

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Techniques

Département de Génie Des Procédés

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

MASTER ACADEMIQUE



Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Industries Pétrochimiques

Spécialité : Génie Du Raffinage



**SIMULATION DE
DECARBONATATION DU GAZ NATUREL
PAR UNE AMINE**



Présenté par : *Hamdi Mohamed Abdeljalil*

Et : *Hamdoud Brahim*

Soutenu publiquement le : 14/06/2023

Devant le jury composé de :

Mr Abass Attaia Professeur (UKM Ouargla) Président

Mr Billal Benabidi MCA (UKM Ouargla) Examineur

Mr **Ammar Mehassouel** (UKM Ouargla) Encadreur

Et Mr **Ahmed** (UKM Ouargla) Encadreur

2022/2023

Remerciements

*Nous tenons à remercier le bon Dieu qui nous a donné le courage et la
Volonté pour réaliser ce modeste travail.*

*Nous remercions vivement notre encadreur Mr. Ammar Mehassouel pour
son aide, sa disponibilité et ses conseils Judicieux durant toute la période
de réalisation de ce mémoire.*

*Nous remercions aussi Mr. Ahmed pour nous avoir guidés et dirigés
Pour la maîtrise du logiciel*

*On tient à notifier nos Sincères remerciements les plus particuliers aux
Enseignants du département du Génie des procédés et Hydrocarbures, qui ont
Contribué à notre formation durant nos études.*

*Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à tous le personnel du CPF
de Rhourde Nouss*

*Et à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation et la
réussite de ce travail.*

Dédicaces

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

Mon Père et Ma Mère pour leurs soutiens durant toutes mes années

D'études, Mon Oncle et toute sa petite famille,

(Le plus jeune d'entre eux).

A mon grand frère : Abd Raouf

Et le petit: Mohamed Fares

A Toute Ma Grande Famille.

En fin à Tous Mes Amis

Et Mes Collègues.

Mohammed Abdeljalil H.A.M.D.J

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à :
Mon Père et Ma Mère pour leurs soutiens durant toutes Mes années
D'études.

A Mes chers frères : Nasrou et Mohammed

A Toute Ma famille qui a résisté à la souffrance d'être loin d'eux.

-En fin à Tous Mes amis.

Et Mes Collègues.

Brahim HAMDOUD

Résumé

La principale source alternative en énergie avec moins d'impact environnemental est celle à partir du gaz naturel, ce dernier contient un certain constituant contaminant à ses conditions géologiques des gisements, à savoir, le CO₂ qui constitue un grand risque environnemental majeur pour l'atmosphère et les équipements des procédés gaziers. L'objectif tracé dans ce mémoire est d'optimiser une unité de décarbonation au niveau du complexe de traitement de gaz Rhourde Nous.

L'opération de décarbonation est basée sur le procédé d'absorption avec un solvant chimique comme les amines ou avec un solvant physique. Dans ce travail nous avons simulé l'absorption de CO₂ par un mélange d'amine MDEA et DEA comme absorbeur, la simulation a été fait par le logiciel ASPEN HYSYS, les résultats obtenus ont montré l'efficacité du solvant à diminuer la teneur en CO₂ dans le gaz naturel à de très faibles quantités.

Mots clés : absorption, hysys, simulation, CO₂

ملخص

المصدر الرئيسي البديل للطاقة ذات التأثير البيئي الأقل هو أنه بصرف النظر عن الغاز الطبيعي ، فإن الأخير يحتوي على مكون ملوث معين في ظروفه الجيولوجية للرواسب ، وهو ثاني أكسيد الكربون الذي يشكل خطرًا بيئيًا كبيرًا على الغلاف الجوي ومعدات معالجة الغاز. الهدف الموضح في هذه الأطروحة هو تحسين وحدة إزالة الكربون على مستوى مجمع معالجة الغاز غرد نص.

تعتمد عملية إزالة الكربون على ظاهرة الامتصاص ، في هذا العمل طبقنا الامتصاص الكيميائي باستخدام أمين MDEA و DEA كمتص ، تم إجراء المحاكاة بواسطة برنامج ASPEN HYSYS ، النتائج التي تم الحصول عليها بواسطة الأخير توضح أن الوحدة تقلل من ثاني أكسيد الكربون المحتوى بكميات صغيرة جدًا

الكلمات المفتاحية : الامتصاص , المحاكات , ثاني اكسيد كربون

Summary

The main alternative source of energy with less environmental impact is that apart from natural gas, the latter contains a certain contaminating constituent in its geological conditions of the deposits, namely, CO₂ which constitutes a great major environmental risk for the atmosphere and gas process equipment. The objective outlined in this thesis is to optimize a decarbonation unit at the level of the RhourdeNous gas treatment complex.

The decarbonation operation is based on the phenomenon of absorption, in this work we applied chemical absorption using the amine MDEA and DEA as absorber, the simulation was done by the software ASPEN HYSYS, the results obtained by the latter shows that the unit reduces the CO₂ content to very small quantities.

Key words: absorption, hysys , simulation, CO₂

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : le top 10 des pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde

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

Tableau I.3 : Consommation mondiale de gaz naturel (en milliards de mètres cubes)

Tableau II.1: les critères des différentes amines

Tableau II.2 : comparaison entre les différents procédés de décarbonatation

Tableau II.3: composition réel de chaque effluent dans l'unité

Liste des Figures

Figure II.1 : les Différents procédés de décarbonatation.

Figure II.2 : Schéma de l'unité 28 CPF : la décarbonatation

Figure III.1 : introduction de la composition dans HYSYS

Figure III.2 : le choix du modèle thermodynamique

Figure III.3 : création de la colonne d'Absorption dans HYSYS

Figure III.4 : introduction de la pression de colonne d'Absorption dans le HYSYS

Figure III.5 : introduction de la Température de colonne d'Absorption dans le HYSYS

Figure III.6 : la simulation de colonne Absorption dans le HYSYS

Figure III.7 : création de ballon 3 phasique dans le HYSYS

Figure III.8 : création de la colonne de régénération (distillation) dans le HYSYS

Figure III.9 : PFD de simulation dans le HYSYS

Figure III.10 : l'entrée des données réel dans le tube du gaz acide de l'unité dans le HYSYS

Figure III.11 : l'entrée des données réel dans le condensateur de l'unité dans le HYSYS

Figure III.12 : l'entrée des données réel dans la vanne de pression de l'unité dans le HYSYS

Figure III.13 : l'entrée des données réel dans le compresseur de l'unité dans le HYSYS

Figure III.14 : l'entrée des données de recyclage de l'unité dans le HYSYS

Figure III.15 : PFD de partie de simulation d'Absorption dans le HYSYS

Figure III.16 : la compositions d'Amine dans l'entrée d'absorption de l'unité dans le HYSYS

