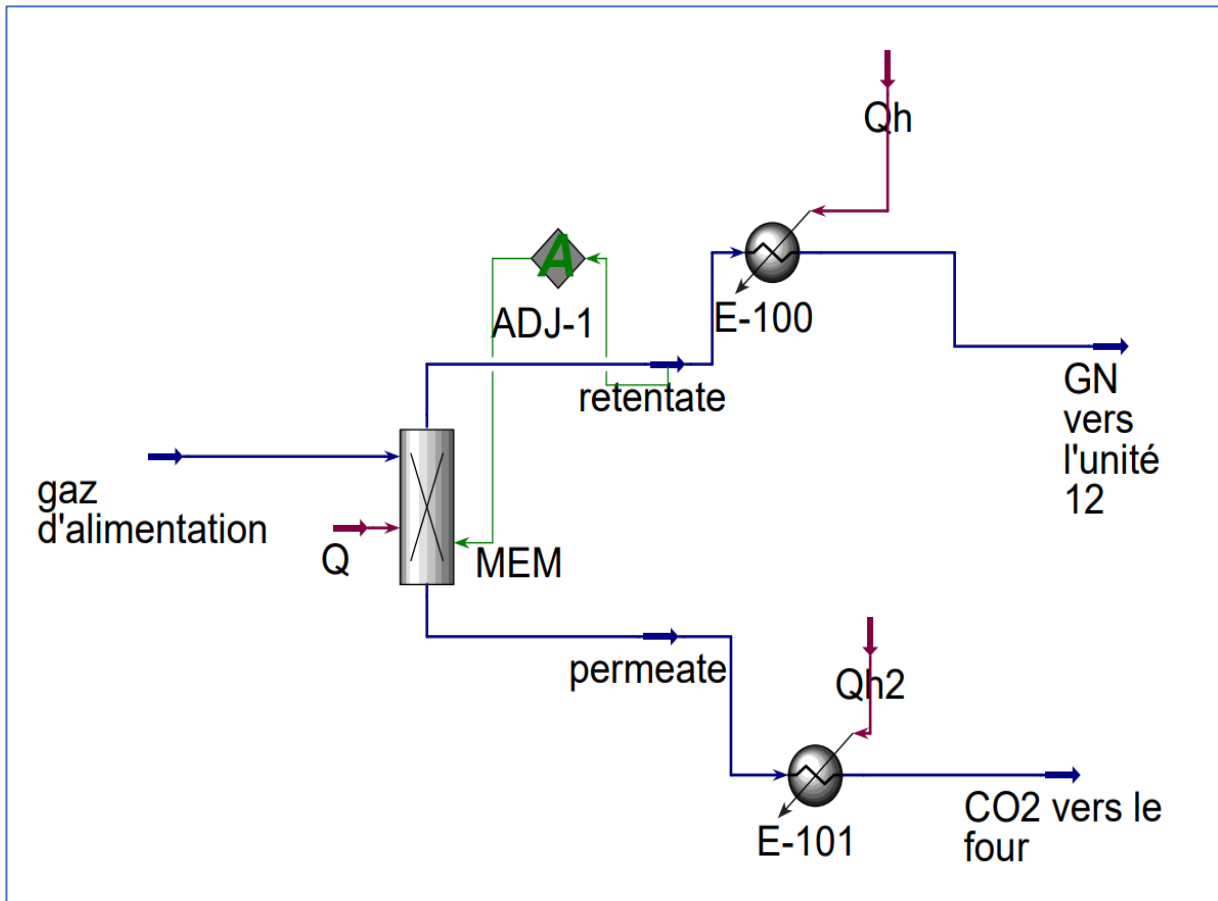


Figure IV.13 : simulation de l'élimination du CO₂ par membrane en utilisant un splitter ajusté

- l'image suivante montre comment régler l'outil de réglage (ADJUST tool) :

