



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
People's Democratic republic of Algeria
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministry of Higher Education and Scientific Research
جامعة عبد الحميد بن باديس - مستغانم
Abdel Hamid Ibn Badis University - Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculty of Sciences and Technology
قسم هندسة الطرائق



Department of Process Engineering

N° d'ordre : M2...../IP/2022

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : Industries pétrochimiques

Option : Génie pétrochimique

Thème

**SIMULATION D'UNE SECTION DE DECARBONATATION DU GAZ
NATUREL PAR HYSYS**

Présenté par

1- M^r. SEDDAK Mohamed Fayçal

2- M^{elle}. HAMMOU Kenza

Soutenu le 07/07/ 2022 devant le jury composé de :

Présidente :	TOUMI Imene	M.C.A	Université de Mostaganem
Examinatrice :	SOLTANE Khadidja	M.A.A	Université de Mostaganem
Encadrante :	BESSAHA Fatiha	M.C.A	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2021-2022

Remerciements

On remercie dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord nous souhaitons avant tout remercier notre encadrante BESSAHA Fatima, Maître de conférences A à l'université de Mostaganem pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion.

Nous exprimons nos sincères remerciements à madame TOUMI IMENE Maître de conférences A à l'université de Mostaganem d'avoir accepté de présider le jury de ce travail. Nous remercions également Madame SOLTANE Khadidja Maître-assistant A à l'université de Mostaganem d'avoir accepté d'examiner le travail.

Enfin, nous tenons à témoigner nos sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement de notre stage de fin d'études et à l'élaboration de ce modeste travail.

ملخص

الغاز الطبيعي هو مصدر الطاقة الأقل تلويثًا مقارنة بمصادر الطاقة الأخرى. كما ساعد على إحداث فرق كبير في المجال الصناعي والاقتصادي في السنوات الأخيرة بسبب استخداماته العديدة. ولكن قبل أن تتم معالجته لإزالة جميع الشوائب التي يحتوي عليها مثل ثاني أكسيد الكربون وكبريتيد الهيدروجين المحتوي على الغاز الطبيعي. CO₂ الهدف من هذه الأطروحة هو تحسين وحدة إزالة الكربون التي تعالج امتصاص كمذيب. تظهر النتائج (MDEA) باستخدام مونو إيثانولامين CO₂ يتكون العمل من محاكاة الحور الرجراج لامتصاص MEA. هذه القيمة أقل من CO₂ التي تم الحصول عليها أن معدل إزالة. الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي، ثاني أكسيد الكربون، امتصاص، MDEA، Aspen HYSYS.

Abstract

Natural gas is one of the least polluting energy sources compared to other energy sources. It has also made a big difference in the industrial and economic field in the last years because of its numerous uses. But first it must be treated to eliminate all the impurities it contains such as carbon dioxide and hydrogen sulfide ...

The objective of this thesis is to optimize the decarbonation unit that treats the absorption of CO₂ contained in natural gas. The work consists of making the simulation by Aspen the absorption of CO₂ using Monoethanolamine (MDEA) as solvent. The results obtained show that the removal rate of CO₂ is 58%. This value is lower than that of MEA.

Keywords: natural gas, CO₂, decarbonization, MDEA , aspen hysys.

Résumé

Le gaz naturel est une source d'énergie la moins polluante par rapport aux autres sources d'énergies. Il a également contribué à faire une grande différence dans le domaine industriel et économique dans les dernières années à cause de ses nombreuses utilisations. Mais avant il doit être traité pour éliminer toutes les impuretés qu'il contient tel que le dioxyde de carbone et l'hydrogène sulfuré

L'objectif de ce mémoire est d'optimiser l'unité de décarbonation qui traite l'absorption de CO₂ contenant dans le gaz naturel. Le travail consiste à faire la simulation par Aspen l'absorption de CO₂ en utilisant Monoéthanolamine (MDEA) comme solvant. Les résultats obtenus montrent que le taux d'élimination de CO₂ est de 58 %. Cette valeur qui inférieure par rapport au MEA.

Mots clés : Gaz naturel, CO₂, décarbonation, MDEA, Aspen HYSYS.

NOMENCLATURE

P : Pression [Bar]

T : Température [°C]

V : Volume [m³]

GN : Gaz Naturel

GNT : Gaz naturel traité

GNP : Gaz naturel pauvre

MEA : Monoéthanolamine

MEAP : Monoéthanolamine pauvre en CO₂

MEAP : Monoéthanolamine riche en CO₂

CH₄ : Methane

C₂H₆ : Ethane

C₃H₈ : Propane

i-C₄H₁₀ : I-Butane

n-C₄H₁₀ : n-Butane

i-C₅H₁₂: I-pentane

n- C₅H₁₂ : n-Pentane

n-C₆H₁₄ : n-Hexane

N₂ : Nitrogène

CO₂ : dioxyde de Carbone

H₂O : eau

T-100 : colonne d'absorption (absorbeur)

V-100 : Séparateur de fluide

V-101: Séparateur de fluide

V-102 : Séparateur de fluide

VLV-100 : valve

VLV-101: valve

E-100 : échangeur (amine/amine)

t-101 : colonne de régénération (régénérateur)

P100 : pompe

AC-100 : air cooler

P101 : pompe

MAKEUP-100 : makeup

RCY-1 : recycle (pour la réinjection).

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Composition de quelques gisements de gaz naturel.....	02
Tableau I.2. Réserves du gaz naturel 2022.....	04
Tableau I.3 :Propriétés de MDEA.....	12
Tableau I.4 : Propriétés de MEA	13
Tableau II.1. Composition chimique de MDEA entrée de l'absorbeur et leur caractéristique physique.....	17
Tableau II.2. Paramètres de fonctionnement de l'absorbeur.....	25
Tableau II.3. Caractéristique physique et chimique MDEA entrée et sortie de régénérateur..	28
Tableau II.4 Les résultats obtenus par la simulation d'unité de décarbonatation avec le MEA et MDEA.....	32
Tableau II.5 : Pourcentage de constituants dans les produits au niveau de l'absorbeur par MEA et MDEA.....	32

Liste des figures

Figure I.1 : Evolution de la production du gaz naturel.....	03
Figure I.2 : Exportateur de gaz naturel en 2022.....	03
Figure I.3 : Stockage du gaz naturel pendant les quatre dernières années.....	05
Figure I.4 : Évolution attendue de la croissance de la consommation de gaz naturel dans le monde, pour la période 2004-2030 et par secteur d'activités.....	05
Figure I.5 : Demande du gaz naturel dans les prochaines années	06
Figure I.6 : Evolution du prix du gaz naturel en 2022.....	07
Figure I.7 : Facteurs affectant sur le prix du gaz naturel.....	07
Figure I.8 : Utilisation de gaz naturel.....	08
Figure I.9 : Représentation de la structure chimique 2D	11
Figure I.10 : Représentation de la structure chimique 3D	11
Figure I.11 : Représentation de la structure chimique 2D.....	12
Figure I.12 : Représentation de la structure chimique 3D.....	13
Figure II.1 : Onglet de liste des composants « component list »	18
Figure II.2 : Onglet « fluid packages ».....	18
Figure II.3 : Onglet « worksheet/composition » de la charge alimentation.....	19
Figure II.4 : Onglet « worksheet/condition » du stream MDEA.....	19
Figure II.5 : Onglet « design/connections » de l'absorbeur.....	20
Figure II.6 : Environnement de l'absorbeur.....	20
Figure II.7 : Onglet« design/connections » du séparateur V-101.....	21
Figure II.8 : Onglet « design/connections » du séparateur V-102.....	21
Figure II.9 : Onglet « design/connections » du échangeur du chaleur	22
Figure II.10 : Onglet « design/connections » du régénérateur.....	23
Figure II.11 : Environnement de régénérateur.....	23
Figure II.12 : Schéma « floowsheet » final de la simulation de décarbonatation du gaz naturel par logiciel Aspen HYSYS.....	24
Figure II.13 : Evolution de la pression en fonction du nombre de plateaux dans l'absorbeur..	26
Figure II.14 : Evolution de la température en fonction du nombre de plateaux dans l'absorbeur.....	27
Figure II.15 : Onglet de l'évaluation de l'absorbeur	28
Figure II.16 : Onglet « worksheet/connections » du absorbeur.....	28

Figure II.17 : Evolution de la température en fonction du nombre de plateaux dans régénérateur.....	30
Figure II.18 : Evolution de la pression en fonction du nombre de plateaux dans régénérateur	30
Figure II.19 : Onglet de l'évaluation de du régénérateur	31
Figure II.20 : Onglet « worksheet/connections » du régénérateur	31

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE.....	01
CHAPITRE I : GENERALITES	02
I.1. INTRODUCTION.....	02
I.2. STATISTIQUES SUR LE GAZ NATUREL.....	02
I.2.1. Composition de quelques gisements de gaz naturel.....	02
I.2.2. Production du gaz naturel.....	02
I.2.3.Principales pays exportateurs du gaz naturel	03
I.2.4 Réserves du gaz naturel	04
I.2.5. Variation du stockage de gaz naturel.....	04
I.2.6.Consommation du gaz naturel.....	05
I.2.7.Demande du gaz naturel dans les prochaines années.....	06
I.2.8.Evolution du prix du gaz naturel en 2022	06
I.2.9.Facteurs affectant sur le prix du gaz naturel	07
I.2.10. Utilisation de gaz naturel	07
I.3.TRAITEMENT DU GAZ NATUREL.....	08
I.3.1. Introduction.....	08
I.3.2. Objectif de la chaîne de traitement du gaz	08
I.3.3.Décarbonatation.....	09
I.3.3.1. Perméation membranaire.....	09
I.3.3.2. Procédés par solvants chimiques	09
I.3.3.3.Procédés par absorption	10
I.3.4.Methyldiethanolamine (MDEA)	11
I.3.4.1. Propriétés de MDEA	12
I.3.5.Monoéthanolamine (MEA)	12
I.3.5.1. Propriétés de MEA.....	13
I.4. SIMULATION PAR HYSYS.....	13
I.4.1.Introduction	13
I.4.2.Définition de la simulation.....	14
I.4.3.Principes de fonctionnement et rôle des simulateurs.....	14
I.4.4. Process flow diagram (PFD)	14
I.4.5.Modes de fonctionnement des simulateurs	14

I.4.6. Avantage de simulation	15
I.4.6.1. Sur le plan économique	15
I.4.6.2. Sur le plan technologique	15
I.4.6.3 Sur le plan de la transformation de l'entreprise	15
I.4.7. Définition d'Aspen HYSYS	15
I.4.8. Applications en génie chimique	16
CHAPITRE II : PARTIE SIMULATION.....	17
II.1. INTRODUCTION.....	17
II.2. COMPOSITION DE SOLVANT MDEA.....	17
II.3. CREATION DE LA LISTE DES CONSTITUANTS	17
II.4. FLUIDE PACKAGES.....	18
II.5. COMPOSITION DE LA CHARGE D'ALIMENTATION.....	18
II.6. PARAMETRES DE SUMILATION POUR MDEA	19
II.7. ABSORBEUR	20
II.7.1. Environnement de l'absorbeur.....	21
II.8. SEPARATEUR	21
II.9. ECHANGEUR DE CHALEUR.....	22
II.10. REGENERATEUR	22
II.10.1 Environnement de régénérateur.....	23
II.11. VARIATION DE LA PRESSION DANS L'ABSORBEUR	26
II.12. VARIATION DE LA TEMPERATURE DANS L'ABSORBEUR	27
II.13. DIMENSION DE L'ABSORBEUR	27
II.13.1 WORKSHEET DE L'ABSORBEUR.....	28
II.14. REGENERATEUR	28
II.15. VARIATION DE LA TEMPERATURE DANS REGENERATEUR	29
II.16. VARIATION DE LA PRESSION DANS REGENERATEUR.....	30
II.17. DIMENSION DE REGENERATEUR.....	31
II.18. WORKSHEET DE REGENERATEUR	31
CONCLUSION GENERALE.....	34
Références bibliographiques	

INTRODUCTION GENERALE

Le gaz naturel est une énergie primaire fossile classée dans la famille des hydrocarbures et qui est principalement constituée de méthane (CH_4). Il est naturellement inodore et incolore et considéré comme la matière première pour l'industrie pétrochimique et un combustible.

À l'état brut, ce gaz est un mélange de constituants énergétique, soit 75% à 95% de méthane et un pourcentage non négligeable de constituants non énergétiques dont le dioxyde de carbone, l'eau ainsi que des traces de certains éléments métalliques. Sous cette forme il est pratiquement inutilisable, donc il faut le traiter pour obtenir les gammes des produits consommables.

Le marché international demande un traitement rigoureux, afin d'obtenir un gaz spécifique. Le gaz brut venant des puits subit donc un traitement en chaîne pour récupérer les fractions d'hydrocarbures lourdes (GPL et condensât).

Une part croissante du gaz produit est transportée sous forme liquide à -160°C et à pression atmosphérique dans des méthaniers vers les lieux de consommation, c'est ce que l'on appelle GNL, ou gaz naturel liquéfié. Le GNL peut être aussi acheminé en petite quantité par camion-citerne. Le gaz étant converti en liquide grâce à un procédé de liquéfaction qui nécessite plusieurs cycles de refroidissement.

Le présent travail a pour but la simulation de la section de la décarbonatation de gaz naturel par la solution MDEA au lieu de la solution MEA qui est utilisée dans le complexe. En plus une comparaison entre la simulation étudiée et la simulation d'utilisé ultérieurement par MEA.

Notre travail est composé en deux chapitres

Le premier chapitre se compose de trois parties la première est à propos des statistiques de gaz naturel actuellement et pour la deuxième partie le procédé de décarbonatation pour réaliser les élimination de dioxyde de carbone du gaz naturel et la troisième partie avec Aspen HYSYS. Pour le deuxième chapitre contient les résultats de notre travail et leurs discussions .Enfin on complète notre travail avec une conclusion générale.

CHAPITRE I : GENERALITES

I.1. INTRODUCTION

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. Elle est la cinquième source de la consommation énergétique mondiale. En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit qui le caractérisent, en font l'une des sources d'énergie les plus fiables connue à ce jour. Il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

I.2. STATISTIQUES SUR LE GAZ NATUREL

I.2.1. Composition de quelques gisements de gaz naturel

La composition de quelques gisements de gaz naturel est représentée dans le tableau I.1. Les compositions sont données en % en volume. On remarque que la Russie présente la plus grande réserves avec 6200 milliards de m³.