Figure III.17 : le nombre des plateaux et la pression de la colonne d'absorption de l'unité dans le HYSYS

Figure III.18 : la sortie du Gaz laviez de la colonne d'Absorption de l'unité dans le HYSYS

Figure III.19 : la compositions d'Amine dans l'entrée d'absorption de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.20 : la sortie du Gaz laviez de la colonne d'Absorption de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.21 : la sortie du Gaz Riche de la colonne d'Absorption de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.22 : la compositions d'Amine dans l'entrée d'absorption de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.23 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.24 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.25 : le nombre des plateaux dans la colonne d'absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.26 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.27 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.28 : le nombre des plateaux dans la colonne d'absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.29 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.30 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.31 : le nombre des plateaux dans la colonne d'absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

Figure III.32 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

Figure III.33 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

Figure III.34 : PFD de partie de simulation de régénération dans le HYSYS

Figure III.35 : la compotions d'Amine Riche d'entrée dans la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS

Figure III.36 : la compotions d'Amine pauvre de la sortie du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS

Figure III.37 : le nombre des plateaux, la pression du la colonne, le delta P de reboire et change l'entrée de l'amine riche chaude dans la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS

Figure III.38 : le nombre des plateaux et la pression du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.39 : la compotions d'Amine pauvre de la sortie du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.40 : le nombre des plateaux et la pression de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.41 : la composition d'Amine pauvre de la sortie de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.42 : le nombre des plateaux et la pression de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

Figure III.43 : la composition d'Amine pauvre de la sortie de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

Figure III.44 : le delta P dans le reboiler de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.45 : la composition d'Amine pauvre de la sortie de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Figure III.46 : le delta P dans le reboiler de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.47 : la composition d'Amine pauvre de la sortie de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Figure III.48 : composition de l'amine à l'entrée de l'absorbeur

Figure III.49 : la composition et les paramètres du Gaz lavé

Figure III.50 : la composition et les paramètres de l'Amine Riche

Figure III.51 : la composition et les paramètres d'Amine Riche chaude

Figure III.52 : les compositions et les paramètres du solvant sortant de la colonne de régénération

Liste des abréviations

PFD : Process Flow Diagrams

DCS : Salle de contrôle

CPF : Central processing facility

PCS : Pouvoir calorifique supérieur

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

Ppm : Partie par million

CBM : Coal Bed Methane

RNS : RhourdeNous

PTSA : Pression et température d'adsorption

Symboles chimique :

BP : Basse Pression

P : Pression (bar)

T : Température (°C)

GN : Gaz Naturel

GNL : Gaz naturel liquéfié

He : hélium

Cu : Cuivre

Hg : Mercure

MEA : Monoéthanolamine

DEA : diéthanolamin

MDEA : méthyl-diéthanolamine

Acide Gaz: (modèle d'amine contient les modèles thermodynamique pour les calculs)

CH₄ : Methane

C₂H₆ : Ethane

C₃H₈ : Propane

i-C₄H₁₀ : I-Butane

$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$: n-Butane

$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$: I-pentane

$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$: n-Pentane

C_6H_{14} : Hexane

C_7H_{16} : Heptanes

C_8H_{18} : Octane

N_2 : Nitrogène

CO_2 : dioxyde de Carbone

H_2S : hydrogène sulfuré

H_2O : eau

Noms des équipements:

T-100 : colonne d'absorption (absorbeur)

V-100 : Séparateur de fluide

E-100 : échangeur (amine/amine)

t-101 : colonne de régénération (régénérateur)

E-101 : Echangeur a eau

P100 : pompe

RCY-1 : recycle (pour la réinjection).

Sommaire

Remerciements	1
Dédicaces	2
Dédicaces	3
Résumé.....	4
ملخص.....	4
Summary	4
Liste des Tableaux.....	6
Liste des Figures.....	7
Liste des abréviations	10
CHAPITRE I :	16
Généralités Sur Le gaz naturel.....	16
I.1. Définition du gaz naturel :	17
I.2. Le gaz naturel dans le monde :	17
I.2.2. La production du gaz naturel :	18
I.2.3. La consommation du gaz naturel :	19
I.3. Le gaz naturel en Algérie :	20
I.3.1. Richesse Algérienne en gaz naturel :	20
I.3.2. Les réserves gazières en Algérie :	21
I.4. Les différents types de gaz naturel :	21
I.4.1 Gaz conventionnels :	21
I-4.1.2.Le gaz humide :	21
I-4.1.3.Le gaz à condensât :	21
I-4.1.4.Le gaz associé :	22
I.4.2.Gaz non conventionnels :	22
CHAPITRE II :	23
La décarbonatation du gaz naturel.....	23
II.1. Présentation de l'unité étudiée	24
II.2. Les Problèmes rencontrés dans la section :	25
La corrosion :	25
Le moussage :	25
II.3. L'objectif du traitement du gaz naturel :	25

➤ But de l'élimination du « CO ₂ » du gaz naturel :.....	25
➤ But de l'élimination du « Hg » du gaz naturel :.....	25
➤ But de l'élimination du « H ₂ S » du gaz naturel :	25
➤ But de l'élimination du « H ₂ O » du gaz naturel :	26
II.4. Les Différents procédés de décarbonatation :	26
II.4.1. Décarbonatation du gaz naturel par absorption:	26
II.4.1.1. Absorption par solvants physiques :	26
II.4.2. Décarbonatation du gaz naturel par membrane :	28
II.4.3. Le procédé d'adsorption :	29
II.5. Comparaisons entre les procédés de décarbonatation	29
II.5.1. La corrosion	29
II.6. le procédé de traitement de gaz par absorption	30
CHAPITRE III :.....	35
Simulation de décarbonatation par le logiciel HYS	35
III.1. Généralité sur la simulation	36
III.2. Description du simulateur HYSYS :.....	36
III.3. Les modèles thermodynamiques :.....	37
III.4. Les étapes de simulation :.....	37
<input type="checkbox"/> Etablir la liste des composants (CO ₂ , H ₂ O, Amine, C1, C2..... etc.) ;.....	37
<input type="checkbox"/> Le choix d'un modèle thermodynamique (acid Gaz) ;.....	38
<input type="checkbox"/> Établir le schéma de procédé.....	38
<input type="checkbox"/> Les paramètres et conditions opératoires pour chaque équipement ;.....	42
<input checked="" type="checkbox"/> Les résultats développement de processus de simulation & les remarques ;.....	44
<input type="checkbox"/> Les résultats final ;.....	65
La colonne d'Absorption :.....	65
Colonne de Régénération :	67
Conclusion Générale.....	69

Introduction générale

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

Le gaz naturel est acheminé aux consommateurs par voie classique (transport par canalisation - gazoduc). Cependant, l'augmentation de la distance de transportation par canalisation rend cette alternative non économique. Le transport liquide (gaz naturel liquéfié (GNL)) est la voie la plus avantageuse. Le gaz subit plusieurs modes de transformation à des températures très basses, rendre le givrage de CO₂ possible dans les équipements énergétiques et les installations industrielles, ce qui baisse l'efficacité des installations. De plus son présence conduit à la corrosion des équipements. Par conséquent, il est important d'éliminer les traces de CO₂ avant de procéder à la liquéfaction du gaz naturel parmi les méthodes d'éliminations de CO₂ l'absorption par solvant, dans notre mémoire nous avons simulé l'absorption de CO₂ par un mélange d'amine MDEA et DEA pour voir l'efficacité de ce solvant dans l'élimination de CO₂.