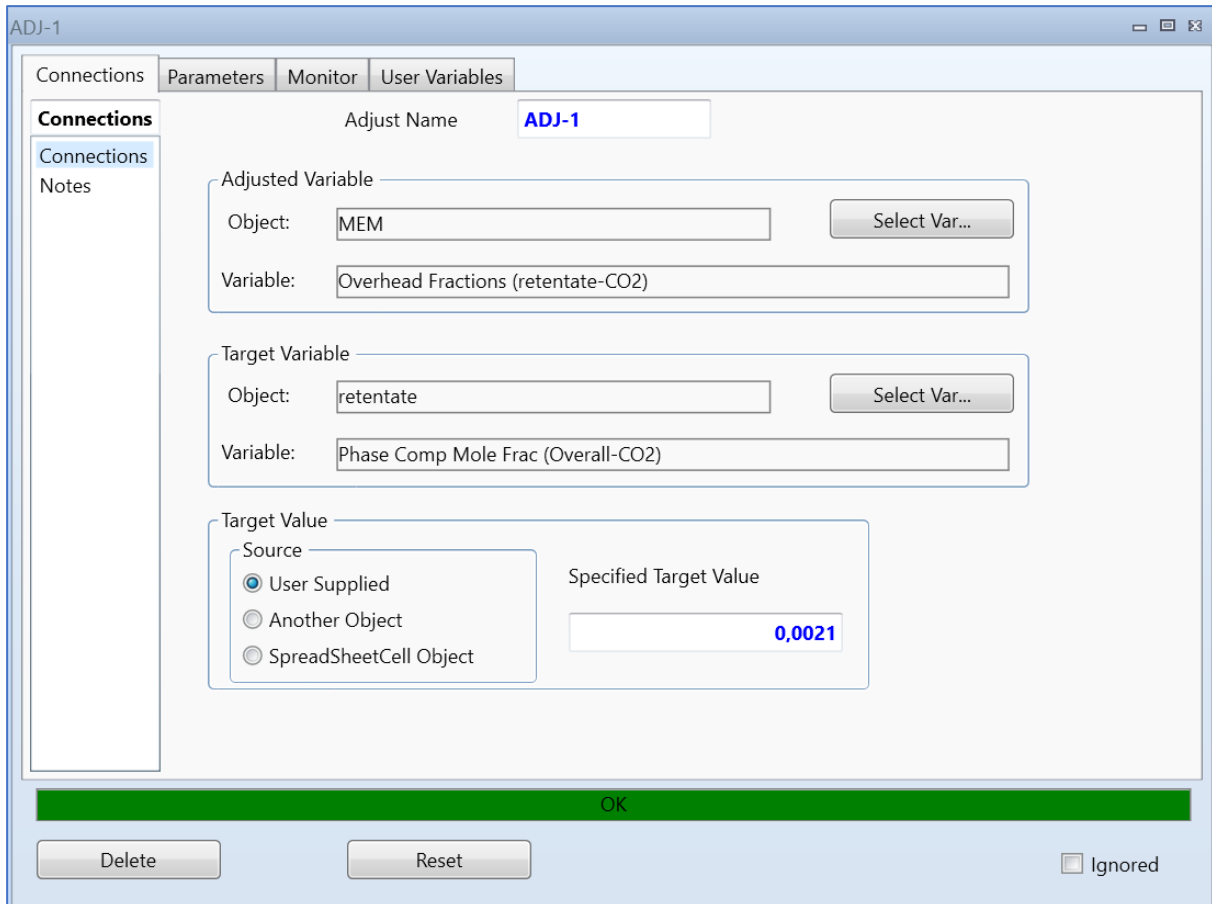


Figure IV.14 : Les paramètres d'entrée dans l'outil de réglage (ADJ-1)

IV.4.3. Résultats de la simulation

Tableau IV.5 : La composition de CO₂ à l'entrée et à la sortie de la membrane

| | Gaz d'alimentation | Retentate |
|---|---------------------------|------------------|
| Composition de CO₂ (mole %) | 2.00% | 0.21% |

Ces résultats montrent que la membrane utilisée pour la séparation du CO₂ a été efficace, car une quantité significative de CO₂ a été retenue, réduisant ainsi sa concentration dans le Retentate. La membrane a permis de séparer une grande partie du CO₂ présent dans le Gaz d'alimentation.

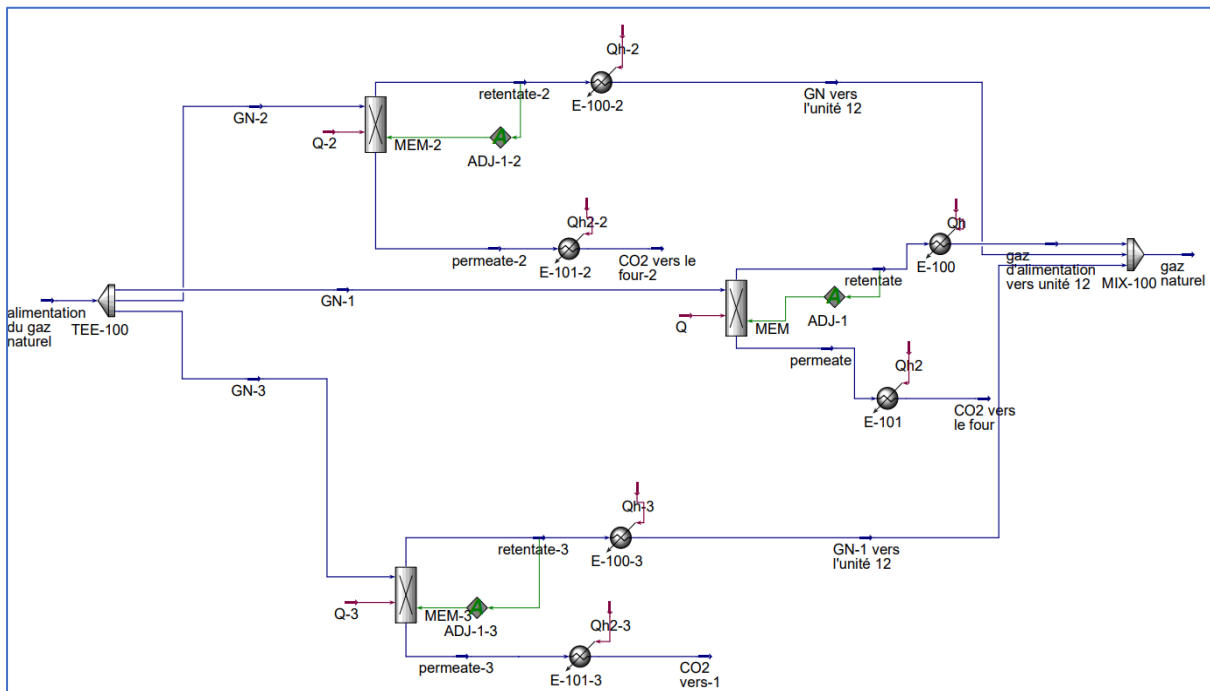
IV.4.4. Multi-membrane

Pour éviter la détérioration de la membrane, le flux gazeux peut être distribué sur plusieurs étages de séparation mis en parallèles pour traiter des faibles débits de gaz.

Un exemple a été simulé pour trois étages de séparation de dioxyde de carbone par la technologie des membranes pour atteindre une teneur de 0,21% en CO₂ à l'entrée de la colonne.

Une autre mise en œuvre est possible par le placement en série des différentes unités de filtration, cette distribution permet éventuellement une marche « by pass ». Une marche permet l'optimisation du processus de filtration membranaire et le contrôle de la mise en marche des combinaisons ou séparation des différents étages.