Tableau I.1 : Composition de quelques gisements de gaz naturel

Gisement Composition	Frigg (Mer du Nord)	Lacq (France)	Urengoï (Russie)	Groningue (Pays Bas)	Hassi R'Mel (Algérie)
Réserves initiales récupérables (milliards de m ³)	230	240	6200	2000	2000
Profondeur minimale (m)	110	3300	1100	3000	2200
Méthane (%)	95.7	69.2	98	81.3	83.5
Éthane (%)	3.6	3.3 – 3.6		2.9	7.9
Propane (%)	0.04	1.0 – 1.2		0.4	2.1
Butane (%)	0.01	0.6 – 0.9		0.2	1.0
Diazote (%)	0.4	0.6	12	14.3	5.3
Dioxyde de carbone (%)	0.3	9.3	0.3	0.9	0.2
Sulfure d'hydrogène (%)	-	15.3	-	-	-

I.2.2. Production du gaz naturel

L'évolution de la production du gaz naturel au cours des années 2019, 2020 et 2021 est représentée dans la figure I.1. On remarque que la production n'est pas stable au cours des années.

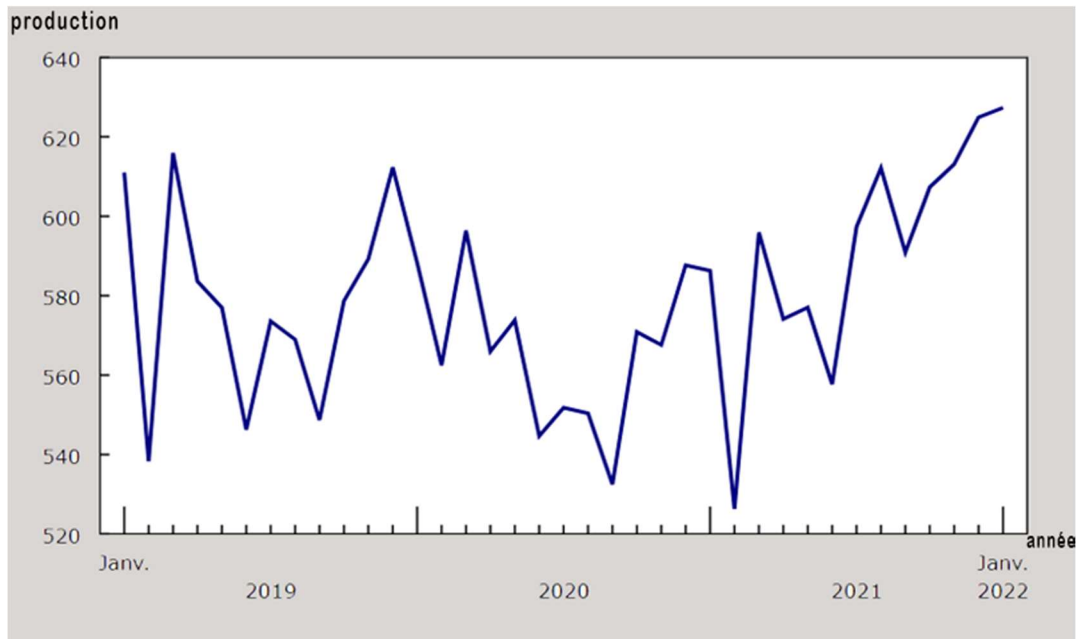


Figure I.1 :Evolution de la production du gaz naturel [1].

I.2.3.Principales pays exportateurs du gaz naturel

Les principaux exportateurs de gaz naturel dans le monde sont aussi les principaux producteurs de gaz naturel.

Toutefois, l'ordre du classement diffère puisque les Etats-Unis est le 1er producteur mondial.

Il consomme toutefois une grande majorité du gaz produit.

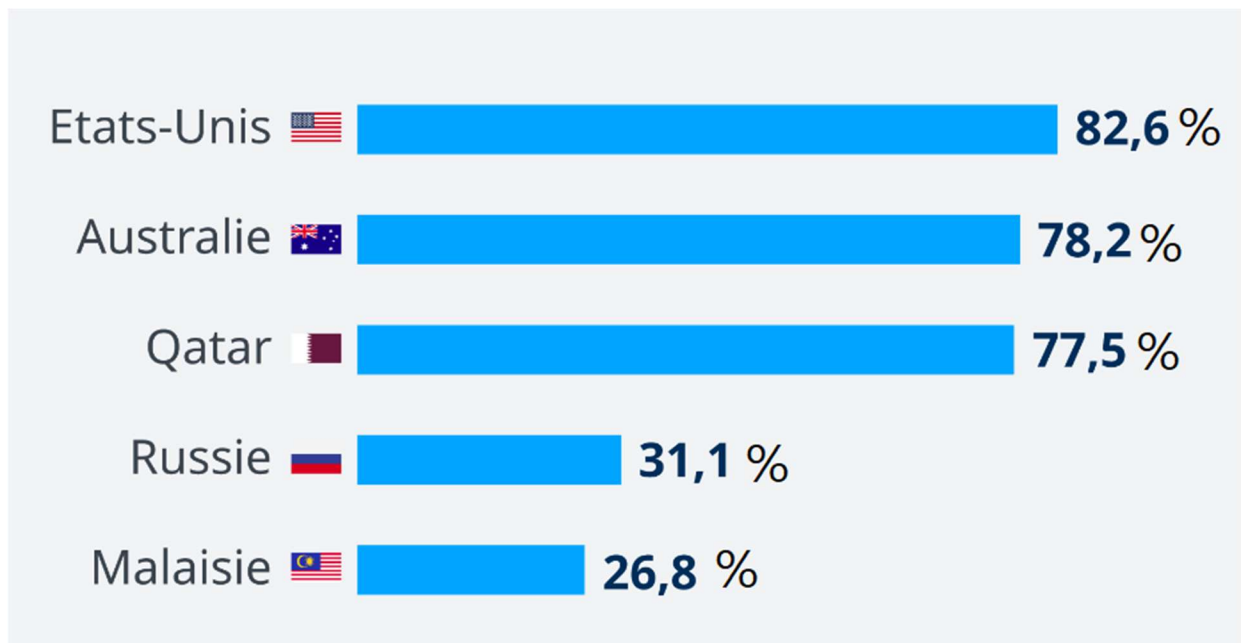


Figure I.2 Exportateur de gaz naturel en 2022.

I.2.4 Réserves du gaz naturel

Les réserves sont les quantités de gaz situées dans des réservoirs bien identifiées par des puits déjà en exploitation ou prêts à être exploités et qui sont récupérables dans les conditions techniques et économiques actuelles (tableau I.2). Les réserves probables correspondent à une probabilité de production de 50 % et les réserves possibles à une probabilité inférieures à 10% [2].

Tableau I.2. Réserves du gaz naturel 2022 [3]

Pays	Réserves de gaz naturel en mètres cubes	Pourcentage de la réserve mondiale
Russie	47,805 milliards	24,3%
Iran	33,721 milliards	17,3%
Qatar	24,072 milliards	12,5%
États-Unis	15,484 milliards	5,3%
Arabie Saoudite	9,200 milliards	4,2%
Turkmenistan	7,504 milliards	3,8%
Émirats Arabes Unis	6,091 milliards	3,1%
Venezuela	5,740 milliards	2,8%
Nigeria	5,475 milliards	2,6%
Chine	5,440 milliards	2,4%

I.2.5. Variation du stockage de gaz naturel

Le stockage du gaz est essentiel pour répondre aux besoins énergétiques des consommateurs et également important pour les producteurs qui peuvent procéder à des livraisons régulières, ce qui sécurise les marchés.

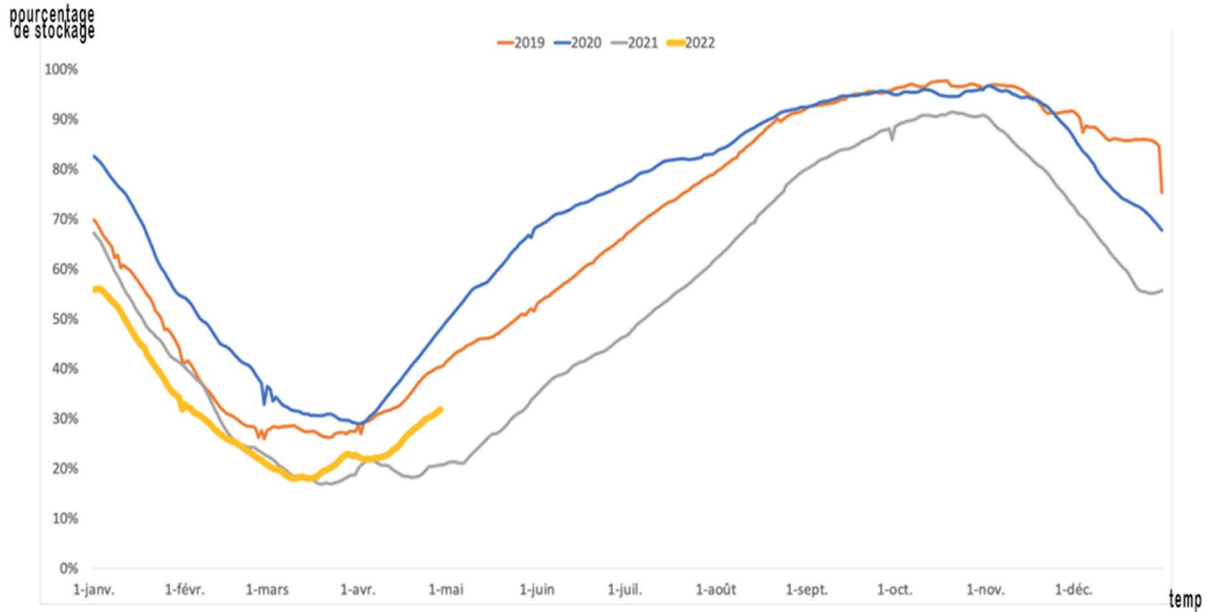


Figure I.3 : Stockage du gaz naturel pendant les quatre dernières années [4].

I.2.6. Consommation du gaz naturel

Le gaz naturel est sur le point de devenir le carburant prédominant du XXI^e siècle car l'économie mondiale est en pleine expansion et l'énergie est le moteur essentiel de cette réussite économique des millions de personnes. Cette expansion économique déclenche une consommation d'énergie sans précédent car les populations améliorent leur quotidien, leur santé, leur sécurité. Une part croissante de cette énergie provient du gaz naturel, car c'est un carburant à faibles émissions et facile à utiliser, capable d'alimenter en électricité et également les services publics et les transports sous forme de gaz naturel liquéfié ou comprimé.

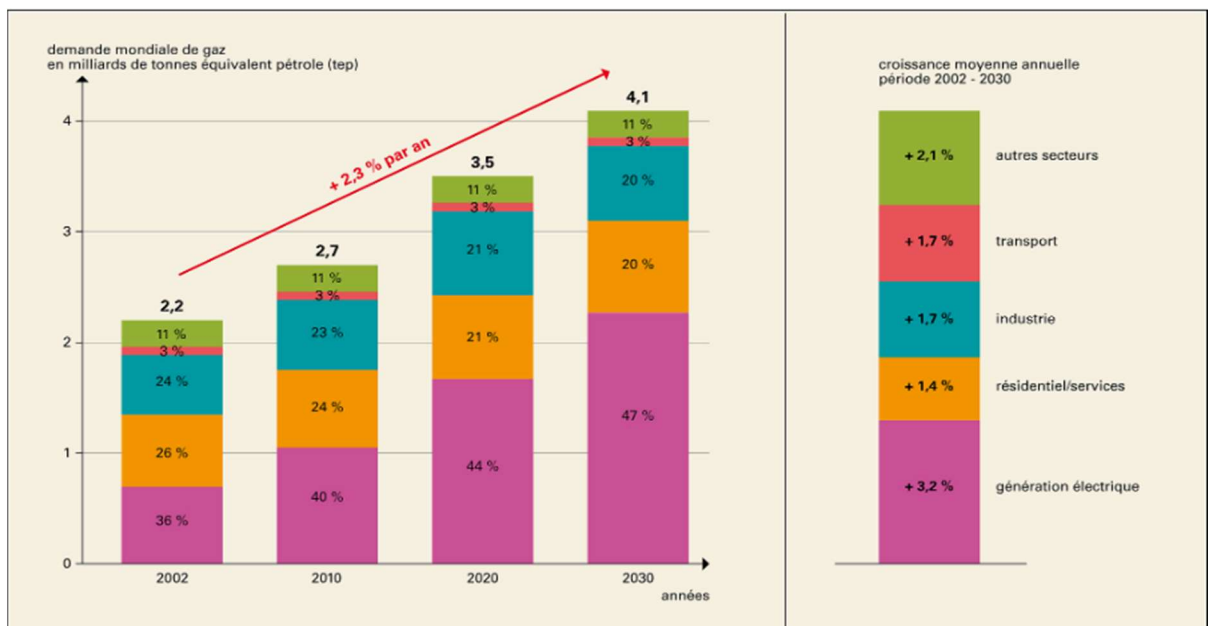


Figure I.4 :Évolution attendue de la croissance de la consommation de gaz naturel dans le monde, pour la période 2004-2030 et par secteur d’activités [5].

I.2.7 Demande du gaz naturel dans les prochaines années

Le gaz naturel continue à pourvoir environ 55 % des besoins énergétiques mondiaux jusqu'en 2040. La demande en gaz naturel est celle qui connaît la plus forte croissance ,principalement pour satisfaire les besoins croissants en électricité et pour soutenir la demande industrielle en développement [6].