Le principes de cette étude est de améliorer la séparation de CO₂ et l'Amine Riche avec moins de coût (source d'énergie) et d'équipement on utilisons simulation avec le programme HYSYS

La présentation de ce travail est articulée autour de trois chapitres :

Chapitre I : Dédié aux généralités sur le gaz naturel, qui est le fluide choisie pour la simulation de procédé de décarbonatation.

Chapitre II : le Présentation de l'unité et les principes de décarbonatation générale

Chapitre III : La simulation sur le traitement de gaz naturel dans le champ de Rhourd Nous et présentation des résultats.

CHAPITRE I :

Généralités Sur Le gaz naturel

I.1. Définition du gaz naturel :

L'énergie primaire non renouvelable, le gaz naturel, est largement disponible et de plus en plus utilisée dans un monde propre. La disponibilité et la qualité de l'énergie jouent un rôle de plus en plus important dans la production d'électricité, et elle est désormais considérée comme la source d'énergie la plus importante du 21^e siècle, avec les matières premières les plus populaires pour des raisons d'efficacité et d'environnement.

Le gaz naturel, comme le pétrole et le charbon, est un combustible fossile qui se produit naturellement dans la roche poreuse sous forme de gaz. Un mélange contenant 70 à 95 % de méthane (CH₄). Par conséquent, comme ils sont principalement constitués d'hydrogène et de carbone, ils sont appelés hydrocarbures. D'autres composés comme l'eau (H₂O), le soufre (H₂S), le dioxyde de carbone (CO₂), l'azote (N₂) et les traces de mercure (Cu) et d'hélium (He) sont presque éliminés du gaz naturel avant le traitement. Une méthode de lavage différente unique pour chaque composant [1].

Le gaz naturel est plus léger que l'air, incolore, inodore et informe. Il est présent sous forme de gaz à plus de -161°C. Les mercaptans, des parfums chimiques d'œuf pourri, sont souvent utilisés pour aider à détecter les fuites de gaz potentielles pour des raisons de sécurité [1].

I.2. Le gaz naturel dans le monde :

I.2.1. Les réserves en gaz naturel :

Selon l'évaluation des statistiques énergétiques mondiales 2021 de BP, publiée le 8 juillet 2021, les réserves mondiales de gaz naturel qualifiées de "vérifiées" ont atteint 188,1 billions de mètres cubes à la fin de 2020. La Russie a une réserve moyenne de 37 400 milliards de m³, ce qui en fait le pays avec le plus de réserves.

La majorité des réserves mondiales de gaz naturel se trouvent au Moyen-Orient. Il y a seulement 40,3% des réserves de gaz prouvées, soit 75,8 billions de mètres cubes, concentrées ici.

L'Iran prend la tête du classement dans ce domaine. Le pays est propriétaire de 32,1 billions de mètres cubes de gaz naturel, ce qui représente 17,1 % des réserves mondiales. Le Qatar se classe

en deuxième position dans le Moyen-Orient avec une réserve de 24,7 trillions de mètres cubes, soit 13,1% des réserves à la surface de la terre. L'Arabie Saoudite occupe la troisième place avec une quantité de 6 000 milliards de mètres cubes.

Ci-dessous, le top 10 des pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde

Tableau I.1 : Top 10 des pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde [2]

Pays	Réserves de gaz naturel (en milliers de milliards de m³)	Part des réserves mondiales
1. Russie	37.4	19,90 %
2. Iran	32.1	17,1 %
3. Qatar	24.7	13,1 %
4. Turkménistan	13.6	7,2 %
5. États-Unis	12.6	6,7 %
6. Chine	8.4	4,5 %
7. Venezuela	6.3	3,3 %
8. Arabie Saoudite	6	3,2 %
9. Émirats arabes unis	5.9	3,2 %
10. Nigéria	5.5	2,9 %

I.2.2. La production du gaz naturel :

La production mondiale de gaz naturel a considérablement rebondi après le ralentissement de l'activité économique causé par la pandémie de COVID-19. La Russie, en particulier, a augmenté sa production de près de 10 %, mais accuse un retard par rapport aux États-Unis, principal producteur, dans ce secteur et dans le secteur pétrolier également [3].

Tableau I.2 : Production mondiale de gaz naturel (en milliards de mètres cubes)[3]

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	253.7	2,8%	6,4%
Chine	194	209.2	7,3%	5,2%
Qatar	174.9	177	1,2%	4,4%
Canada	165.7	172.3	3,8%	4,3%
Australie	146	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	79.3	16,7%	2,0%
Malaysia	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	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	665.7	671.9	0,6%	17%
Total monde	3861.5	4036.9	4,3%	100,00%

I.2.3. La consommation du gaz naturel :

La pandémie de COVID-19 a provoqué une récession majeure dans la consommation mondiale de gaz. Alors que les États-Unis ont le plus consommé, la Chine et la Russie, les deux autres pays les plus consommateurs, ont enregistré des augmentations de plus de 11 %. En Europe, les pays les plus riches (Allemagne, Royaume-Uni et Italie) continuent de suivre leur tendance à la hausse.

La quantité de gaz naturel utilisée dans le monde (en milliards de mètres cubes)

Tableau I.3 : Consommation mondiale de gaz naturel (en milliards de mètres cubes)[3]

Pays	2020	2021	Évolution 2020-2021	Part dans la consommation mondiale
Etats-Unis	831.9	826.7	-0,6%	20,6%
Russie	432.5	471.6	11,4%	11,7%
Chine	336.6	387.7	12,5%	9,4%
Iran	234.3	241.1	7,3%	6,0%
Canada	113.3	119.2	2,9%	3,0%
Arabie Saoudite	113.1	117.3	3,8%	2,9%
Japon	104.1	103.6	-0,5%	2,6%
Allemagne	87.1	90.5	3,9%	2,2%
Mexique	83.7	88.2	5,4%	2,1%
Royaume Uni	73	76.9	5,3%	1,9%
Italie	67.6	72.5	7,2%	1,8%
France	40.6	43	5,9%	1,1%
Reste du monde	1352,70	1407.6	4,1%	35%
Total monde	3861,5	4036.9	4,5%	100%

I.3. Le gaz naturel en Algérie :

I.3.1. Richesse Algérienne en gaz naturel :

Sonatrach, le principal producteur d'hydrocarbures en Algérie, a révélé avoir découvert trois réserves de pétrole et de gaz dans le désert d'Alger, l'une d'entre elles étant liée à la société italienne Eni. L'objectif est d'accroître la fourniture de gaz aux nations européennes qui souhaitent diminuer leur dépendance envers la Russie.