La figure ci-dessous montre une simulation d'un procédé à membrane à trois étages :



FigureIV.15 : simulation de l'élimination du CO₂ par membrane à trois étages

IV.4.5. La simulation du processus hybride membrane/amine

Après avoir simulé l'unité de décarbonatation du gaz naturel et le processus de membrane en utilisant le simulateur HYSYS pour nous connecterons les deux unités à l'aide de l'outil "RECYCLE", comme indiqué dans l'image ci-dessous :

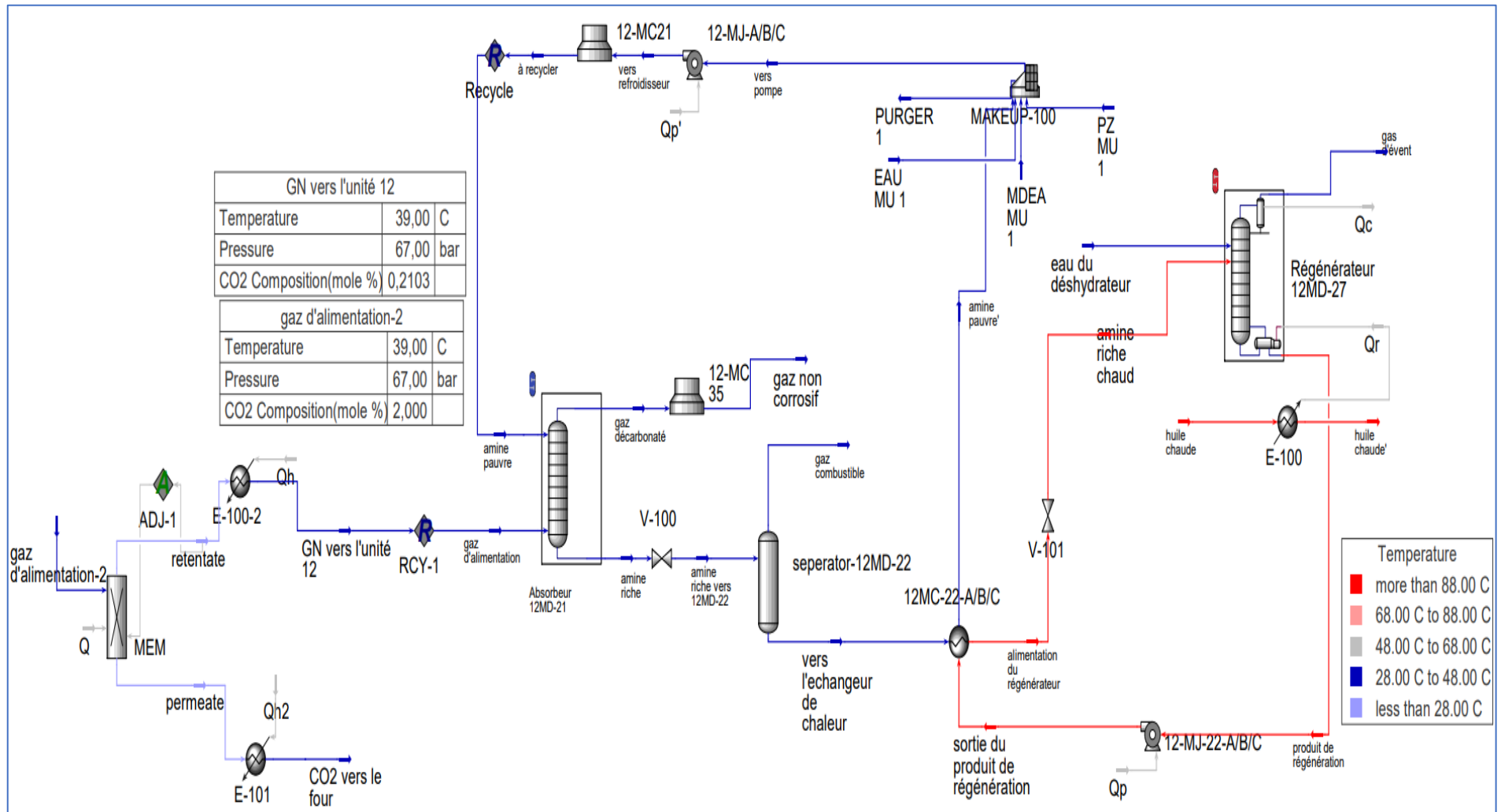


Figure IV.16 : La simulation du processus hybride membrane/amine en utilisant le simulateur HYSYS v11

IV.4.6. Résultats de l'utilisation du MDEA en présence du processus de la membrane

Tableau IV.6 : Le débit de l'aMDEA utilisé avec et sans la membrane

| | Sans membrane | Avec membrane |
|---------------------------------|---------------|---------------|
| Débit MDEA utilisé (t/h) | 504 | 200 |

Lors l'alimentation de colonne de decarbonatation avec une teneur de CO₂ de l'ordre de 2% , un débit de MDEA de 504 t/h en est recommandé pour le bon fonctionnement de la colonne . cela est biensur sans présence de la technologie des membranes .

Pour notre membrane proposée la teneur en CO₂ sera réduite à une valeur de ≤ 0.21%, donc un débit de ≤ 200 t/h sera utilisé dans l'unité de décarbonatation. (figure IV.17).