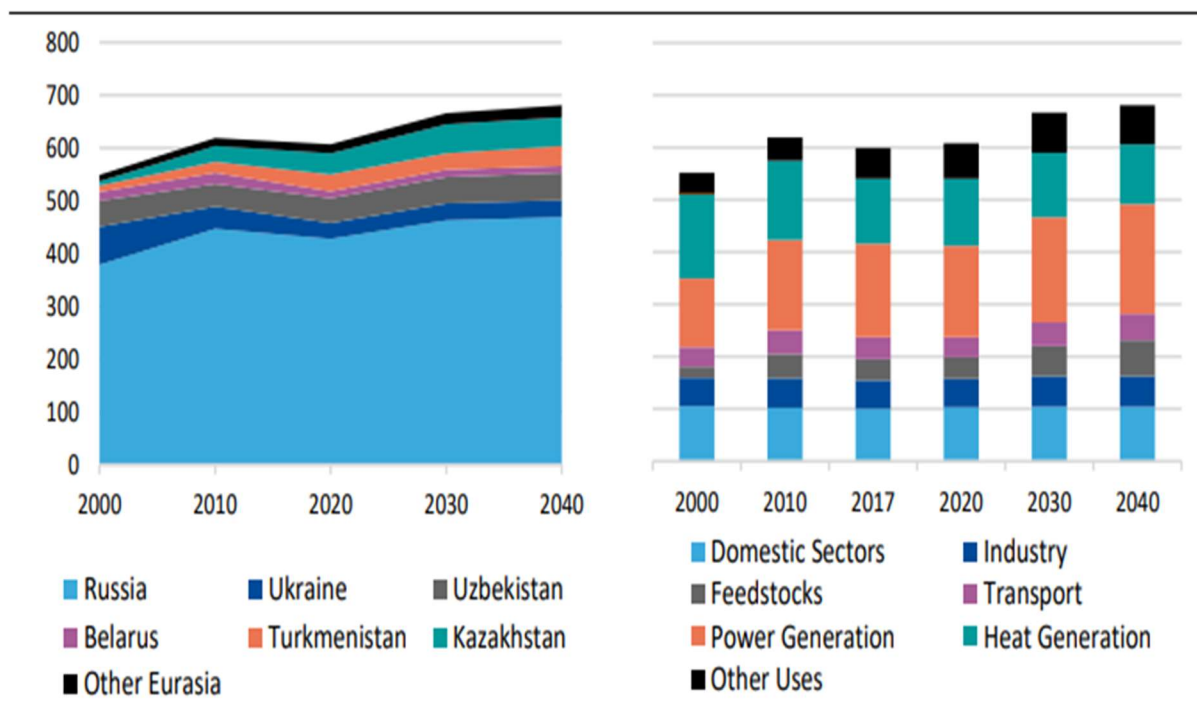


Figure I.5 Demande du gaz naturel dans les prochaines années [7].

I.2.8 Evolution du prix du gaz naturel en 2022

Selon le type de consommation, un récapitulatif des prix du gaz au mètre cube, basé sur un coefficient de conversion de 11,2 kW/h pour 1 m³sachant que le gaz naturel est mesuré en m³ sur un compteur puis converti en kW/h pour la facturation des consommations. Cette conversion est calculée grâce à un coefficient de conversion qui varie selon le lieu de livraison (à cause de la pression et de l'altitude) ainsi que l'origine et le type de gaz.

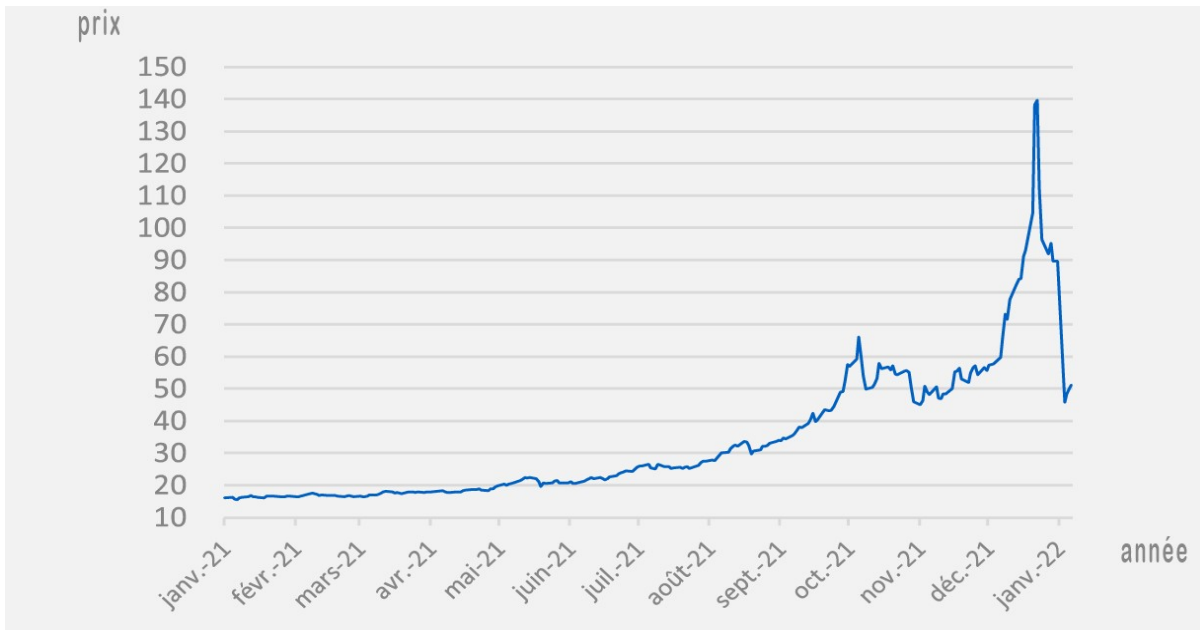


Figure I.6 Evolution du prix du gaz naturel en 2022[8].

I.2.9 Facteurs affectant sur le prix du gaz naturel

Le prix de gaz naturel est influencé par les taxes le coût de transport, de stockage et de traitement .

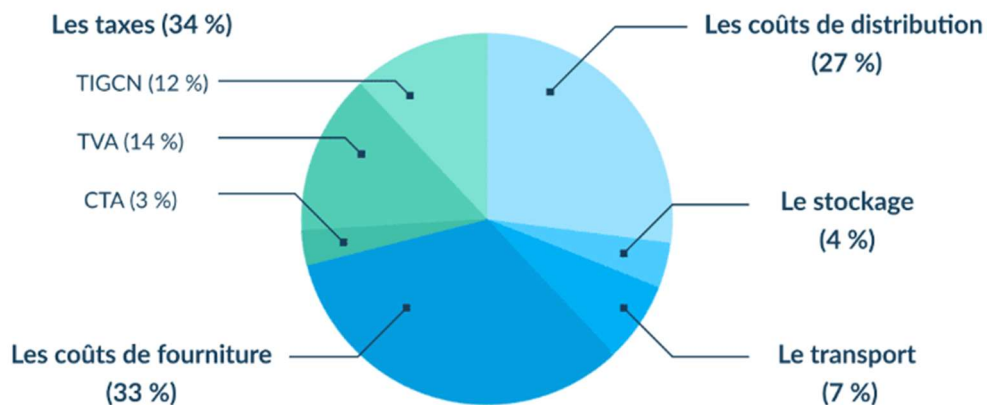


Figure I.7 :Facteurs affectant sur le prix du gaz naturel. [9].

I.2.10. Utilisation de gaz naturel

La consommation industrielle de gaz naturel est environ 33%, utiliser généralement dans la production de vapeur et certains secteurs comme l'industrie agroalimentaire. On trouve d'autres usages tel que résidentiel environ 15% et le domaine du commerce avec 11% et la production de électricité environ 37% en connaissant que le gaz naturel offre un bilan

environnemental très favorable dans la production d'électricité car les émissions de dioxyde de carbone sont deux fois moins élevées que celles des centrales à charbon et les centrales électriques au gaz naturel nécessitent des investissements et des coûts opératoires plus faible.

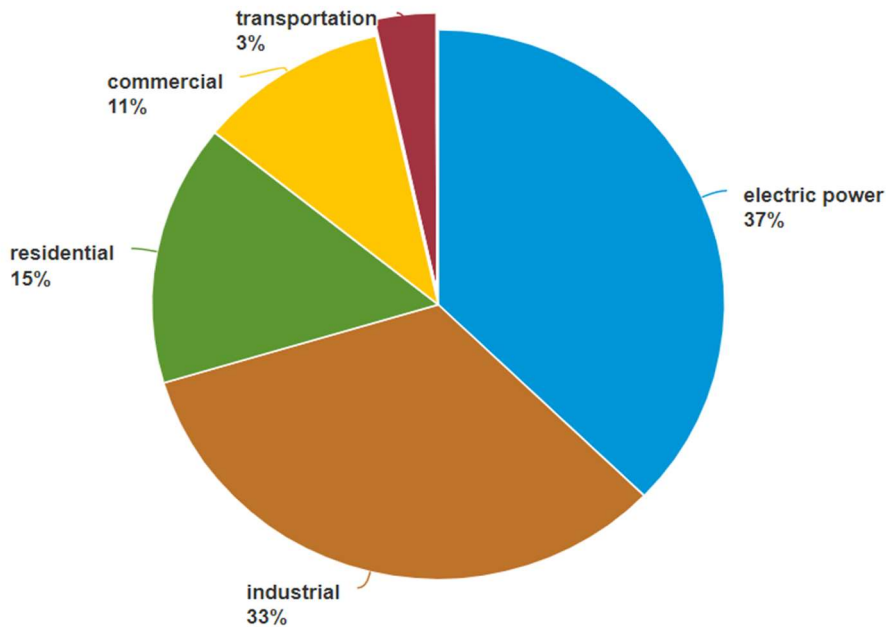


Figure I.8 Utilisation de gaz naturel [10].

I.3.TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

I.3.1. Introduction

Les opérations de traitement du gaz naturel se font généralement en quatre étapes distinctes : l'extraction des huiles et des condensats, l'extraction de l'eau, la séparation des liquides de gaz naturel et l'extraction du soufre et du dioxyde de carbone [11].

I.3.2. Objectif de la chaîne de traitement du gaz [12]

- Désacidifier le gaz brut (élimination du CO_2 et de l' H_2S) afin de répondre aux spécifications requises pour une utilisation, mais aussi afin de pouvoir transporter le gaz ou le liquéfier ;
- Eliminer les composés soufrés tels que les mercaptans, le sulfure de carbonyle (COS) ou le disulfure de carbone (CS_2) qui sont présents en faibles teneurs mais contribuent à la teneur en soufre total dans le gaz ;
- Déshydrater le gaz ;
- Dégasoliner le gaz traité afin de récupérer les hydrocarbures liquides valorisables

- Traiter le gaz acide issu de l'étape de désacidification par une chaîne de production du soufre permettant de minimiser les rejets de gaz
- Soufrés à l'atmosphère (H_2S , SO_2).

I.3.3.Décarbonatation :

Il existe plusieurs procédés de décarbonatation du gaz naturel

I.3.3.1. Perméation membranaire

Une technologie relativement nouvelle dans le domaine de la purification de gaz. Dans ce processus, les membranes polymères séparent des gaz par une perméation sélective d'un ou plusieurs composants gazeux d'un côté d'une barrière de membrane à l'autre côté. Les composants se dissolvent dans le polymère à une surface et sont transportés à travers la membrane à la suite d'un gradient de concentration. Le gradient de concentration est maintenu par une pression partielle élevée des composants clés du gaz d'un côté de la barrière de membrane et d'une pression partielle basse de l'autre côté. Bien que la perméation membranaire soit toujours un facteur mineur dans le domaine de la purification de gaz.

La conversion chimique est la principale opération dans une grande variété de processus, y compris les réactions de phase gazeuse catalytique et non catalytique et la réaction des composants de phase gazeuse avec des solides. La réaction des espèces gazeuses avec des liquides et des particules solides suspendues dans les liquides est considérée comme un cas particulier de l'absorption

La condensation en tant que moyen de purification de gaz est d'intérêt principalement pour l'élimination des composés organiques volatils (COV) des gaz d'échappement. Le procédé consiste à simplement refroidir le courant de gaz à une température à laquelle le composé organique a une pression de vapeur à double voie et à recueillir le condensat.[13]

I.3.3.2. Procédés par solvants chimiques

Les solvants dits «chimiques » mettent en œuvre une réaction chimique de type acide-base pour capter le CO_2 . Les plus connus et les plus utilisés sont les solvants aqueux contenant une Amino Alcool (plus couramment appelée « amine »). Ces composés possèdent une fonction amine qui leur confère un caractère basique leur permettant de réagir avec le CO_2 (acide). Cette réaction est réversible, la régénération du solvant nécessitant un apport de chaleur pour briser la liaison chimique et libérer le CO_2 . Ce type de solvant, très largement

utilisé dans l'industrie (notamment pour la décarbonatation du gaz naturel, le traitement du gaz de synthèse...), est peu sensible à la pression partielle et à la température de mise en contact, ce qui est favorable à une application à la postcombustion dans laquelle la pression partielle du CO₂ est faible et la température des fumées élevée.

En revanche, les Amino Alcohol commerciales sont réactives avec l'oxygène ou certaines impuretés présentes dans les fumées de postcombustion comme les SO_x et NO_x. Ces réactions secondaires contribuent à dégrader le solvant en formant des composés non régénérables et préjudiciables aux installations de captage (corrosion due aux sels stables en température). Une adaptation est donc nécessaire pour une utilisation en postcombustion, comme nous le verrons au paragraphe 3.4. Parmi les différents types d'amines existantes, toutes n'ont pas la même réactivité vis-à-vis du CO₂. On distingue ainsi les amines primaires, secondaires et tertiaires, selon le degré de substitution de l'atome d'azote [13].

I.3.3.3. Procédés par absorption

L'absorption consiste à dissoudre un soluté contenu dans un mélange gazeux, à l'aide d'un solvant liquide dans lequel ce soluté est soluble. Bien que leur mise en œuvre donne lieu à de nombreuses variantes, les procédés par absorption comportent tous deux étapes essentielles une phase d'absorption, au cours de laquelle le gaz est mis en contact avec un solvant, le plus souvent à contre-courant à l'intérieur d'un absorbeur, aussi appelé contacteur ou colonne d'absorption, doté d'équipements internes (plateaux, garnissages) destinés à promouvoir le contact entre le gaz et le solvant. Le CO₂ présent dans le gaz est sélectivement retenu par le solvant (injecté en tête d'absorbeur). Le solvant chargé en CO₂ (solvant riche) est récupéré en fond d'absorbeur, les gaz épurés en CO₂ sortant en tête. Une phase de régénération du solvant, au cours de laquelle le CO₂ est extrait du solvant riche (désorption) en modifiant les conditions de pression et/ou de température (pressions basses, températures élevées) au niveau de séparateurs de détente ou dans un régénérateur (aussi appelé colonne régénération). Le solvant régénéré (solvant pauvre) est recyclé vers l'absorbeur.