L'un des principaux fournisseurs de gaz naturel en Europe, Sonatrach, a révélé avoir effectué trois découvertes de pétrole et de gaz dans le désert d'Alger. Ils travaillent avec le consortium italien Eni.

Selon un communiqué de Sonatrach, la première exploration autofinancée de Sonatrach a impliqué deux réservoirs dans la ceinture de recherche In Amenas 2 du bassin d'Illizi. Le premier réservoir a produit 300 000 m³/jour de gaz et 26 m³/jour de condensat, tandis que le deuxième réservoir a produit 213 000 m³/jour de gaz et 17 m³/jour de condensat.

La deuxième découverte, effectuée par la société publique italienne et partenaire Eni dans la région nord du bassin de Barkine, est une "découverte significative de pétrole brut". Les chercheurs ont découvert que pendant les essais de production, le puits a produit 1 300 barils de pétrole par jour et 51 000 m³/jour de gaz associé. La connexion des puits aux installations existantes facilite la récupération rapide des deux premières découvertes. [4]

I.3.2. Les réserves gazières en Algérie :

Les réserves de gaz naturel de l'Algérie sont considérées comme étant supérieures à 3 000 milliards de ms, soit environ 8 réserves mondiales, ce qui équivaut à 3 milliards de tonnes de pétrole en termes d'énergie. C'est la première fois qu'environ 1 milliard de ms de gaz a une valeur énergétique équivalente à un million de tonnes de pétrole. Il est possible de produire 60 milliards de ms de gaz par an pendant plusieurs décennies à un rythme de. En comparaison, l'Algérie a commencé à produire 60 millions de tonnes de pétrole en 1975. Cependant, à moins de nouvelles découvertes, ce rythme ne sera probablement pas maintenu pendant plus de vingt ans. [5]

I.4. Les différents types de gaz naturel :

I.4.1 Gaz conventionnels :

I-4.1.1.Le gaz sec :

Dans les conditions de production, ce gaz ne forme pas de phase liquide, le gaz est concentré en méthane et contient peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane. [6]

I-4.1.2.Le gaz humide :

Dans les conditions de production, ce gaz présente une formation de phase liquide en surface et le gaz présente une faible concentration en méthane. [6]

I-4.1.3.Le gaz à condensât :

Dans cette condition de gazage, un condensat lourd riche en condensat se forme dans le réservoir. [6]

I-4.1.4.Le gaz associé :

Il s'agit d'un gaz inerte adapté aux conditions de la phase huileuse des gisements pétroliers (champs pétrolifères). [6]

I.4.2.Gaz non conventionnels :

Dès les premières étapes de l'exploitation minière, il est nécessaire d'utiliser des techniques plus complexes pour exciter les roches confinées afin de produire de la production commerciale. [6]

Il existe quatre types de gaz dangereux :

- **Gaz provenant** de réservoirs qui sont étanches
- **Le gaz de schiste est appelé** : issu du gaz présent dans les roches. La source n'a pas encore réussi à se diriger vers les veines rocheuses. La production de ce gaz aux États-Unis a changé la donne en matière d'énergie et a provoqué ce qui est parfois connu sous le nom de « révolution du gaz de schiste ».
- **Le gaz de houille Coal BedMethane (CBM)** : se trouve dans les veines de charbon vierge, également connues sous le nom de décharges d'incendie. Il est apparu avec le charbon et n'a pas bouger.
- **Gaz contenu dans les résidus d'hydrates** : Les hydrates sont des composés solides composés de molécules de méthane entourées de cages de molécules d'eau. La formation d'hydrates favorise les basses et hautes températures. Bien que les réserves de gaz en question aient un potentiel très élevé, la difficulté à les développer réside dans le manque actuel de production de gaz naturel à partir d'hydrates.

CHAPITRE II :

La décarbonatation du gaz naturel

II.1. Présentation de l'unité étudiée

L'unité de traitement de gaz de Rhourde Nouss indiqué par CPF (Central Processing Facility) est composée de :

- La séparation du mélange multiphasique (Slug Catcher)
- Le traitement du gaz
- La compression et la déshydratation du CO₂
- Le prétraitement du condensat instable
- Le traitement de l'eau produite (désuilage)

Les mélanges de gaz multi phases contenant du condensat, de l'eau et du CO₂ peuvent atteindre 8,6 % mol et doivent avoir un pouvoir calorifique supérieur (PCS) comprise entre 9 800 et 9 900 Kcal/Sm² et une faible teneur en CO₂ inférieure à 10 % mol. [7]

Le but de l'unité de décarbonatation est de réduire la quantité de dioxyde de carbone (CO₂) présente dans le gaz d'alimentation d'un rapport molaire de 9 % à moins de 2 % de la spécification finale du gaz d'exportation. L'unité utilise une technologie d'absorption à contre-courant associée à une solution d'amine, suivie d'une étape de régénération (désorption), qui élimine le CO₂ de la solution d'amine par chauffage et pression.

Un séparateur passe le gaz brut pour éliminer tout liquide ou solide d'entraînement. Le gaz acide sort du haut d'un ballon flash et entre en contact à contrecourant avec une solution aqueuse d'amine pauvre au fond de l'absorbeur. Le gaz non corrosif sort de l'absorbeur supérieur. Le gaz acide passe à contrecourant avec le flux d'amine faible, qui absorbe le CO₂ et devient une solution riche. Le solvant riche est détendu dans un séparateur d'hydrocarbures à partir de la partie inférieure de l'absorbeur pour récupérer une partie absorbée dans le solvant riche. Ensuite, il passe par l'échangeur de chaleur amine-amine au régénérateur, où le gaz acide absorbé est enlevé à une haute température et basse pression. Le gaz acide quitte ensuite la colonne de distillation au sommet. L'amine faible sort du rebouilleur et traverse l'échangeur de chaleur amine-amine et un refroidisseur avant d'être introduite dans l'absorbeur. L'échangeur de chaleur amine/amine conserve la chaleur.

Sur le haut plateau de la colonne de régénération, une partie du gaz acide absorbé est flashée à partir de la solution riche chauffée. Le gaz acide et la vapeur, qui sont les produits en tête, passent à travers un condenseur où la vapeur est condensée et refroidie, puis renvoyée comme reflux à la

partie supérieure de la colonne de régénération. Le gaz acide est également séparé dans un séparateur et envoyé. [8]

II.2. Les Problèmes rencontrés dans la section :

Ces constats peuvent entraîner des problèmes importants dans la section de décarbonation tels que : [7]

La corrosion :

Cette erreur peut entraîner un arrêt prématuré, une perte de production et une durée de vie réduite de l'équipement.