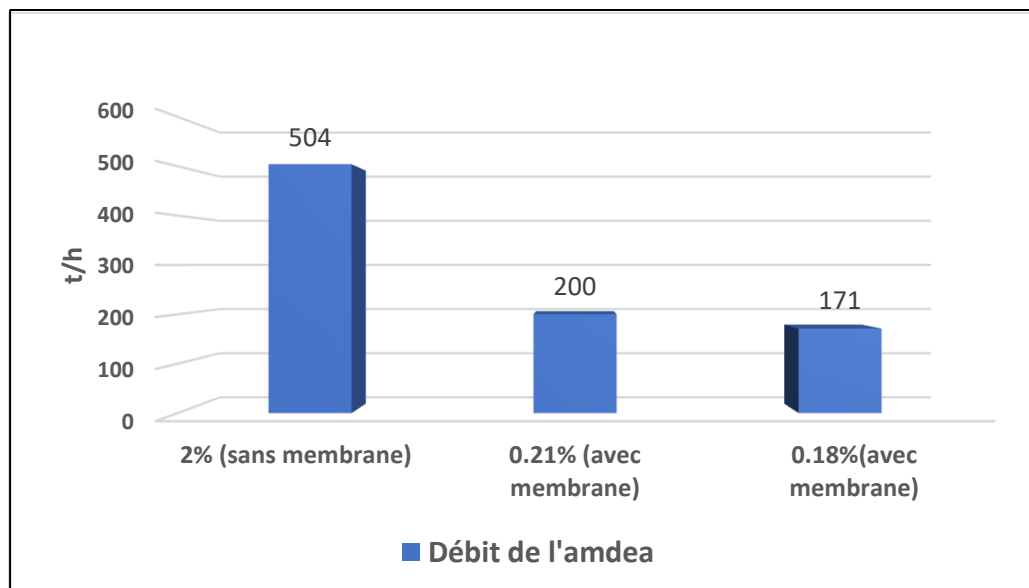


Figure IV.17 : Comparaison de débit de l'aMDEA entre processus avec/sans membrane

IV.4.7. Discussion des résultats

Dans le cas sans membrane, où la teneur en CO₂ est égale ou supérieure à 2 %, une quantité plus importante d'amine (504 t/h) doit être injectée pour traiter le gaz naturel et réduire la teneur en CO₂. Cela indique une charge de travail plus élevée pour le processus de l'amine en raison de la concentration initiale plus élevée de CO₂.

Dans le cas de l'utilisation de la technologie des membranes, quantité réduite d'amine (≤ 200 t/h) est nécessaire pour atteindre le même objectif de réduction de la teneur en CO_2 . Cela suggère que le gaz naturel contient initialement moins de CO_2 ($\leq 0.21\%$), ce qui permet une réduction plus facile et moins intensive en termes de quantité d'amine requise.

L'application d'un processus hybride membrane/amine peut offrir une solution plus efficace et rentable pour la réduction de la teneur en CO_2 dans le gaz naturel par rapport au processus de l'amine seul.

En effet, la membrane est généralement considérée comme plus efficace dans la séparation du CO_2 que le processus de l'amine seul. De plus, l'utilisation des membranes peut souvent réduire les coûts globaux en réduisant la charge de travail de l'amine, en augmentant l'efficacité de capture du CO_2 et en réduisant les besoins en produits chimiques.

IV.4.8. Etude de résultats de la simulation hybride amine/membrane

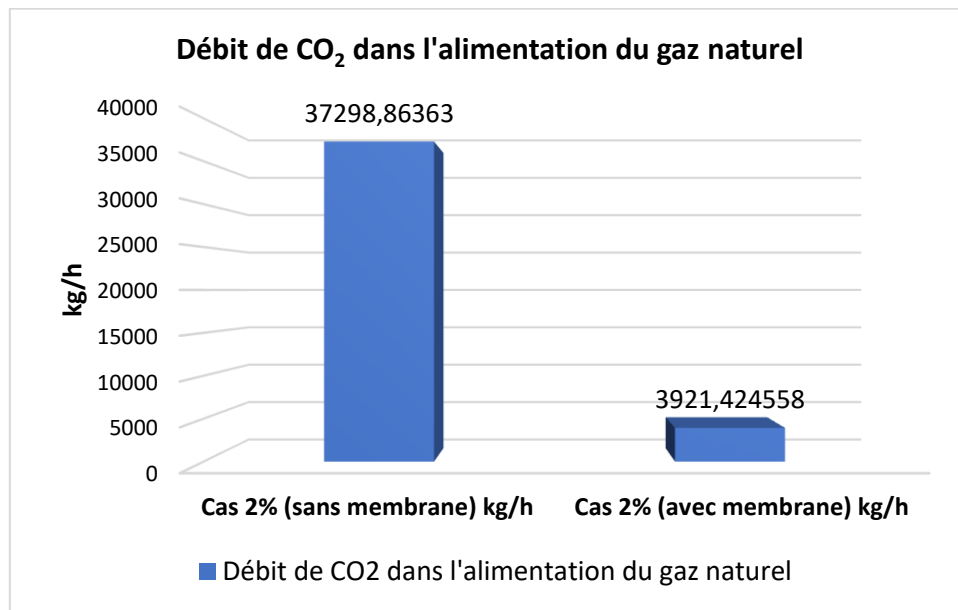


Figure IV.18 : Comparaison entre le débit massique de CO_2 avec et sans membrane à l'entrée de l'absorbeur dans le cas d'une teneur en CO_2 de 2%

Lorsque l'on compare le débit massique de CO_2 dans l'alimentation du gaz naturel, on constate une différence significative entre la configuration avec une membrane et celle sans membrane. En présence de la membrane, le débit de CO_2 est notablement réduit par rapport à la configuration sans membrane, Une réduction surprenante supplémentaire de 33377,43 kg/h en débit massique du CO_2 .

IV.5. Simulation de deux colonnes garnissage et mixte dans les deux cas (0.21%/2%)

L'image ci-dessous montre les internes de la colonne remplie qui a quatre lits de type IMTP :