Le type de solvant utilisé définit les caractéristiques premières d'un procédé d'absorption. On distingue ainsi les procédés par solvants chimiques, physiques et mixtes [14].

Le soluté ou absorbât est le gaz (ou la vapeur) contenu dans le gaz porteur, que l'on doit extraire par dissolution dans le liquide.

Le diluant ou inerte est le gaz (ou vapeur) mélangé au soluté. Il est souvent insoluble ou peu soluble dans le solvant.

Le mélange gaz entrant la colonne est appelé souvent : gaz riche.

Le gaz dépourvu plus ou moins complètement du soluté est appelé : gaz épuisé.

I.3.4.Methyldiethanolamine (MDEA)

MDEA est devenue importante dans le marché de traitement du gaz au cours des dernières années en raison du fait que MDEA qui est témoin aminé montre une sélectivité élevée pour H₂S sur CO₂ dans les flux de gaz contenant de deux gaz. Les solutions MDEA ont le plus haut chargement par rapport à toute amine primaire ou secondaire, ce qui rend la fréquence de circulation le plus bas. MDEA a les exigences de chaleur la plus basse pour la régénération car elle a les grains de réaction les plus bas avec H₂S et CO₂. Ensuite, il a les pertes de solvant de chaleur spécifiques les plus bas et un point de congélation basse (environ 32 °C). MDEA est utilisé dans de nombreuses formulations de solvant spéciales, en particulier en combinaison avec la pipérazine pour améliorer son taux de réaction.

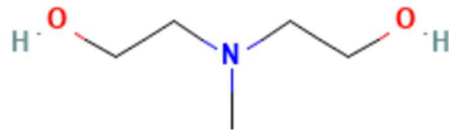


Figure I.9 :Représentation de la structure chimique 2D [15]

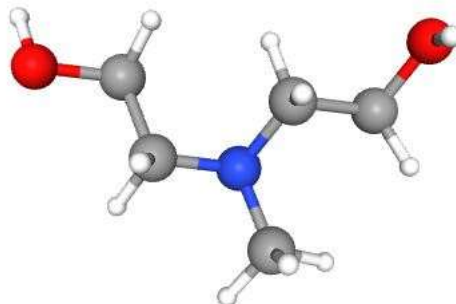


Figure I.10 : Représentation de la structure chimique 3D [15].

I.3.4.1. Propriétés de MDEA [15]

Tableau I.3 : Propriétés de MDEA.

Formule chimique	$\text{CH}_3\text{N}(\text{C}_2\text{H}_4\text{OH})_2$
Point de fusion (°C)	-21
Densité (g/ cm³)	1.04 à 1.05
Point d'ébullition (°C)	247.4
Pression de vapeur à 20 °C (pa)	1.3
Couleur	Incolore
Masse molaire (g/mol)	119.17
Solubilité	Soluble dans l'eau
Odeur	Ammoniacale
PH à 20 °C	11 à 12
Viscosité (CST) à 25 °C	88.6

I.3.5. Monoéthanolamine (MEA)

Le monoéthanolamine (MEA) ou 2-aminoéthanol constitué d'une amine primaire et d'un alcool primaire. Ce composé chimique toxique est une base faible qui se présente sous la forme d'un liquide visqueux à l'odeur d'ammoniaque. À température ambiante, une solution de MEA capture le CO_2 gazeux sous forme de sels. Il suffit ensuite de chauffer la solution dans un milieu confiné pour provoquer la libération du dioxyde de carbone et la régénération de la solution de monoéthanolamine. On obtient ainsi du gaz carbonique pur.

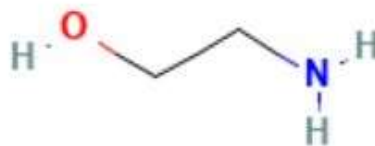


Figure I.11 : Représentation de la structure chimique 2D.

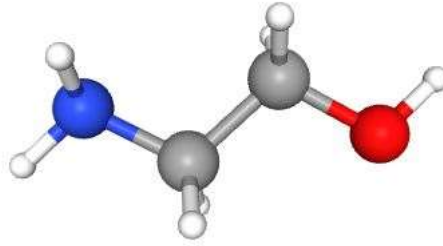


Figure I.12 : Représentation de la structure chimique 3D.

I.13.5.1. Propriétés de MEA [16]

Tableau I.4 : Propriétés de MEA

Formule chimique	NH ₂ CH ₂ CH ₂ OH
Point de fusion (°C)	10,03
Densité (g/ cm³)	1,018
Point d'ébullition (°C)	170,5
Pression de vapeur à 20 °C (pa)	50
Couleur	Incolore
Masse molaire (g/mol)	61,08
Solubilité	Soluble dans l'eau
Odeur	Ammoniacale
PH à 20 °C	12.5
Viscosité (CST) à 25 °C	24

I.4. SIMULATION PAR HYSYS

I.4.1.Introduction

En général, les ingénieurs de procédés chimiques s'occupent de deux types de tâches la conception d'un nouveau procédé et simulation d'un processus existant. Ces tâches peuvent être simples ou très complexe. Pour résoudre quelques problèmes simples, calculez à la main peut être utilisé. L'avantage du calcul manuel est une connaissance plus approfondie du problème. Cependant, dans un problème, la solution de plusieurs milliers d'équations est souvent nécessaire. Par conséquent, le calcul manuel de ces problèmes en temps réel est pratiquement impossible et le processus les simulateurs sont un outil irremplaçable. À la fois

la conception et les tâches de simulation nécessitent des approches spécifiques. Un produit chimique la conception de processus commence par une exigence pour un produit et passe par différentes étapes de conception. Une simulation la tâche commence par une exigence de modification de processus ou l'optimisation et se poursuit par une analyse de l'existant état de l'art. La conception et la simulation par ordinateur testent et ajustent en temps réel les produits dans un environnement virtuel proche des contraintes réelles de production. La simulation de procédés permet aux industriels d'une part d'améliorer l'efficacité et la rentabilité d'un procédé existant et d'autre part de concevoir et de simuler une nouvelle unité de production

I.4.2. Définition de la simulation

La simulation est définie comme étant la représentation d'un phénomène à l'aide des modèles mathématiques simples permettant de décrire son comportement. Autrement dit, la simulation permet de représenter par des modèles mathématiques les différents phénomènes de transfert de masse, d'énergie et de quantité de mouvement qui se produisent dans les différentes opérations unitaires.

I.4.3. Principes de fonctionnement et rôle des simulateurs

Les simulateurs de procédés utilisés classiquement dans l'industrie, peuvent être considérés comme des modèles de connaissance. Ils sont basés sur la résolution de bilans de masse et d'énergie, des équations d'équilibres thermodynamiques,...etc, et sont à même de fournir l'information de base pour la conception. Ils sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation.

I.4.4. diagram de flux de processus (PFD)

Un diagramme de flux (débit) de processus (PFD) est une représentation graphique d'un processus de génie chimique qui montre le chemin principal du flux de processus. Il ne montre pas les détails mineurs du processus, Il est également utilisé efficacement dans d'autres secteurs tels que l'administration des affaires pour comprendre comment différentes sections d'une entreprise peuvent travailler efficacement afin d'atteindre leurs objectifs spécifiques.

I.4.5. Modes de fonctionnement des simulateurs

Il y a deux modes de fonctionnement dans un simulateur sont utilisées pour obtenir plus rapidement les résultats de test, moins coûteux et dans un environnement plus contrôlé que par l'expérimentation de laboratoire. Les simulations peuvent modéliser les systèmes chimiques et biologiques. Ils peuvent être utilisés pour réduire significativement la gamme et le détail des types d'expériences nécessaires dans la recherche chimique et biochimique. Les simulations personnalisées intégrant généralement numériquement les équations infectieuses différentes qui ont été définies par l'utilisateur. Simulation station-standard stimulations sont largement utilisées pour la conception et l'optimisation des processus et fournir des données pour le flux de processus

Simulations dynamiques Les simulations discrètes dynamiques sont exécutées pour optimiser les horaires pour maximiser le débit et minimiser les exigences d'équipement pour les processus par lots, la gestion des stocks et la liste des événements détaillés par l'utilisateur, fournissent des numéros aléatoires pour les modèles stochastiques et accumuler des statistiques. Les simulations continues dynamiques permettent aux utilisateurs d'améliorer les stratégies de conception du système de contrôle pour réduire les erreurs et assembler. Ces simulations séquent une heure de démarrage réduit et améliorez le temps en cours. Ces simulations sont similaires en construction à celles utilisées pour la conception expérimentale, sauf qu'ils fournissent une bibliothèque de blocs ou de sous-programmes fonctionnels pour modéliser les types d'équipement et d'instruments les plus courants. Par conséquent, il est attristé de la solution dynamique [17].

I.4.6. Avantage de simulation

I.4.6.1. Sur le plan économique

La simulation de procédés permet aux industriels d'une part, d'améliorer l'efficacité et la rentabilité d'un procédé existant et d'autre part, de concevoir et de simuler une nouvelle unité de production .Réduire le coût et le temps des essais de qualification

I.4.6.2. Sur le plan technologique

- Amélioration de la qualité des produits finis.

I.4.6.3 Sur le plan de la transformation de l'entreprise

- Éducation et amélioration de l'apprentissage des opérateurs sur une base virtuelle et réaliste.

I.4.7.Définition d'Aspen HYSYS

HYSYS est un logiciel de simulation et de conception d'usines de traitement.

HYSYS est un logiciel de simulation interactif intégrant la gestion d'événements (« Event driven ») : c'est-à-dire qu'à tout moment, un accès instantané à l'information est possible, de même que toute nouvelle information est traitée sur demande et que les calculs qui en découlent s'effectuent de manière automatique.

I.4.8.Applications en génie chimique

Sa facilité d'utilisation, est un bon choix pour un optimiseur à usage général. Il a été utilisé dans de nombreuses applications d'ingénierie chimique, qui peuvent être classées en deux types : (l'état des modèles et l'estimation des paramètres, où l'objectif est de réduire l'erreur de modèle, puis de contrôler un processus ou de déterminer les coefficients inconnus. Cela inclut la formation de réseau neuronale, l'analyse de régression et d'autres méthodes de modélisation ,optimisation des processus, où le but est de maximiser le résultat en déterminant les meilleures conditions de fonctionnement[18].

CHAPITRE II : PARTIE SIMULATION

II.1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre on va examiner la simulation de la décarbonatation de gaz naturel par MDEA. La simulation de la colonne d'absorption, l'échangeur, régénérateur etc. La simulation permet également de déterminer les profile de température et de pression. Une comparaison entre l'utilisation de la solution de MDEA et MEA a été également examinée.

II.2. COMPOSITION DE SOLVANT MDEA

Les caractéristiques physiques du solvant MDEA utilisé pour absorber le CO₂ est représentée dans le Tableau II.2.

Tableau II.1. Composition chimique de MDEA entrée de l'absorbeur et leur caractéristique physique.

Pression (KPa)	7033
Température (°C)	43,45
Débit (kmole/h)	864,6
Constituants	Fraction molaire
H₂O	0,6%
MDEA	0,4%

II.3. CREATION DE LA LISTE DES CONSTITUANTS

La (figure II.1) représente l'identification d'une liste de composés chimiques

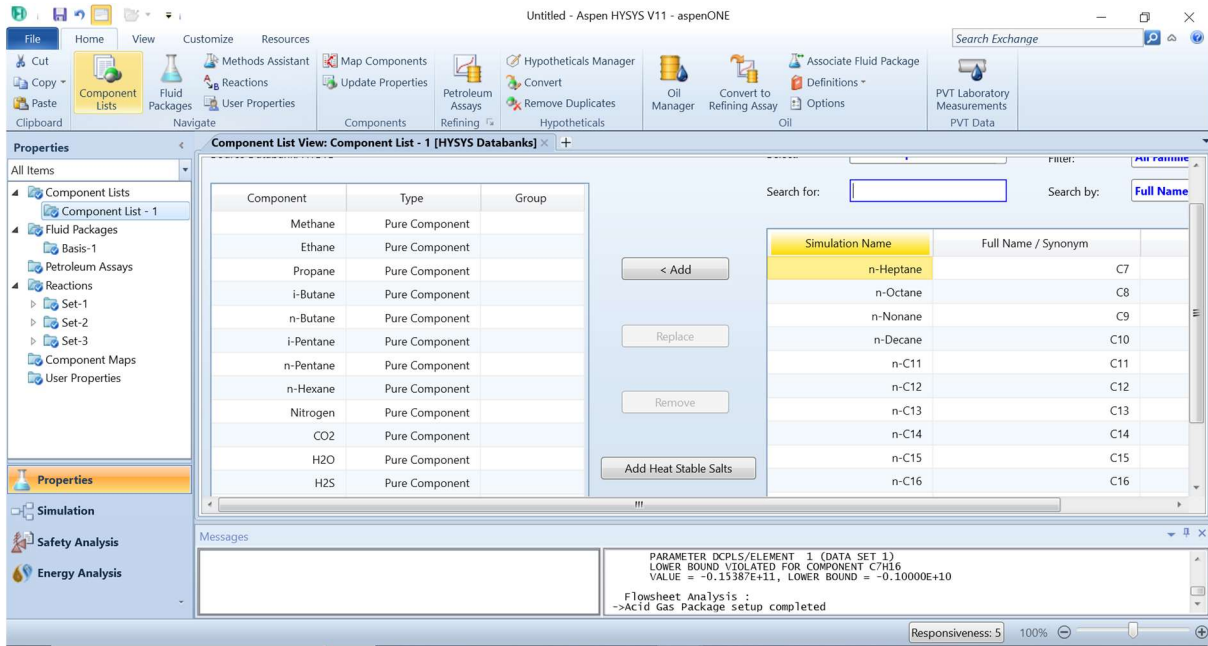


Figure II.1 : Onglet de liste des composants « component list ».