Le moussage :

Empêche la régénération complète et affecte l'efficacité du traitement des gaz. Cela affecte l'efficacité d'élimination des gaz acides. De plus, le moussage réduit l'efficacité du transfert de masse sur le plateau en raison d'un mauvais contact Gaz-Liquide.

II.3. L'objectif du traitement du gaz naturel :

➤ But de l'élimination du « CO₂ » du gaz naturel :

Ainsi, un excès de CO₂ réduit le pouvoir calorifique du gaz, et pour une même énergie de transport, 1 % de CO₂ en plus coûte 2 % de gaz combustible en plus. Dans les environnements humides, les tuyaux se corrodent lentement en raison de la présence de CO₂. Pour un gaz contenant 3% de CO₂, la diminution moyenne théorique de l'épaisseur du tube est d'environ 3 microns par an. Élimine le CO₂ avant la liquéfaction (décarbonation) pour éviter le colmatage et la corrosion de l'équipement de traitement. [9]

➤ But de l'élimination du « Hg » du gaz naturel :

Les dangers de la pollution au mercure sont bien connus. En effet, le mercure est un élément toxique, l'exposition au mercure peut entraîner des troubles neurologiques et du développement. Les émissions de mercure peuvent rester dans l'atmosphère pendant des heures, voire des années. [9]

➤ But de l'élimination du « H₂S » du gaz naturel :

Pour éviter la corrosion des éléments. [9]

➤ **But de l'élimination du « H₂O » du gaz naturel :**

Cela dépend des conditions de température et de pression au moment de l'installation. La vapeur peut s'hydrater, se condenser ou se condenser, accélérant la corrosion et les dysfonctionnements. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire l'humidité du gaz en utilisant des techniques de traitement appropriées. [9]

II.4. Les Différents procédés de décarbonatation :

les différents procédés de décarbonatation sont récapitulés dans la figure II.1 suivante

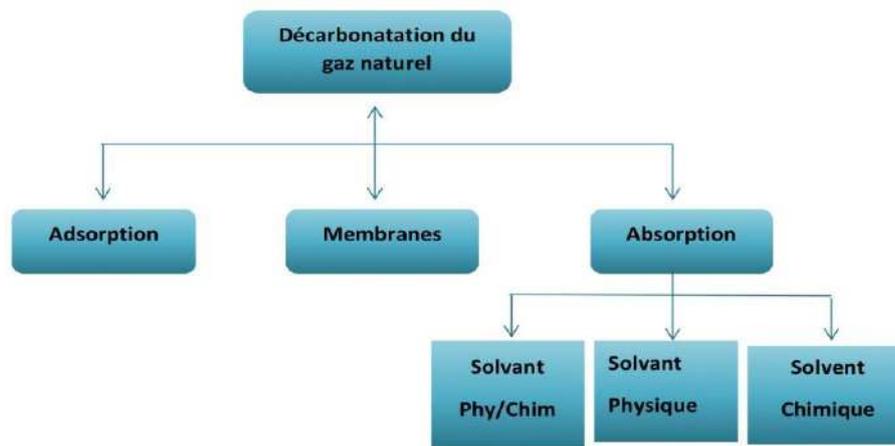


Figure II. 1: les Différents procédés de décarbonatation [8]

II.4.1. Décarbonatation du gaz naturel par absorption:

II.4.1.1. Absorption par solvants physiques :

L'avantage de ces méthodes est qu'elles ne nécessitent que peu ou pas de chaleur pour absorber les gaz acides. Le solvant absorbe les hydrocarbures lourds du gaz, puis le gaz acide les réabsorbe. Dans les conditions suivantes, l'utilisation de méthodes physiques à base de solvant est recommandée: [8]

- ✓ Faible concentration d'hydrocarbures lourds dans la charge.

- ✓ Forte teneur en gaz acides dans la charge.
- ✓ Sélectivité H₂S/CO₂ recherché.

Le méthanol et le Carbonate de propylène sont les plus anciens solvants commercialisés.

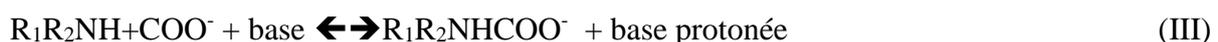
Critères de sélection d'un solvant physique :

- ✓ Capacité élevée d'absorption du CO₂.
- ✓ Faible pression de vapeur.
- ✓ Faible capacité d'absorption des hydrocarbures.
- ✓ Non corrosif.
- ✓ Faible viscosité.
- ✓ Non réactif avec les composants du gaz.
- ✓ Coût raisonnable.

II.4.1.2. Absorption par solvants chimiques :

Pour transférer le matériau de la phase gazeuse à la phase liquide et éliminer tout CO₂, ce processus nécessite une réaction exothermique des flux de solvant et de gaz. La majorité des réactions chimiques peuvent être inversées. Dans ce cas, le réactif (solvant) réduit le CO₂ dans le contacteur à haute pression à basse température, de préférence. Ensuite, un processus d'extraction endothermique à haute température et basse pression inverse la réaction.

La formation d'un zwitterion par la réaction (I), R₁R₂NH⁺COO⁻, suivie d'une déprotonation par une base ou une molécule d'eau pour produire un ion carbamate stable est le mécanisme réactionnel d'absorption du CO₂ dans les amines primaires et secondaires en présence de H₂O. [10]

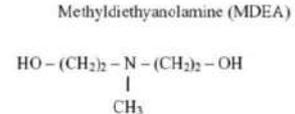
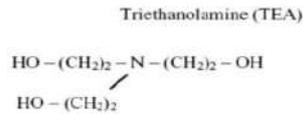


La réaction globale est :

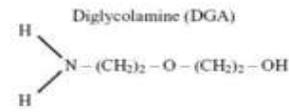
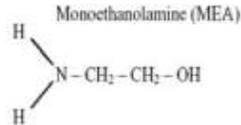


Solvants chimiques utilisés : Les Amines sont largement utilisées par rapport aux divers solvants disponibles pour l'élimination du CO₂ dans le flux du gaz naturel et sont [8] :

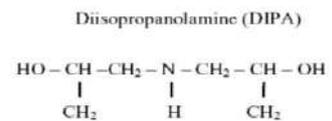
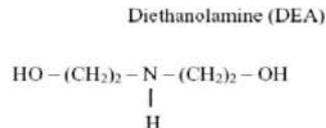
• Amines Primaires



• Amines Secondaires



• Amines Tertiaires



Comparaison des amines : Le tableau II.1 suivant montre les critères des différentes amines :

Tableau II.1 : Les critères des différentes amines [8]

Critères	MEA amine primaire	DEA Amine Second	MDEA Amine tertiaire
Corrosivité	Forte	Moins MEA	Faible
Besoin énergétique	Elevé	Moins MEA	Le plus bas
Dégradation en présence de CO ₂ et COS	Forte	Résistant	Résistant
Dégradation en présence de O ₂	Oui	Oui	Oui
Cout	Faible	Plus MEA	Le plus élevé
Réactivité	Forte	Moins MEA	Le plus faible
Capacité d'absorption	Faible	Plus MEA	Le plus élevé
Vitesse d'absorption	Elevé	2 fois moins	30 x moins

II.4.2. Décarbonation du gaz naturel par membrane :

Ces installations ne sont utilisées que pour la séparation en petit volume de la décarbonation et de la déshydratation simultanée du gaz naturel. Ils existent deux principaux schémas possibles pour réduire les émissions de CO₂ des membranes :

L'absorption chimique via des contacteurs membranaires,

La permutation de gaz.