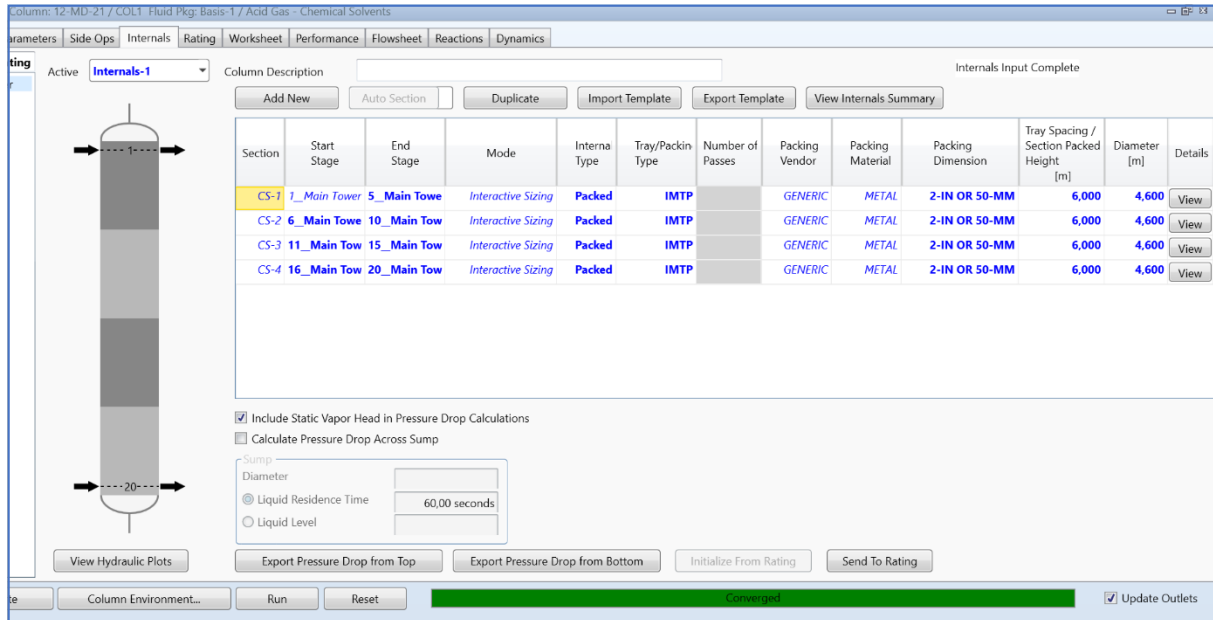


Figure IV.19: Colonne a garnissage

L'image suivante montre la colonne modifiée dans laquelle nous avons utilisé 10 plateaux et deux lits à garnissage, quatre sections internes deux pour les lits de garnissages et deux pour les plateaux.

De bas vers le haut : les plateaux et les lits à garnissage dans cet ordre :

5P → UT → 5P → UT

Avec HUT correspond à la hauteur de 5P.

Indication :

- G : Garnissage
- P : plateau
- UT : Unité de transfère qui signifiée un lit de garnissage.
- HUT : Hauteur d'une unité de transfert (lit de garnissage)

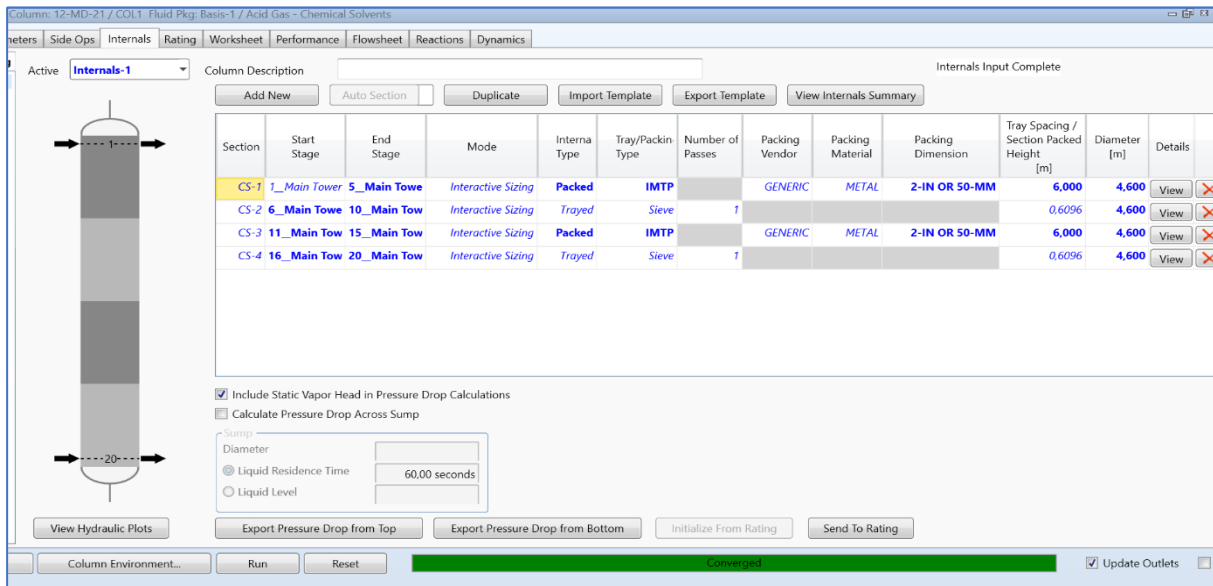


Figure IV.20 : Colonne mixte

IV.5.1. Résultats de la simulation

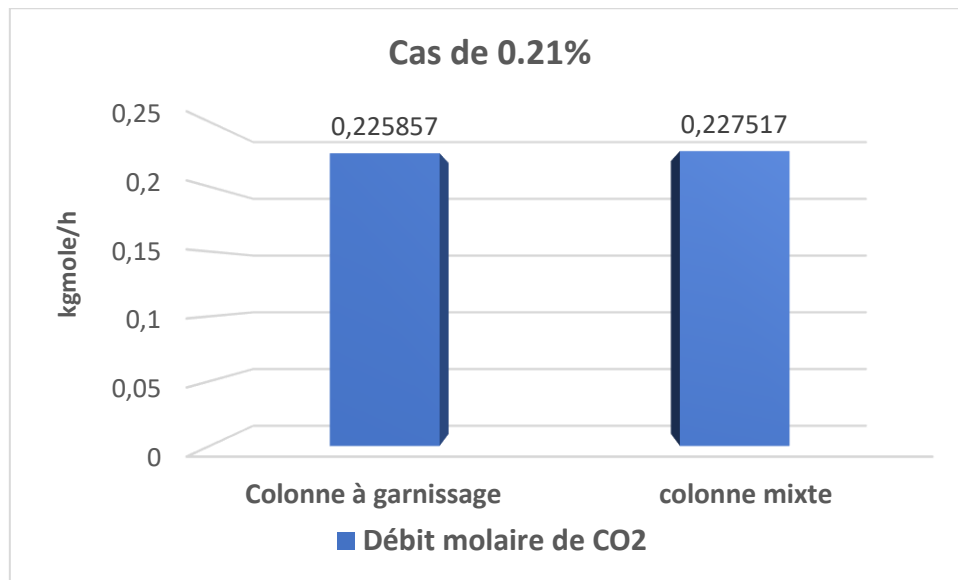


Figure IV.21 : comparaison de débit de CO₂ dans le GND entre la colonne à garnissage et la colonne mixte dans le cas de 0.21%