II.4. FLUIDE PACKAGES

Nous avons choisi gaz acide (acidgas – chemicalsolvents), comme modèle thermodynamique pour la simulation. Le schéma est représenté dans la (figure II.2)

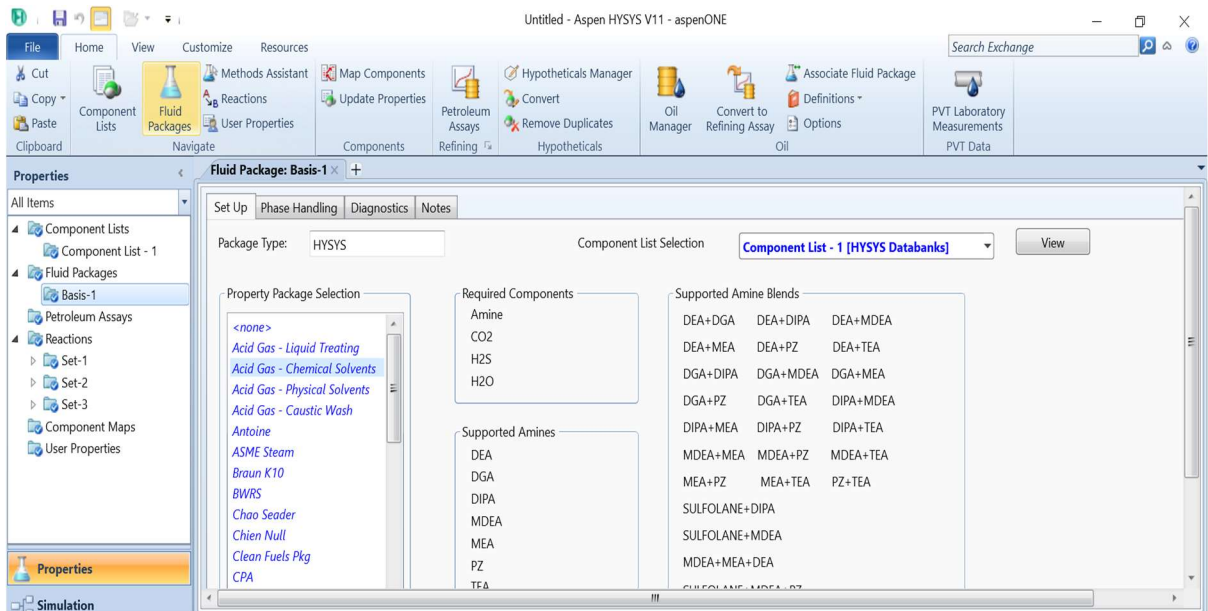


Figure II.2 Onglet « fluid packages ».

II.5. COMPOSITION DE LA CHARGE D'ALIMENTATION

La composition d'entrée pour l'alimentation du gaz naturel est donnée dans la (figure II.3).

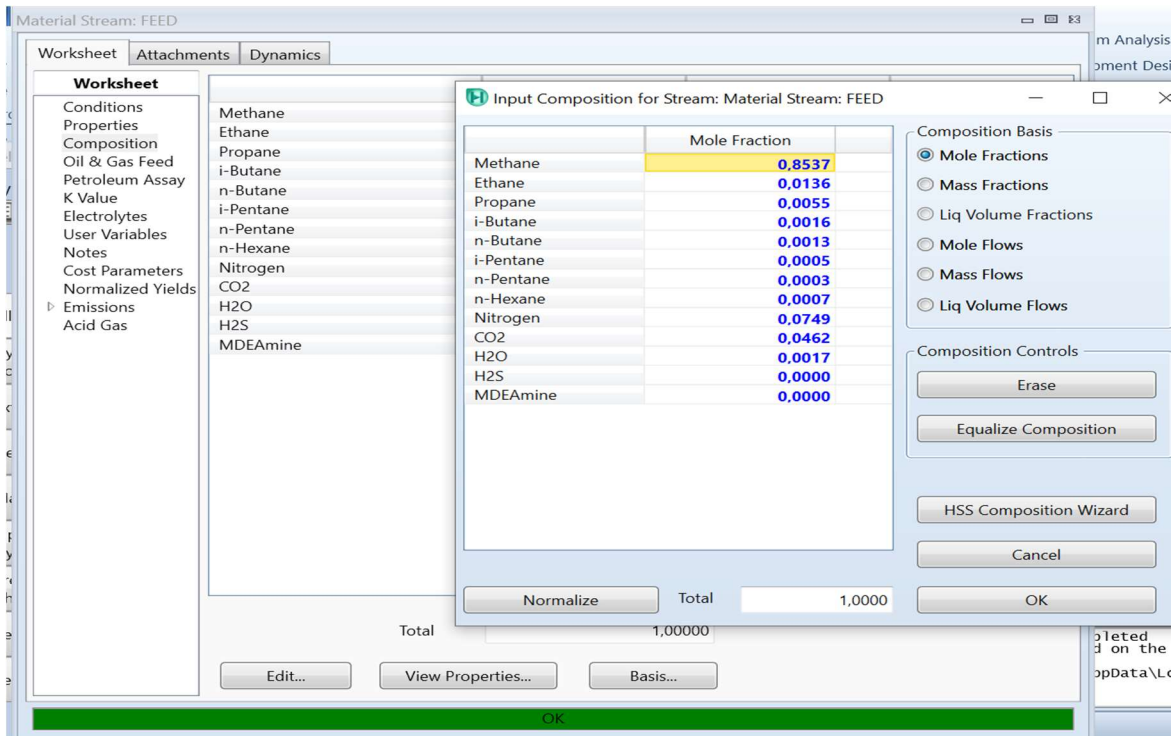


Figure II.3 : Onglet « worksheet/composition » de la charge alimentation.

II.6. PARAMETRES DE SUMILATION POUR MDEA

Les conditions d'entrée pour l'alimentation du MDEA sont regroupées dans la (figure II. 4)

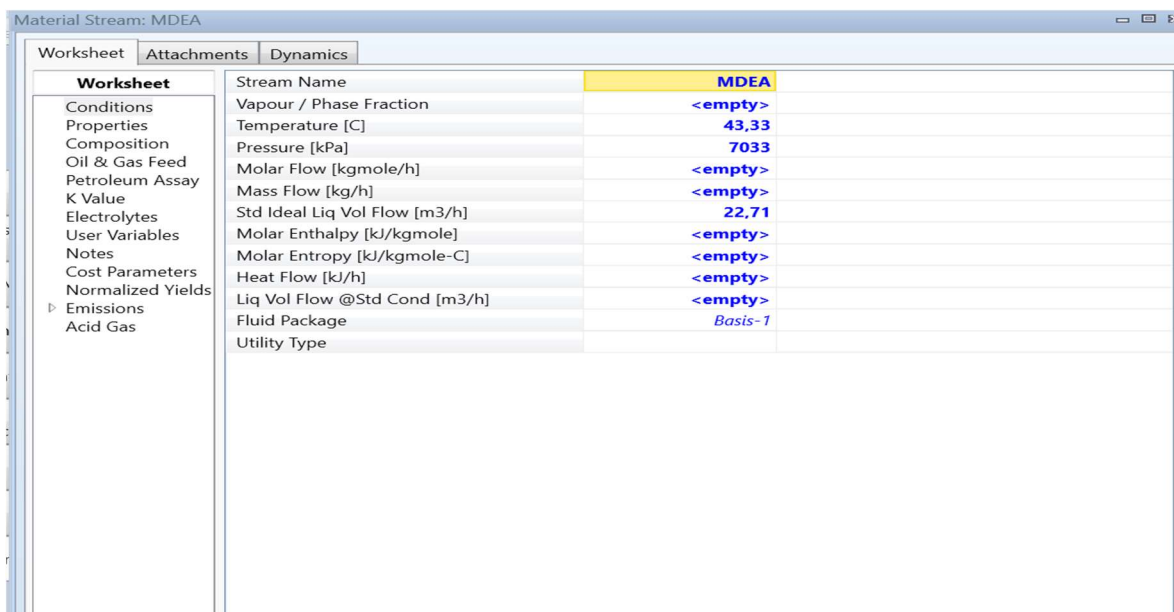


Figure II.4. Onglet « worksheet/condition » du stream MDEA.

II.7.ABSORBEUR

L'absorbeur est utilisé pour réaliser un contact entre une phase gazeuse et une phase liquide de façon à amener celles-ci le plus près possible de l'état d'équilibre. Les transferts de matière et de chaleur entre les phases sont d'autant plus importants que la surface de contact.

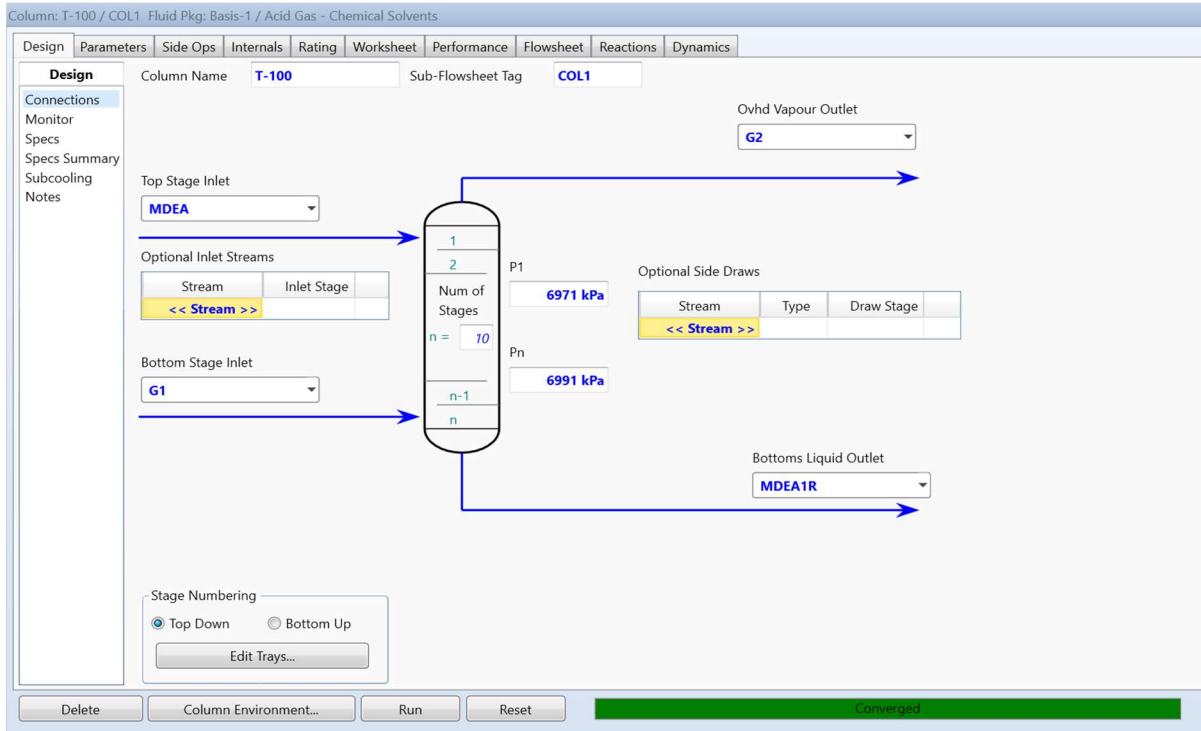


Figure II.5 : Onglet « design/connections » de l'absorbeur.

II.7.1. Environnement de l'absorbeur

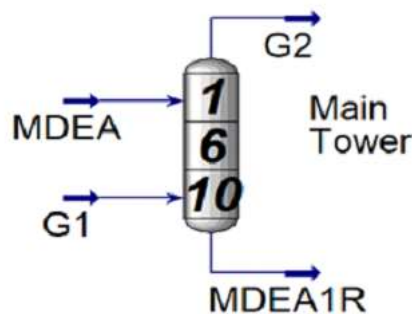


Figure II.6 : Environnement de l'absorbeur.

II.8. SEPARATEUR

Il s'agit en général d'un tube au sein duquel des échanges de matière (à la base de la séparation) et d'énergie (chaleur) s'effectuent entre une phase liquide descendante et une phase gazeuse montante [19]. Les séparateurs sont représentés dans les figures II.7 et II. 8.

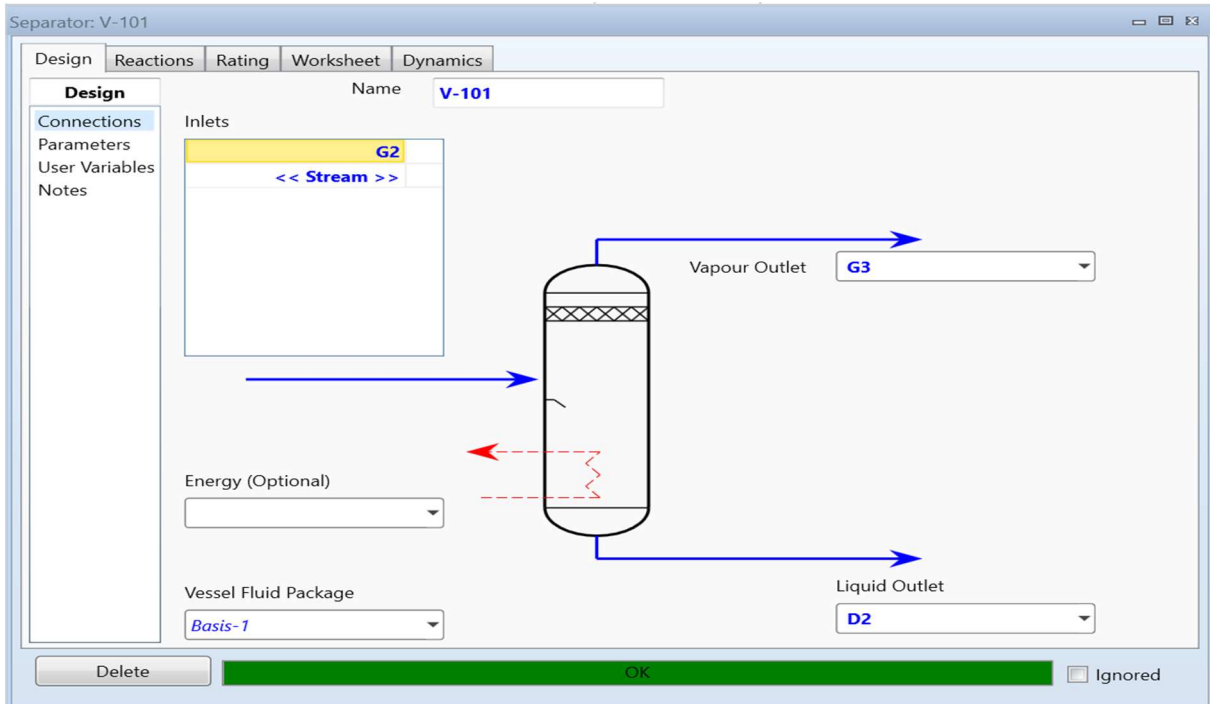


Figure II.7 : Onglet « design/connections » du séparateur V-101.