Lorsqu'elles sont séparées par des membranes en contact, les membranes elles-mêmes ne participent pas à la séparation du CO₂. En tant que solvant absorbant, il facilite le contact avec le CO₂ et assure sa séparation.

Pour une séparation efficace, la membrane doit être hautement perméable au dioxyde de carbone, la traverser sous pression et être pratiquement imperméable au méthane. [8]

II.4.3. Le procédé d'adsorption :

En augmentant la pression ou en diminuant la température, le gaz à traiter est mis en contact avec un solide dans le processus d'adsorption. La régénération des solides peut se produire en augmentant la température (TSA), en diminuant la pression (PSA) ou en adsorbant les vapeurs non exemptes de gaz des passages latéraux. L'adsorption se produit sous pression, tandis que la désorption se produit en augmentant la pression et/ou la température dans le procédé PTSA (pression et température d'adsorption). [8]

II.5. Comparaisons entre les procédés de décarbonatation

Le tableau suivant montre la différence des options technologiques de décarbonatation :

Tableau II.2: comparaison entre les différents procédés de décarbonatation [11]

Absorption chimique	Absorption physique	Adsorption	Perméation par membrane
Technologie Maitrisée	Besoins énergétiques Faibles	Disponibilité commerciale	Peu de maintenance
Perte et dégradation de solvant	Solubilité des HC	Faible capacité d'adsorption	Peu d'espace
Besoins énergétiques Elevés	Pression opératoire élevée	Faible sélectivité	Perte d'HC élevée
	Pression partielle du CO ₂ élevée		Pression opératoire élevée

II.5.1. La corrosion

Les parties les plus exposées à la corrosion dans les unités de séparation sont celles où la concentration en gaz acides est la plus forte et où la température est la plus élevée (partie haute de la colonne de régénération, dans le condenseur de tête et dans le bas de la colonne d'absorption). La forte corrosivité des amines primaires est due à l'impossibilité de désorber complètement le CO₂ qui reste sous forme d'ion carbamate MEACOO⁻ dans la solution régénérée ; cet ion agit comme un sel d'acide thermiquement stable et sa concentration dans la solution est directement liée à la diminution du pH du mélange. Ces anions carbamates et anions de sels stables agissent

sur la corrosion de manière indirecte en se complexant avec les ions ferreux ou ferriques. Ils empêchent la formation d'un film d'oxyde ferreux qui réduit l'attaque des gaz acides sur l'acier carbone. Le taux de charge augmente la vitesse de corrosion. Les amines primaires ont un taux de charge plus bas que les amines secondaires car elles sont plus corrosives. Les amines tertiaires sont intéressantes car elles sont nettement moins corrosives. [10]

II.6. le procédé de traitement de gaz par absorption

✓ Entrée des gaz acides

Les gaz acides qui proviennent des compresseurs boosté entrent dans le séparateur de l'unité de décarbonation à une pression de 82 bar et à une température 55 °C. Dans le séparateur, les liquides présents dans le courant du gaz sont séparés et envoyés sous contrôle de niveau tout ou rien dans le système de traitement des eaux huileuses [7].

✓ Absorbeur de CO₂

Les gaz acides provenant du séparateur d'entrée entrent au bas de la colonne d'absorption où ils entrent en contact à contre courant avec une solution d'amine (amine pauvre) qui entre en haut de la colonne. Les gaz décarbonatés provenant du haut de l'absorbeur, ayant une teneur inférieure à 2% molaire de CO₂ et étant saturés d'eau, sont refroidis de 73°C à 60°C par l'aérefroidisseur du gaz décarbonaté, et ensuite acheminés vers le système de déshydratation de gaz. Le gaz doux est plus chaud que le gaz acide entrant dans l'absorbeur dû au fait que l'absorption du CO₂ par l'amine est une réaction exothermique. La perte de pression dans l'Absorbeur de CO₂ est disponible dans le système DCS. Une augmentation de la pression différentielle indique normalement la présence de moussage dans la colonne et signale la nécessité d'injecter l'agent anti-mousse. Le dosage recommandé, ne doit pas être excédé afin de s'assurer d'avoir un bon fonctionnement.

Le fond de la colonne est équipé d'interrupteurs de niveau de très bas et très haut, raccordés au système d'arrêt d'urgence. Si l'interrupteur de très bas, ferme la vanne de sortie d'amine riche pour empêcher une percée de gaz vers le Ballon de flash amine riche. Et si l'interrupteur de niveau très haut, ferme la vanne l'entrée d'amine pauvre dans l'absorbeur. Afin d'éviter que le niveau de liquide dans le fond de l'absorbeur dépasse la tuyère d'admission du gaz et ainsi éviter des dommages potentiels aux plateaux du bas [7]

✓ Ballon de Flash d'amine

Dû au fait que l'absorption du CO₂ par la solution d'amine est un processus exothermique, la température de l'amine riche qui sort du fond de la colonne est plus chaude que l'amine pauvre. L'amine riche qui provient de l'absorbeur de CO₂ à 80 °C est acheminée vers le Ballon de flash d'amine riche afin d'enlever une partie de CO₂ et les hydrocarbures légers. En réduisant la pression de 82 barg à 4.8 barg, on diminue ainsi la charge sur le Régénérateur d'amine localisé en aval. Dans le ballon, le contrôle de pression se fait en éventant les gaz vers la torche.

Le ballon de flash est équipé d'une écumeuse qui permet le drainage d'une couche d'hydrocarbures, qui peut apparaître pendant l'exploitation normale. Ce drainage se fait vers le système des eaux huileuses [7].

✓ Régénération

L'amine riche provenant du ballon de flash passe à travers les tubes des échangeurs de chaleur amine pauvre/riche pour se préchauffer jusqu'à 103 °C par un échange thermique avec l'amine pauvre chaude provenant du Régénérateur.