Dans le cas d'une teneur en CO₂ de 0,21 % contenu dans l'alimentation du gaz naturel, l'utilisation d'une colonne mixte Plateaux à clapets / Garnissage permet de garantir le résultat attendu de la colonne de garnissage déjà fonctionnelle avec seulement une légère variation du débit molaire.

•Variation du débit MDEA

La variation du débit de MDEA a été étudiée pour les deux types de colonnes :

- La colonne actuellement utilisée : Colonne à garnissage
- La colonne mixte proposée : Plateaux à clapets / Garnissage

Les résultats trouvés sont représentés dans la figure suivante :

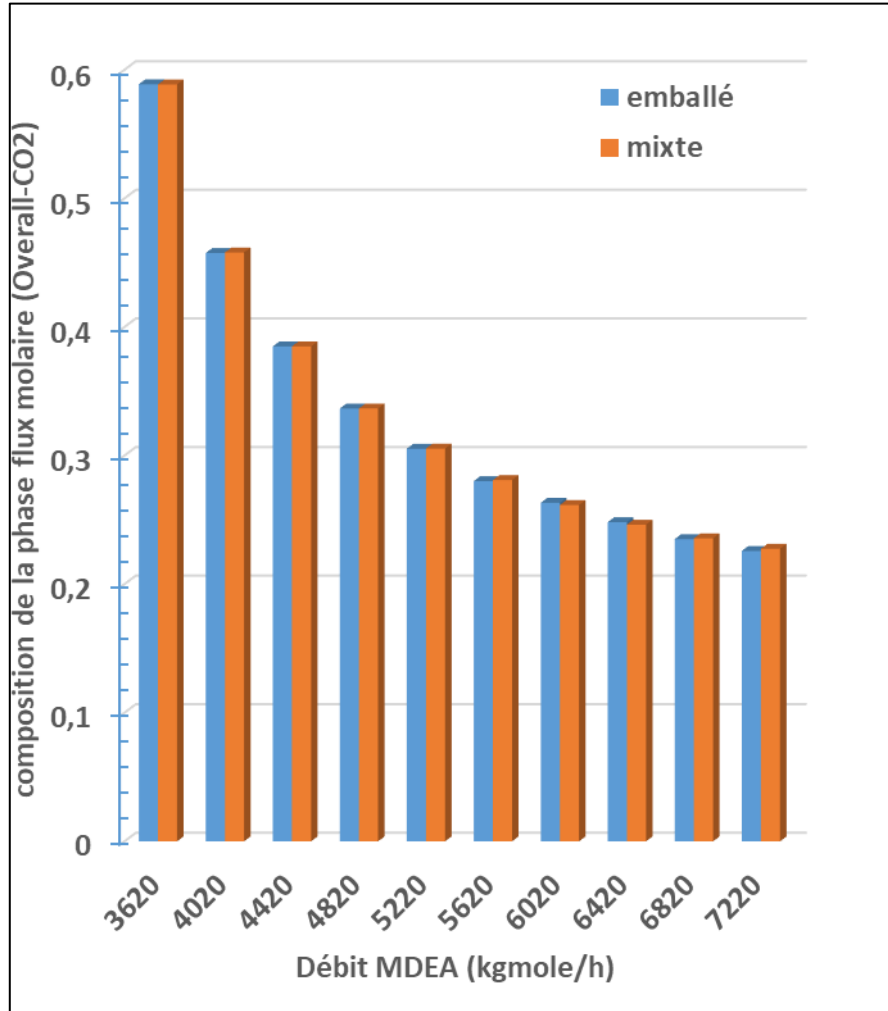


Figure IV.22 : La variation du débit de l'aMDEA dans les deux colonnes

La figure ci-dessus montre que quel que soit le débit de MDEA introduit dans la colonne, les résultats trouvés pour la colonne mixte Plateaux à clapets / Garnissage en termes de séparation de CO₂ sont identiques à ceux trouvés pour la colonne à garnissage fonctionnelle.

A la lumière de ces bons résultats, une substitution d'un lot de garnissage par 5 plateaux à clapets en cas de problème nécessitant son remplacement, permet d'assurer les mêmes performances de la colonne même en cas de modification de paramètres opératoires (tel que le débit de l'aMDEA). L'utilisation d'une colonne mixte Plateaux à clapets /

Garnissage se présente alors comme une alternative efficace en termes de séparation du CO₂ et économique en terme du cout.