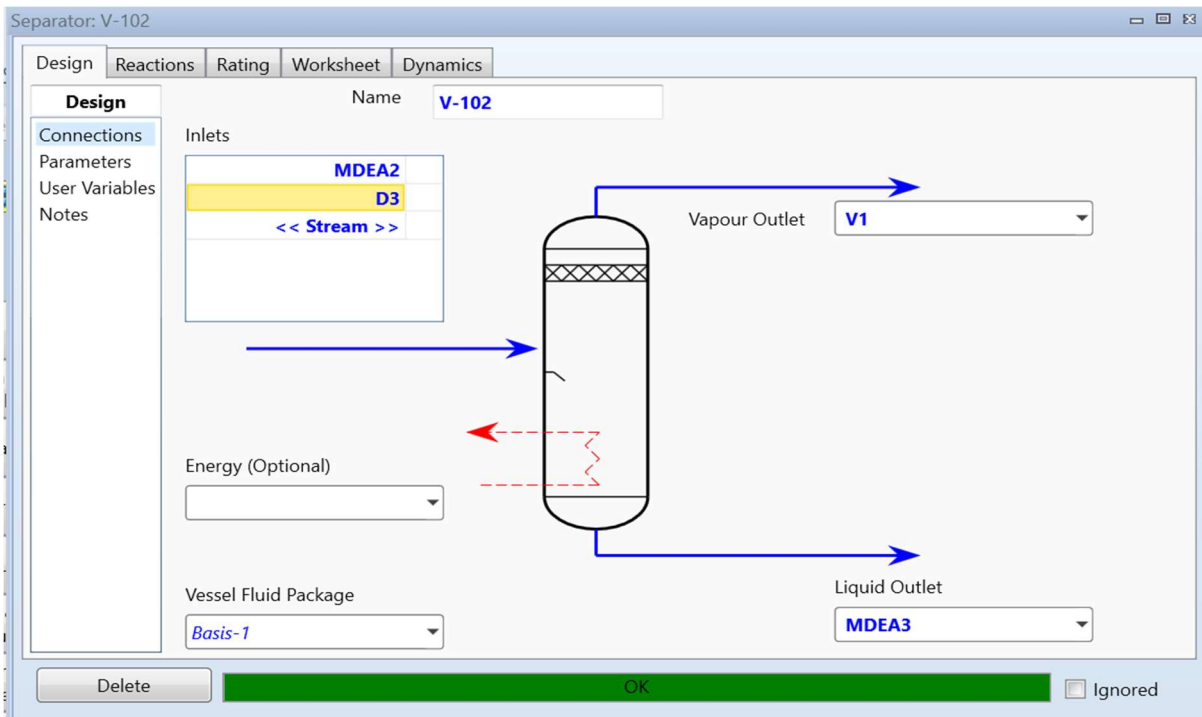


Figure II.8 : Onglet « design/connections » du séparateur V-102.

II.9.ECHANGEUR DE CHALEUR

Un échangeur de chaleur est un système ou équipement permettant de transférer un flux de chaleur d'un fluide chaud à un fluide froid, sans les mélanger, à travers une paroi sans contact direct. Le flux thermique traverse la surface d'échange qui sépare les deux fluides (l'un chaud et l'autre froid) circulent dans un échangeur de chaleur coaxial. Ces derniers sont séparés par une paroi en acier inoxydable . Le fluide ayant la température plus élevée circule dans le tube intérieur en inoxydables. L'échangeur de chaleur est représenté dans la (figure II.9).

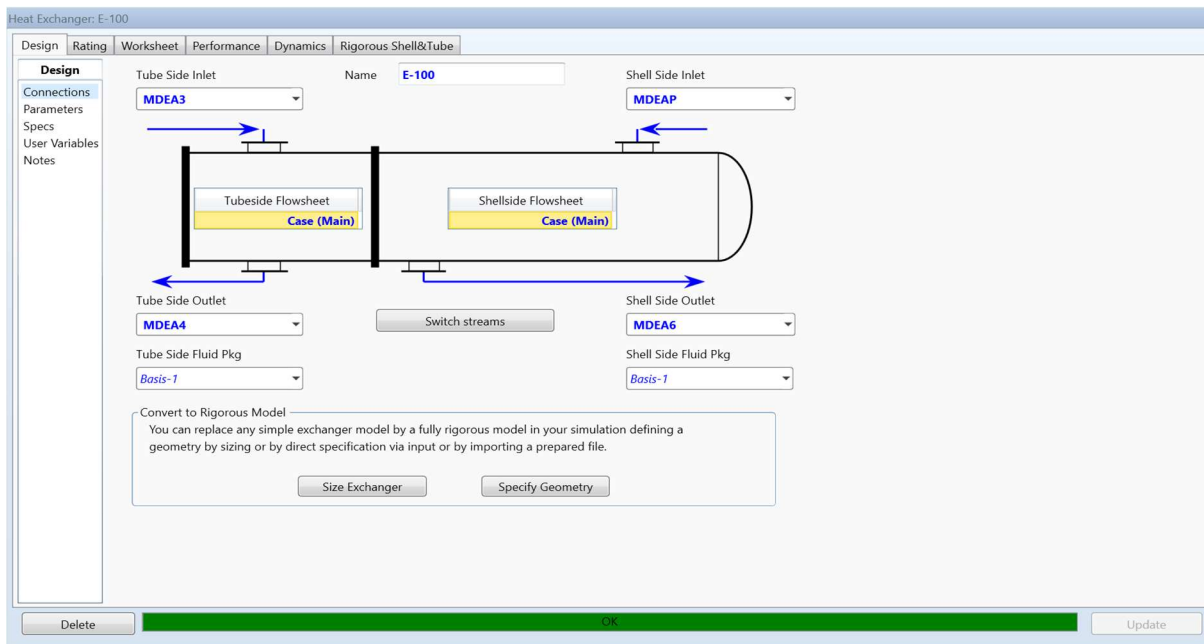


Figure II.9: Onglet « design/connections » du échangeur du chaleur .

II.10.REGENERATEUR

Régénération est un processus de séparation physique où un ou plusieurs composants sont retirés d'un flux liquide par un flux de vapeur[18]. Dans les applications industrielles, les flux de liquide et de vapeur peuvent avoir des flux à co-courant ou à contre-courant. Elle est généralement effectuée dans une colonne à garnissage ou à plateaux[21].

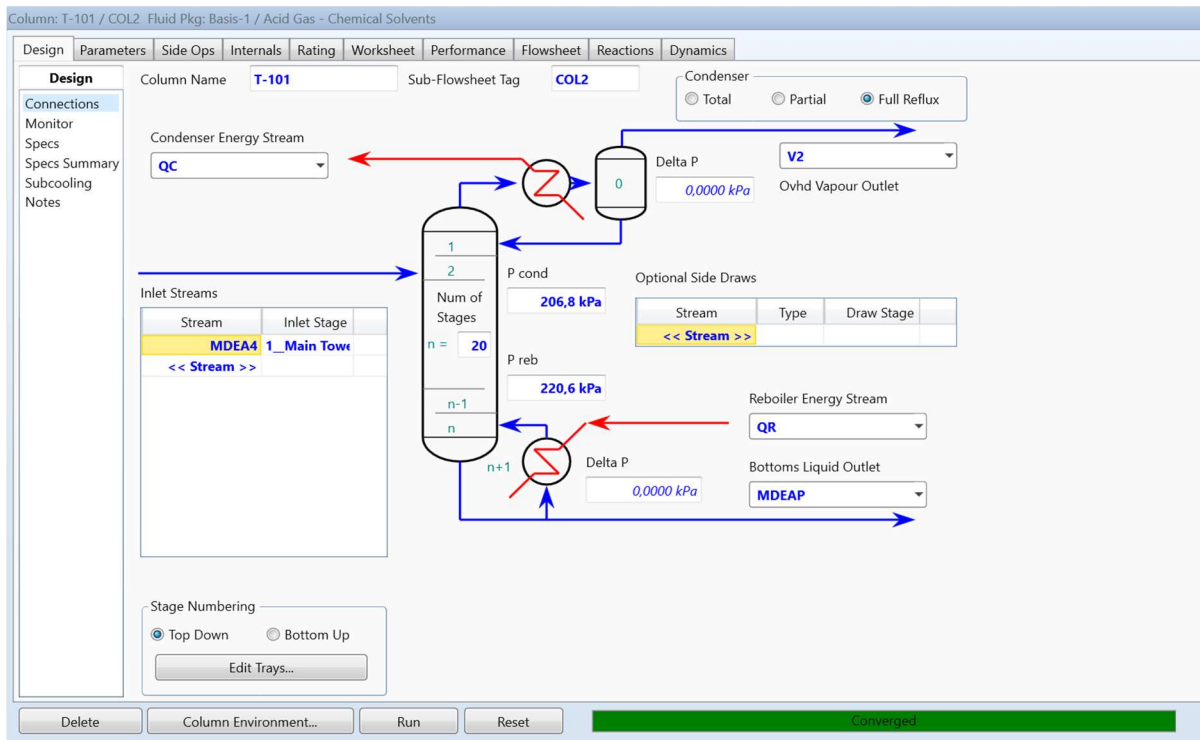


Figure II.10 : Onglet « design/connections » du régénérateur.

II.10.1 Environnement de régénérateur

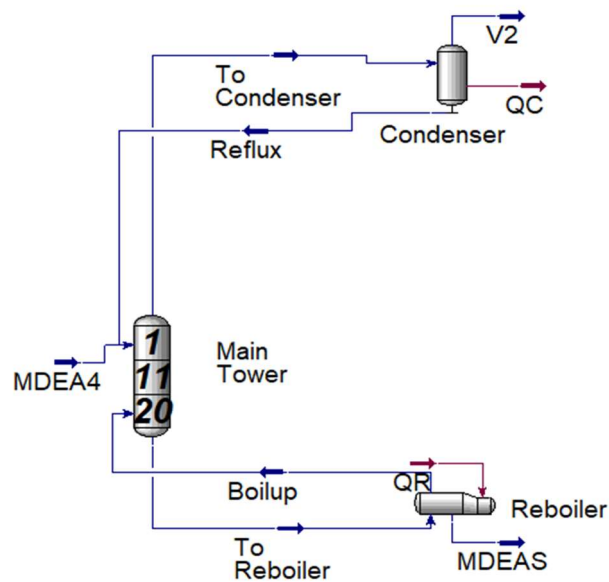


Figure II.11 : Environnement de régénérateur.

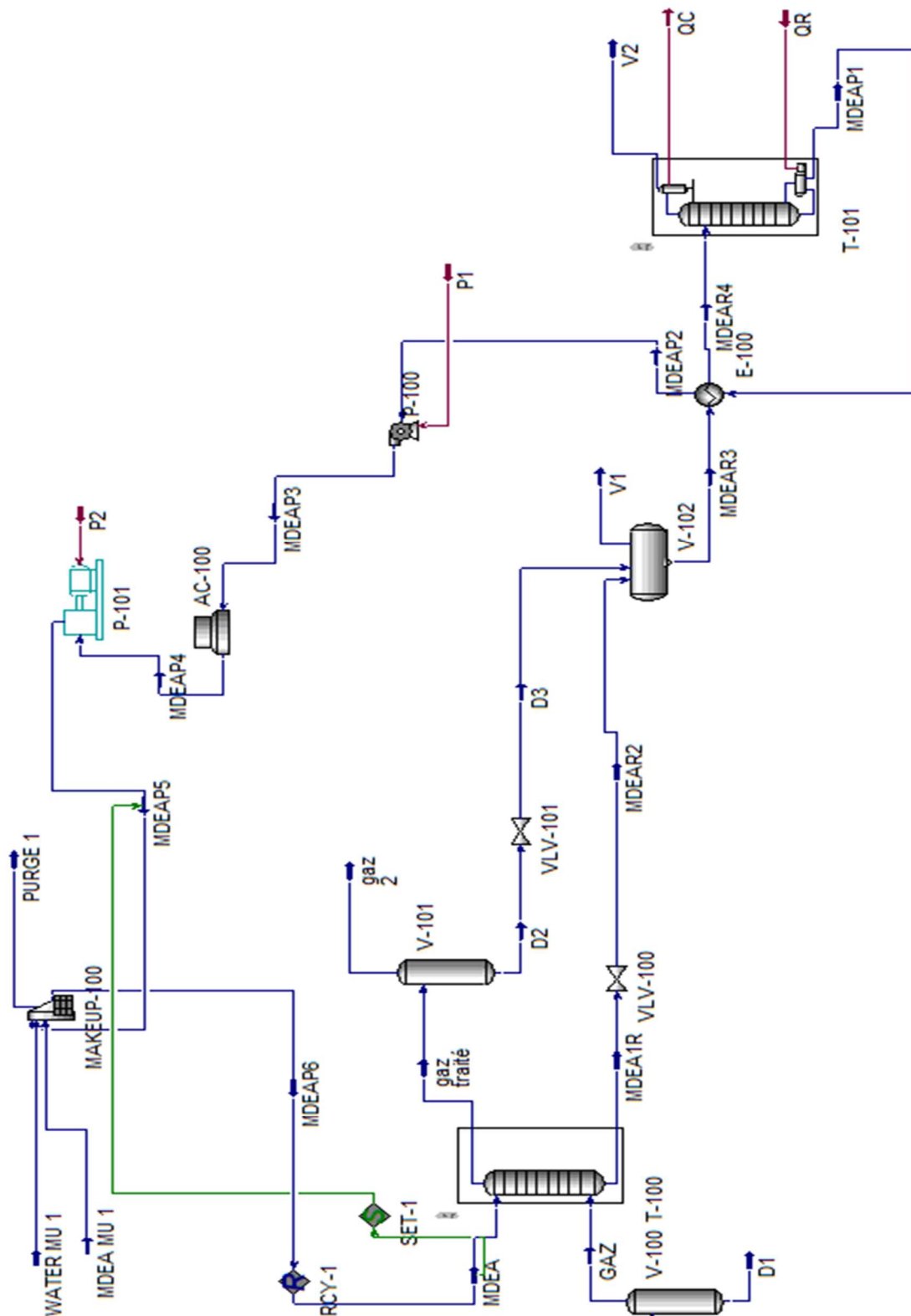


Figure II.12 : Schéma « flowsheet » final de la simulation de décarbonation du gaz naturel par logiciel Aspen HYSYS.