Régénération d'amine Le courant d'amine riche chaude entre dans la partie supérieure de la colonne du Régénérateur d'amine sous les plateaux de reflux (au niveau du troisième plateau), et s'écoule vers le bas, à contre-courant de la vapeur d'eau de régénération qui remonte. Le Régénérateur d'amine est équipé de trois (3) rebouilleurs de type bouilloire (kettle), pour la régénération de l'amine. L'énergie pour les rebouilleurs est fournie par de l'huile caloporteuse. Pour éviter la détérioration de l'amine, la température des rebouilleurs est maintenue en-dessous de 130°C.

La perte de pression dans la colonne du Régénérateur est disponible dans le DCS. Une augmentation de la pression différentielle indique normalement un moussage dans la colonne et signale la nécessité d'injecter l'agent antimousse.

Le gaz de tête du Régénérateur, qui est constitué essentiellement de CO₂ saturé d'eau, est envoyé vers l'Aéroréfrigérant de tête du CO₂ afin de condenser l'eau en refroidissant le gaz de 90 à 55 °C. Le gaz refroidi est acheminé vers le Ballon de tête du régénérateur d'amine où l'eau condensée est séparée du gaz.

Le Ballon de tête du régénérateur d'amine reçoit aussi l'eau déminéralisée d'appoint.

L'injection de l'eau déminéralisée d'appoint se fait continuellement afin de compenser les pertes d'eau dans le gaz doux qui sort de la colonne d'absorption.

L'inventaire d'amine dans le système est continuellement réduit dû aux pertes d'amine dans le gaz doux et aux pertes d'eau dans le gaz doux et le CO₂. mais l'appoint d'amine se fera une fois par semaine selon les résultats des analyses de laboratoire

La solution d'amine pauvre « chaude » recueillie au fond de la colonne du régénérateur est pompée à 10 barg à un débit de 665 m³ /h par les Pompes booster d'amine jusqu'aux calandres des Échangeurs de chaleur amine pauvre/riche pour échange thermique avec l'amine riche « froide » qui vient du Ballon de Flash Amine Riche, réduisant la température de 128 °C à 90 °C.

L'amine pauvre provenant des Échangeurs de chaleur amine pauvre/riche est acheminée vers l'Aérefroidisseur de recirculation d'amine, réduisant la température de 90 à 59 °C. Dans le but d'éviter la condensation d'hydrocarbures, qui pourrait favoriser le moussage dans la colonne d'absorption, la température de l'amine pauvre doit être maintenue 5°C plus chaude que celle du gaz qui alimente l'Absorbeur de CO₂. L'opérateur introduit le point de consigne afin de maintenir 5°C plus chaude dans l'amine pauvre par rapport au gaz acide.

Le contrôle des aérefroidisseurs se fait sur la température d'amine pauvre et non sur la différence de température (ΔT) afin d'avoir une opération plus stable

✓ Réinjecter d'Amine pauvre dans la colonne d'Absorption

L'amine pauvre refroidie est acheminée vers les Pompes de Recirculation d'amine. L'amine est pompée à 90 barg et 60 °C pour la réintroduire dans le haut de la colonne d'absorption. Une boucle de débit minimal avec un point de consigne de 310 m³/h) protège les pompes contre un déclenchement de bas débit par recyclage en amont de l'Aérefroidisseur de recirculation d'amine [7] la figure suivante schématise le procédé complet de traitement de l'unité.

CHAPITRE II : La Décarbonatation du Gaz Naturel

num courant		2305	2819	2832	2803	2804	2812	2801	2805	2831	2806	2807	2802	2809	2810	2811
Courant totale																
Fraction vapeur		0.9981	0	0	0.486	1	0	0.9979	0.0079	1	0	0.0380	1	0	0	0
Température	°C	54.8	54.8	80.3	50.4	54.8	60.2	60	80.3	80.3	80.3	103	54.6	128.6	89.1	59
Pression	Bar(a)	84.8	84.8	5.8	1.6	84.6	89.1	84	5.8	5.8	5.8	4.1	1.7	10.9	9.3	7.2
Débit molaires	Kgmole/h	18728	43	47	46	18682	22627	17357	24043	191	23852	23852	1293	22627	222627	22627
Débit massique	Kg/h	391556	1074	7604	1074	390481	709086	332615	768618	6526	762091	762091	53908	709086	709086	709786
Débit voll, réel	M3/h	5062	1	11	39	5239	690	4906	1653	959	701.4	7561	20628	733	706	691
Masse volumique	Kg/m3	77.36	860.008	691	27.70	74.53	1027	67.79	465.05	6.81	1086.54	100.79	2.61	967.59	1003.75	1026
Compositions				152	23.45	20.90	31.34	19.16	31.97	34.19	31.95	31.95	41.70	31.39	31.39	31.39
Fractions molaires	Azote	0.5255	0.0080	0.0013	0.0080	0.5267	0	0.5664	0.0003	0.0419	0	0	0	0	0	0
	Co2	8.5802	0.6136	0.5283	0.6136	8.5984	0.1371	1.7242	5.5654	61.5877	5.1171	5.1171	91.1093	0.1376	0.1376	0.1376
	Méthane	81.3798	2.3524	1.2742	2.3524	81.5608	0	87.4709	0.2249	27.5501	0.0063	0.0063	0.1156	0	0	0
	Ethane	5.0603	0.4173	1.0054	0.4173	5.0709	0	5.4288	0.0209	2.4955	0.0011	0.0011	0.0204	0	0	0
	Propane	1.8813	0.3406	1.9977	0.3406	1.8848	0	2.0206	0.0058	0.6930	0.0003	0.0003	0.0052	0	0	0
	i-butane	0.5896	0.1885	1.8151	0.1885	0.5905	0	0.6337	0.0014	0.1631	0.0001	0.0001	0.0011	0	0	0
	n-butane	0.5804	0.2294	2.5624	0.2294	0.5812	0	0.6232	0.0017	0.1977	0.0001	0.0001	0.0017	0	0	0
	i-c4	0.3212	0.2245	3.4633	0.2245	0.3214	0	0.3455	0.0003	0.0418	0	0	0.0002	0	0	0
	n-c5	0.1557	0.1305	2.1537	0.1305	0.1558	0	0.1673	0.0002	0.0269	0	0	0.0001	0	0	0
	n-c6	0.2323	0.4061	8.3573	0.4061	0.2319	0	0.2492	0.0003	0.0367	0	0	0.0002	0	0	0
	n-c7	0.1429	0.4900	11.8228	0.4900	0.1421	0	0.1528	0.0001	0.0093	0	0	0	0	0	0
	n-c8	0.0493	0.3444	9.0242	0.3444	0.0486	0	0.0523	0	0.0040	0	0	0	0	0	0
	n-c9	0.0270	0.3652	10.6720	0.3652	0.0262	0	0.0282	0	0.0050	0	0	0.0001	0	0	0
	n-c10	0.0101	0.2583	8.5805	0.2583	0.0095	0	0.0102	0	0.0013	0	0	0	0	0	0
	n-c11	0.0031	1.3157	5.9886	1.3157	0.0001	0	0.0001	0	0	0	0	0	0	0	0
	n-c12	0.0077	0.5840	30.6740	0.5840	0.0064	0	0.0069	0	0	0	0	0	0	0	0
	H2o	0.4536	91.7315	0.0792	91.7315	0.2446	86.6431	0.5197	81.7377	7.1443	82.3346	82.3346	8.7461	86.5957	86.5957	86.5957
	DEA	0	0	0	0	0	0.5962	0	0.5610	0	0.5655	0.5655	0	0.5983	0.5983	0.5983
	MDEA	0	0	0	0	0	12.6236	0	11.8799	0.0017	11.9749	11.9749	0	12.6684	12.6684	12.6684