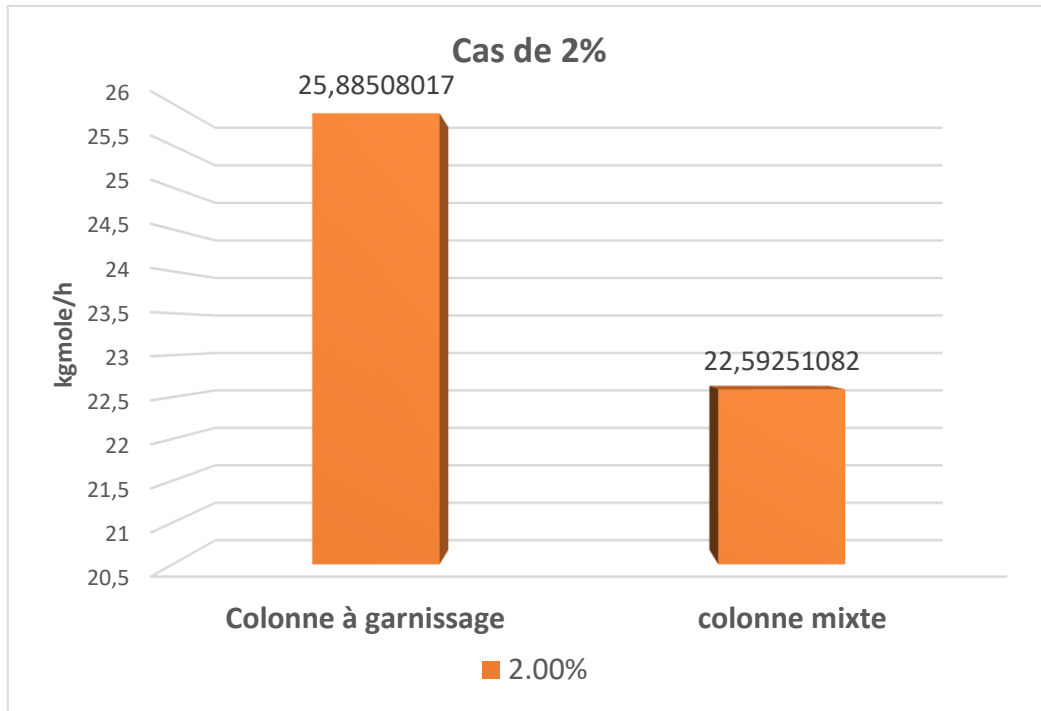


Figure IV.23 : comparaison de débit de CO₂ entre la colonne à garnissage et la colonne mixte dans le cas de 2%

Pour le cas d'un flux entrant contenant 2% de CO₂, l'utilisation d'une colonne mixte Plateaux à clapets / Garnissage permet non seulement de garantir le résultat attendu de la colonne de garnissage déjà fonctionnelle, mais aussi une amélioration nette de la séparation du CO₂ à partir de flux de gaz à forte charge en gaz acide notamment le dioxyde de carbone. Une réduction surprenante supplémentaire de 3,29 kgmole/h en débit du CO₂ dans le gaz traité a été obtenue pour la colonne mixte par rapport à la colonne fonctionnelle. Ce résultat très prometteur donne ouvertement la possibilité d'une étude plus détaillée d'un nouveau procédé hybride membrane/amine/colonne mixte.

IV.6. Conclusion

En conclusion, l'utilisation du processus hybride membrane/amine pour la séparation du CO₂ dans le gaz naturel, combiné à l'utilisation d'une colonne d'absorption mixte comprenant à la fois des garnissages et des plateaux, présente une solution efficace et économique. Ce procédé permet une capture plus efficace du CO₂ grâce à l'utilisation de la technologie des membranes tandis que l'amine complète le processus en éliminant le CO₂ résiduel.

La simulation du processus amine/membrane effectuée pour l'objectif de réduire le teneur en CO₂ de 2% jusqu'à 0.21%, Ce procédé hybride présente des avantages significatifs, tels qu'une plus grande efficacité de capture du CO₂ et des coûts réduits en termes de produits chimiques et d'énergie, Il offre également une flexibilité opérationnelle pour optimiser les performances en fonction des variations de la composition du gaz d'alimentation

- Le débit de CO₂ dans la sortie de la colonne mixte est inférieur à celui de la colonne à garnissage dans le cas d'une teneur en CO₂ de 2%.
- Le débit de CO₂ dans la sortie de la colonne mixte est presque identique à celui de la colonne à garnissage dans le cas d'une teneur en CO₂ de 0.21%.