Tableau II.2. Paramètres de fonctionnement de l'absorbeur.

	ENTREE L'ABSORBEUR	SORTIE L'ABSORBEUR
Pression (KPa)	6991	6971
Température (°C)	35	48.81
Débit (kmole/h)	1244	1220
Constituants	Fraction molaire	Fraction molaire
C1	0.8537	0.8704
C2	0.0136	0.0139
C3	0.0055	0.0056
i-C4	0.0016	0.0016
n-C4	0.0013	0.0013
i-C5	0.0005	0.0005
n-C5	0.0003	0.0003
n-C6	0.0007	0.0007
Nitrogène	0.0749	0.0764
CO2	0.0462	0.0272
H2O	0.0017	0.0020

Le procédé d'absorption implique la séparation d'un mélange gazeux par un solvant liquide. Le but du procédé d'absorption est de transférer le soluté contenu dans un gaz vers un solvant liquide. Il s'agit de purifier un gaz de certains constituants indésirable. Le gaz à traiter est dit gaz riche, la charge dépourvue du soluté visée est dite gaz pauvre. Le solvant est dit pauvre lorsqu'il est pur et riche lorsqu'il transporte le soluté extrait de la charge.

Le contact est réalisé dans une colonne à plateaux ou à garnissage, appelé absorbeur. Le solvant pauvre est introduit en tête de colonne et descend à contre courant du gaz riche qui remonte la colonne.

D'après le tableau précédent la concentration de **CO₂** dans le gaz traité (sortie de la colonne d'absorption) est 0,0272, donc le MDEA n'absorbe pas totalement le gaz acide au niveau de la colonne

Le gaz traité ou pauvre en CO₂ sort de la tête de (T100) avec une concentration en CO₂ de 0,0272 (c'est-dire le MDEA absorbe une quantité de CO₂ de gaz naturel) Du bas de la colonne (T100) sort le MDEA riche en CO₂ avec une température de **48,81 °C** et une pression de **6971 Kpa**, l'amine riche entre dans le séparateur (V100) à fin de séparer les hydrocarbure léger entrainer par l'amine riche. Les hydrocarbure léger sortent du haut de (V100) et l'amine riche sort du bas de (V100) avant d'être chauffé dans l'échangeur de chaleur (E100) coté tube jusqu'à une température de 98.89°C par le MDEA pauvre qui vient du bas du régénérateur.

II.11.VARIATION DE LA PRESSION DANS L'ABSORBEUR

L'évolution de la pression en fonction du nombre de plateaux dans l'absorbeur est représentée dans la figure suivante :

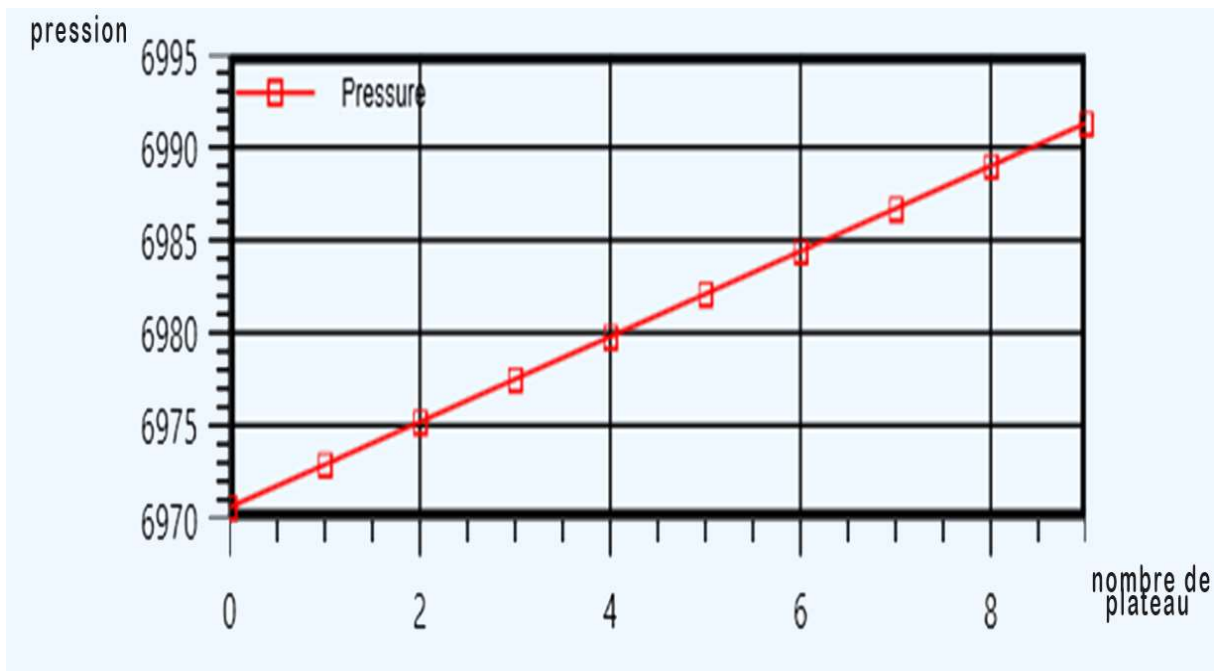


Figure II.13 :Evolution de la pression en fonction du nombre de plateaux dans l'absorbeur.

On note que la pression passe de 6970 kPa à 6995 dans le dixième plateau.l'absorption est favorisée à haute pression, sans pour autant diminuer de la tension de vapeur du gaz, c'est à dire ça volatilité.

II.12. VARIATION DE LA TEMPERATURE DANS L'ABSORBEUR



Figure II.14 : Evolution de la température en fonction du nombre de plateaux dans l'absorbeur.

On remarque que la température augmente de 49 à 66 °C du premier plateau au cinquième plateau. Après la température reste constante jusqu'à le 6ème plateau. A partir de ce point la température diminue pour atteindre la valeur de 50°C.

II.13. DIMENSIONNEMENT DE L'ABSORBEUR

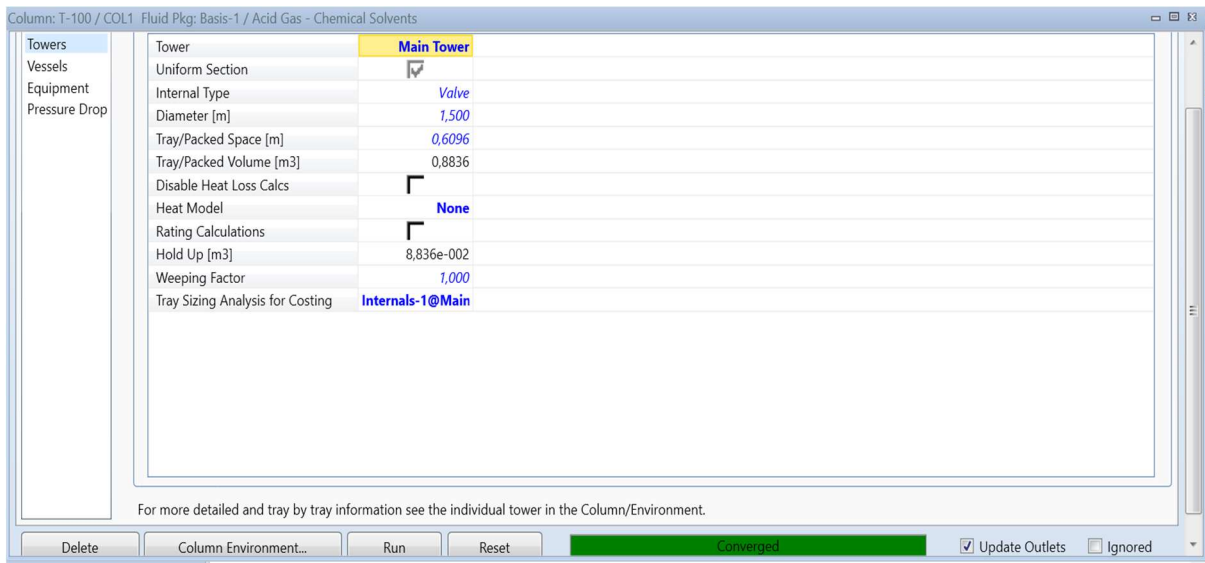


Figure II.15 : Onglet de l'évaluation de l'absorbeur .

II.13.1 WORKSHEET DE L'ABSORBEUR

Name	MDEA @COL1	GAZ @COL1	gaz traité @COL1	MDEAR1 @COL1
Vapour	0,0000	1,0000	1,0000	0,0000
Temperature [C]	43,78	35,00	48,85	50,03
Pressure [kPa]	7033	6991	6971	6991
Molar Flow [kgmole/h]	864,6	1244	1220	889,3
Mass Flow [kg/h]	2,375e+004	2,339e+004	2,231e+004	2,483e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	23,49	67,66	66,30	24,85
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-3,017e+005	-8,533e+004	-7,866e+004	-3,048e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-223,1	-106,4	-106,3	-219,2
Heat Flow [kJ/h]	-2,609e+008	-1,062e+008	-9,595e+007	-2,711e+008

Figure II.16 : Onglet « worksheet/connections » du absorbeur.

On remarque pour le cas du gaz il y a une augmentation de température de 35 à 48,85 °C. Il y a d'autre part une diminution légère de pression de 6991 à 6971kpa. En parallèle une diminution de débit molaire de gaz de 1244kgmole/h à 1220kgmole/h.

Le cas du MDEA une augmentation de température légère de 43,78 à 50,03et de pression de 7033kpa à 6991kpa.

II.14 REGENERATEUR

Tableau II.3.Caractéristique physique et chimique MDEA entrée et sortie de régénérateur.

	Entrée régénérateur	Sortie régénérateur
Pression (KPa)	455,1	220,6
Température (°C)	98,89	115,6
Débit (kmole/h)	887,9	862,7
Constituants	Fraction molaire	Fraction molaire
C1	0,0001	0,0000
C2	0,0000	0,0000
C3	0,0000	0,0000
i-C4	0,0000	0,0000
n-C4	0,0000	0,0000
i-C5	0,0000	0,0000
n-C5	0,0000	0,0000
n-C6	0,0000	0,0000
Nitrogène	0,0000	0,0000
CO2	0,0322	0,0050
H2O	0,8779	0,9026

Le régénérateur fonctionne avec deux échangeurs de chaleur permettant d'apporter/retirer l'énergie nécessaire pour la séparation : un rebouilleur situé en bas de colonne où le mélange est chauffé jusqu'à ébullition et un condenseur en tête de colonne qui permet de liquéfier les vapeurs afin de récupérer le produit purifié sous forme liquide.

L'amine riche qui sort de l'échangeur passe dans la colonne de désorption (T101) afin de régénérer l'amine avec une température d'entrée de 98.89°C. Le dioxyde de carbone (CO₂) qui sort de la tête du (T101) passe dans un condenseur pour garder la tête de colonne de régénération froide. Le MDEA pauvre qui sort du bas de la colonne (T101) passe dans le rebouilleur garder la température du bas de la colonne à 115.6°C puis passe dans l'échangeur de chaleur (E100) où il est refroidi jusqu'à une température de 64.73°C. À l'aide de la pompe (P-100) on augmente la pression de la solution MDEA pauvre.

II.15.VARIATION DE LA TEMPERATURE DANS REGENERATEUR

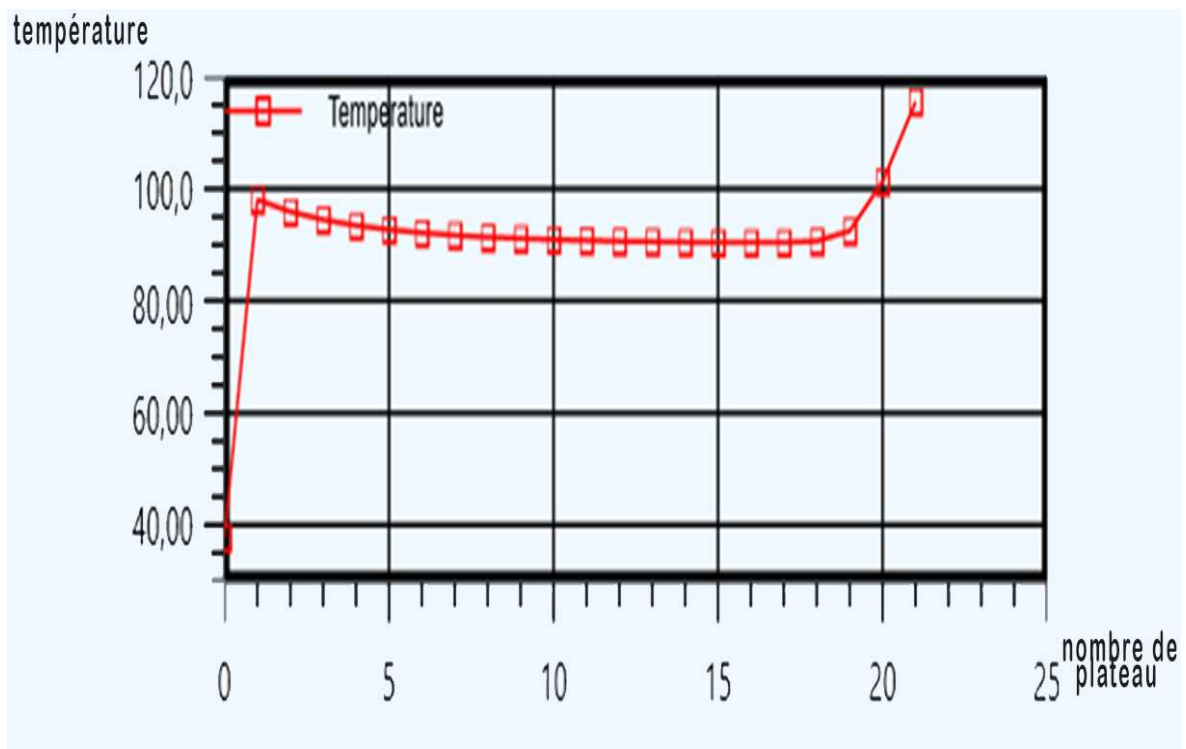


Figure II.17 : Evolution de la température en fonction du nombre de plateaux dans régénérateur.

La Figure II.17 montre l'évolution de la température en fonction du nombre de plaques dans le régénérateur. Selon le graphique, la température augmente de 40°C à 100°C puis commence à décroître à 95 °C et reste constante du deuxième plateau au 20^{ème} plateau après augmente atteignant 120°C.

II.16.VARIATION DE LA PRESSION DANS REGENERATEUR

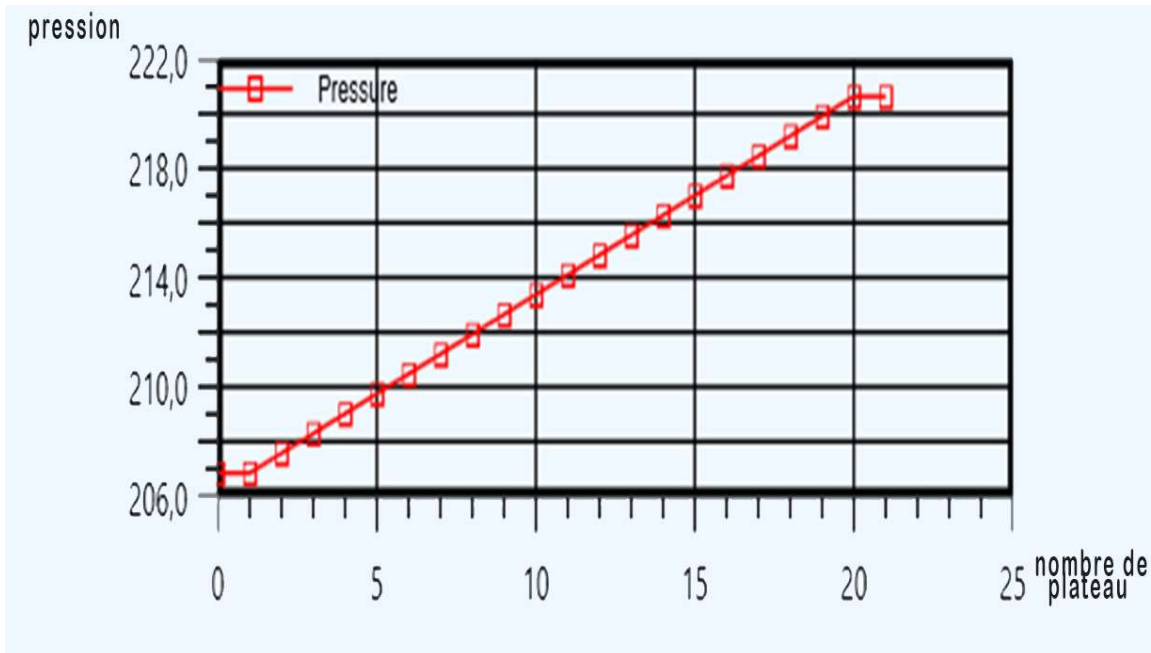


Figure II.18 : Evolution de la pression en fonction du nombre de plateaux dans régénérateur.

Le graphe montre l'évolution de la pression en fonction du nombre de plateaux dans le régénérateur : On note que la pression augmente de 206 kpa à 222 kpa du premier plateau au vingt et un plateau.

II.17.DIMENTION DE REGENERATEUR

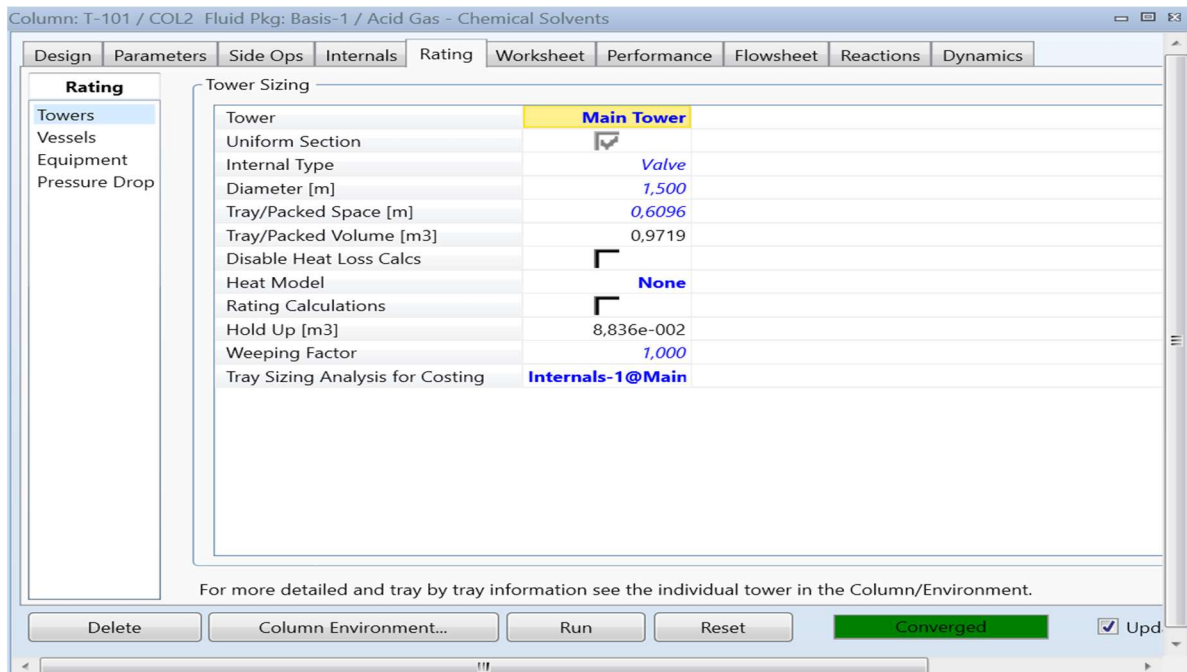


Figure II.19 : Onglet de l'évaluation de du régénérateur .

II.18.WORKSHEET DE REGENERATEUR

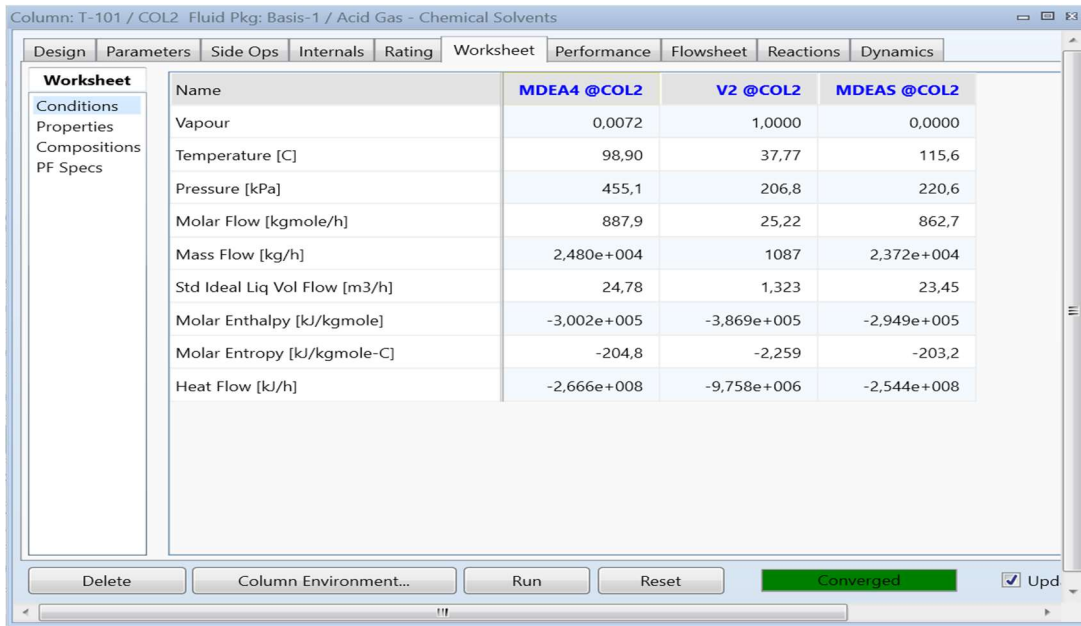


Figure II.20 : Onglet « worksheet/connections » du régénérateur .

On remarque augmentation de température de 98,9à 115.6°C et un abaissement de pression 455,1kpa à 220,1kpa et diminution de débit molaire de notre amine (887,9kgmol à 862,7kgmol.

Tableau II.4 Les résultats obtenus par la simulation d’unité de décarbonatation avec le MEA et MDEA

Courant	Paramètres	MEA	MDEA
Gaz entré absorbeur	Température (°C)	39,27	35
	Pression (kpa)	4220	6991
	Débit (kg/h)	226400	233900
Gaz sortie absorbeur	Température (°C)	41,76	48,81
	Débit (kg/h)	225300	223100
MEA-R Sortie absorbeur	Température (°C)	39,45	50,03
	Débit (kg/h)	62090	248300
Tête du régénérateur	Température (°C)	107	37,77
	Pression (kpa)	150	206,8
	Débit (kg/h)	4717	1087
Fond du régénérateur	Température(°C)	115,8	115,6
	Débit (kg/h)	60490	237200

Tableau II.5 : Pourcentage de constituants dans les produits au niveau de l'absorbeur par MEA et MDEA.

Solvant	Pourcentage molaire du CO2 éliminé	Teneur en CO2 en tête de l'absorbeur
MEA	97,38	0,000030
MDEA	58,87	0,0272

On remarque que les taux d'absorption de dioxyde de carbone du gaz naturel par MDEA, par simulation est 58,87 % tandis que le taux d'absorption de CO2 par MEA effectué dans une étude ultérieure est de 97,38 % mieux que le MDEA (Tableau II.5). Donc on doit changer quelque paramètre de fonctionnement de la colonne de l'absorbeur et de régénérateur pour améliorer la capacité d'absorption.

CONCLUSION GENERALE

Le domaine de traitement de gaz naturel est vaste et comprend plusieurs procédures pour assurer l'opération de purification de gaz naturel pour être utilisable par les consommateurs. Parmi ces procédés la décarbonatation qui est nécessaire pour éliminer le dioxyde de carbone de gaz naturel. Le présent travail a pour objectif la simulation de la section de la décarbonatation du gaz naturel par logiciel Aspen HYSYS, un logiciel le plus utilisé au niveau des complexe et en particulier Sonatrach. La simulation comporte la simulation de la colonne d'absorption, colonne désorption (régénérateur), séparateur, et les échangeurs de chaleurs. L'étude réalisée a montré que la MDEA absorbe le dioxyde de carbone avec un pourcentage de 59 %, par contre MEA présente une capacité de 97 %. Cette valeur est faible par rapport à l'absorption du CO₂ par la MEA. Donc la MDEA est moins réactif vis-à-vis du dioxyde de carbone mais une capacité de charge à l'équilibre approchant une mole de dioxyde de carbone par une mole d'amine. En plus il nécessite également des moins d'énergie pour le régénérer. Il est nécessaire de combiner entre la solution de MDEA et un catalyseur connu sous le nom pipérazine (aMDEA) qui a une activité connue un succès à l'échelle commerciale.

Références bibliographiques

- [1] <https://www150.statcan.gc.ca/n1/daily-quotidien/220505/cg-a002-png-fra.htm>.
- [2] A. Rojey Le gaz naturel De la production aux marchés. Editions Technip. 2013.
- [3] P. Tondreau, Top 10 des producteurs de gaz naturel en 2022. MesFinances.be. 2022.
- [4] S. Perros. La tendance du marché de l'énergie. Optima Energie. 2022.
- [5] <https://www.iea.org/topics/world-energy-outlook> .
- [6] T. Murray. 6 graphiques qui expliquent pourquoi le gaz naturel sera un carburant important pour le futur. Energy Factor. 2019.
- [7] Gecf. expertcommentary. The future of natural gas in Eurasia. 2019.
- [8] <https://www.eex.com/en/>.
- [9] A, François. Quel est le prix du gaz, 2022.
- [10] Energy information administration, monthly energy review.
- [11] Albert Legoult. Pétrole gaz et les autres énergies. Editions Technip. Paris .2007.
- [12] N.M, Kebe. Accord inédit de vente de gaz naturel liquéfié (GNL) entre la Guinée Equatoriale et le Burkina Faso, 2017.
- [13] A. L. Kohl, R. Nielsen. . *Gas Purification* (5^eéd.). Gulf Professional Publishing, 1997.
- [14] F. Lecomte, P. Broutin, E. Lebas. *Le captage du CO2*. Editions Technip. 2009.
- [15] National Center for Biotechnology Information.
- [16] Notice technique, Badische aniline sodafabrik AG, Monoéthanolamine pure. 1968
- [17] B. G. Liptak, Instrument Engineers' Handbook, Volume Two : Process Control and Optimization (4^eéd.). CRC Press. 2018.
- [18] G. P. Rangaiah, S. Sharma, Differential Evolution In Chemical Engineering : Developments And Applications. WSPC. 2017
- [19] Cicile J.-C., Technique de l'ingénieur, Distillation. Absorption - Généralités sur les colonnes de fractionnement. J 2621, 1994.
- [20] L. Warren McCabe; Julian C., Smith; Peter, Harriott. Unit Operations of Chemical Engineering. International edition, 2005.
- [21] J.D. Seader and E.J. Henley. Separation Process Principles (2nd ed.). John Wiley & Sons. 2006.