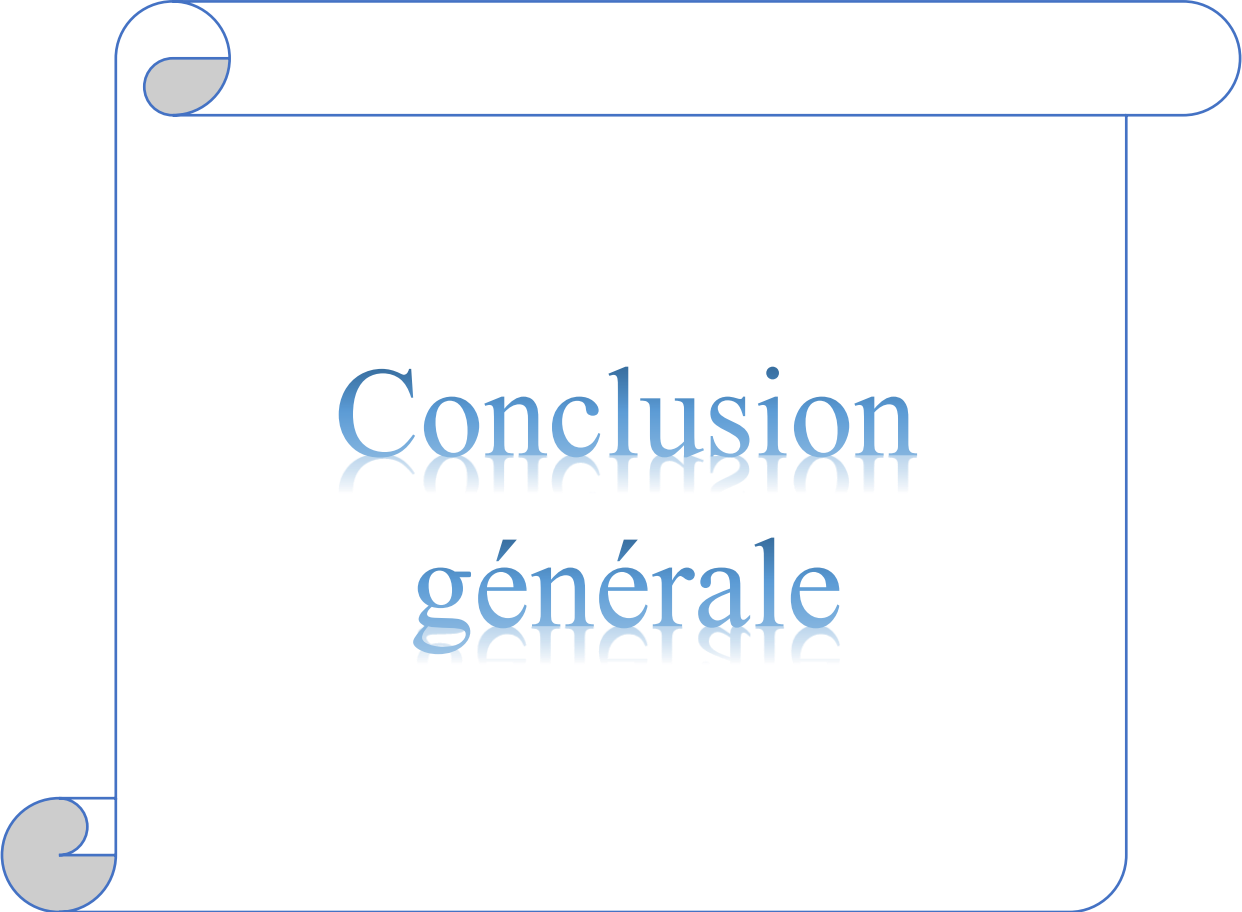
L'introduction de plateaux dans la colonne d'absorption ajoute une flexibilité opérationnelle et permet d'optimiser les performances en fonction des variations des conditions de fonctionnement. Cette approche combinée offre des avantages significatifs, notamment une meilleure séparation du CO₂, une réduction des coûts en termes de produits chimiques et d'énergie, ainsi qu'une adaptabilité aux fluctuations de la composition du gaz naturel.

Références bibliographiques

[1] A. W. Ameen, P. M. Budd, et P. Gorgojo, « Superglassy Polymers to Treat Natural Gas by Hybrid Membrane/Amine Processes : Can Fillers Help ? », *Membranes*, vol. 10, n° 12, Art. n° 12, déc. 2020, doi : 10.3390/membranes10120413.

[2] M. Mohammed Arezki CHEKROUN et M. Nouredine LEBAZ, « Simulation de l'évaluation et du captage du CO₂ émis par la cimenterie de Meftah », Ecole Nationale Polytechnique, 2011. Consulté le : 16 juin 2023. [En ligne]. Disponible sur : http://repository.enp.edu.dz/jspui/bitstream/123456789/5154/1/CHEKROUN.Mohammed%20Arezki_LEBAZ.Nouredine.pdf

[3] N. Mouni, « Simulation et optimisation des paramètres technologiques de l'unité de fractionnement des GPL à Haoud Berkaoui », Université de Boumerdès-M'hamed Bougara, 2013.



Conclusion générale

Dans ce travail, nous avons réalisé une étude sur l'unité de décarbonatation du gaz naturel suite à un stage pratique au milieu professionnel. Le stage a été effectué au nouveau Mégatrain de la production du gaz naturel, au complexe GL1K de skikda. Ce passage nous a permis, d'une part, d'approfondir nos connaissances et les différentes théories que nous avons acquises durant notre formation théorique, et d'effectuer d'une autre part, une étude approfondie ayant comme but de moderniser l'unité de décarbonatation, d'améliorer l'efficacité de et réduire le coût d'investissement de l'usine.

L'objectif de ce travail est d'utiliser la technologie des membranes avec le processus d'amine (en amont de l'absorbeur), d'étudier l'effet de la synergie et de faire une comparaison d'efficacité entre deux colonnes :

- Colonne à garnissage dans les deux cas où la teneur en CO₂ est (0.21% / 2.00%).
- Colonne mixte (plateaux et garnissage) dans les deux cas où la teneur en CO₂ est (0.21% / 2.00%).

Cette étude est basée sur l'utilisation du simulateur de procédés « Aspen HYSYS » qui nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

- Nous avons pu vérifier la validité de la simulation de l'unité de décarbonatation du gaz naturel avec une teneur en CO₂ de 0,21%.
- Nous avons réalisé une simulation du processus hybride membrane/amine pour une alimentation du gaz naturel de teneur de CO₂ de 2,00 % (la teneur en gaz où le problème de la formation de mousse se produit).
- Nous avons établi une simulation de la colonne d'absorbeur mixte (plateaux et garnissage) et comparer les résultats avec les résultats de la simulation originale de décarbonatation dans les deux cas où la teneur en CO₂ est (0.21% / 2.00%).

Cette étude a permis de déterminer les points suivants :

- L'introduction de la membrane dans l'unité de décarbonatation a démontré des avantages significatifs, tel qu'une réduction de la teneur en CO₂ à des niveaux inférieurs à 0,21% et une réduction du débit d'amine nécessaire à moins de 200 t/h.
- Une réduction surprenante supplémentaire de 3,29 kgmole/h en débit du CO₂ dans le gaz traité a été obtenue pour la colonne mixte par rapport à la colonne fonctionnelle dans le cas de 2,00 % de teneur en CO₂.

En conclusion, , l'implémentation d'un processus hybride membrane/amine avec une colonne mixte (plateaux et garnissages) dans l'unité de décarbonatation peut offrir des avantages significatifs en termes de réduction de la teneur en CO₂, de diminution de la quantité d'amine requise et de réduction des coûts opérationnels, Ces résultats ouvrent la voie à de futures améliorations et recherches dans le domaine de la décarbonatation du gaz naturel, contribuant ainsi à la transition vers des sources d'énergie plus propres et durables.