Tableau II.3 : composition réel de chaque effluent dans l'unité [7]

CHAPITRE III :

Simulation de décarbonatation par le logiciel HYS

III.1. Généralité sur la simulation

La simulation est l'exécution de programmes informatiques sur des ordinateurs ou des réseaux pour simuler des phénomènes physiques du monde réel. La simulation numérique scientifique repose sur la mise en œuvre de modèles théoriques, utilisant souvent la technologie des éléments finis. Ils représentent donc une adaptation de la modélisation mathématique aux moyens numériques et permettent d'étudier les fonctions et les propriétés du système modélisé et de prévoir son évolution. Aussi appelé calcul numérique. Une interface graphique permet de visualiser les résultats des calculs à l'aide d'images de synthèse. [12]

Ces simulations informatiques sont rapidement devenues incontournables non seulement pour la modélisation des systèmes naturels en physique, chimie et biologie, mais aussi pour la modélisation des systèmes humains en économie et en sciences sociales. Limitez vos risques et évitez la dépense d'une batterie de tests réels. Ils donnent un aperçu du développement de systèmes trop complexes pour être simulés avec des formules mathématiques simples et sont utilisés pour [12] :

- ✓ Prédire l'état final d'un système connaissant l'état initial (problème direct).
- ✓ Déterminer les paramètres du système en connaissant un ou plusieurs couples (état initial – état final) (problème inverse).
- ✓ En cas de travail avec des systèmes complexes (simulation de formation), préparer l'opérateur à des situations plus ou moins rares.
- ✓

III.2. Description du simulateur HYSYS :

Aspen HYSYS (ou simplement HYSYS) est un simulateur de procédés chimiques actuellement en cours de développement par AspenTech. Il a été développé par la société canadienne Hyprotech et fondé en 1996 par des chercheurs de l'Université de Calgary. Il est utilisé pour la modélisation mathématique des processus chimiques, des opérations individuelles aux usines chimiques complètes et aux raffineries. HYSYS peut effectuer de nombreux calculs d'ingénierie chimique de base, y compris des calculs liés au bilan massique, au bilan énergétique, à l'équilibre vapeur-liquide, au transfert de chaleur, au transfert de masse, à la cinétique chimique, au fractionnement et à la chute de pression. HYSYS est largement utilisé dans l'industrie et la science pour la simulation en régime permanent et dynamique, la conception de processus, la modélisation et l'optimisation des performances. [12]

III.3. Les modèles thermodynamiques :

Les modèles thermodynamiques sont souvent utilisés pour la détermination des propriétés thermodynamiques et volumiques ainsi que l'état des composés et des mélanges.

Parmi les modèles thermodynamiques existants, on cite :

- Modèles basés sur les équations d'état.
- Modèles d'activité.
- Modèles hétérogènes.

Dans notre étude nous avons travaillé avec le modèle thermodynamique « **acid-Gaz** » [12].

III.4. Les étapes de simulation :

Nous disposons d'un courant de Gaz acide à traiter avec une composition et un débit connus, de là il faut déterminer la composition et le débit de la solution d'amine.

Notre choix se porte sur MDEA + DEA car elle est économique, de plus elle est utilisée à échelle de RNS

- **Etablir la liste des composants (CO₂, H₂O, Amine, C₁, C₂.....etc.) ;**

Comme précédemment nous avons créé une liste des compositions comme le montre la figure 03 nous avons sélectionné les compositions que nous avons besoin

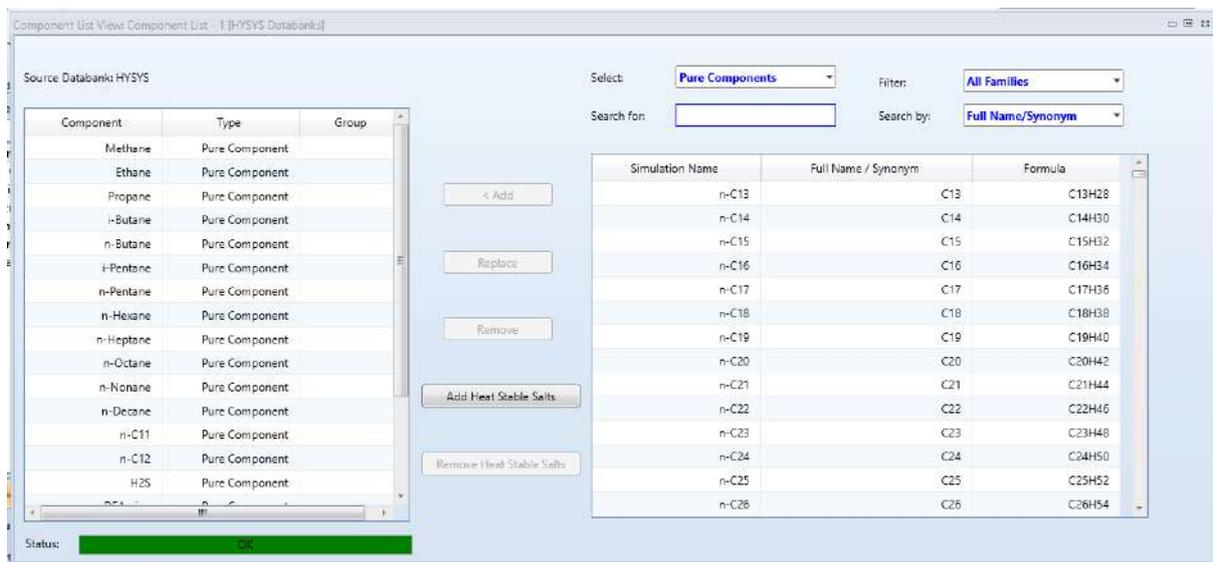


Figure III.1 : introduction de la composition dans HYSYS

□ **Le choix d'un modèle thermodynamique (acid Gaz) ;**

Nous avons associé le modèle thermodynamique approprié qui est l'Acid-Gaz composés comme le montre la figure04

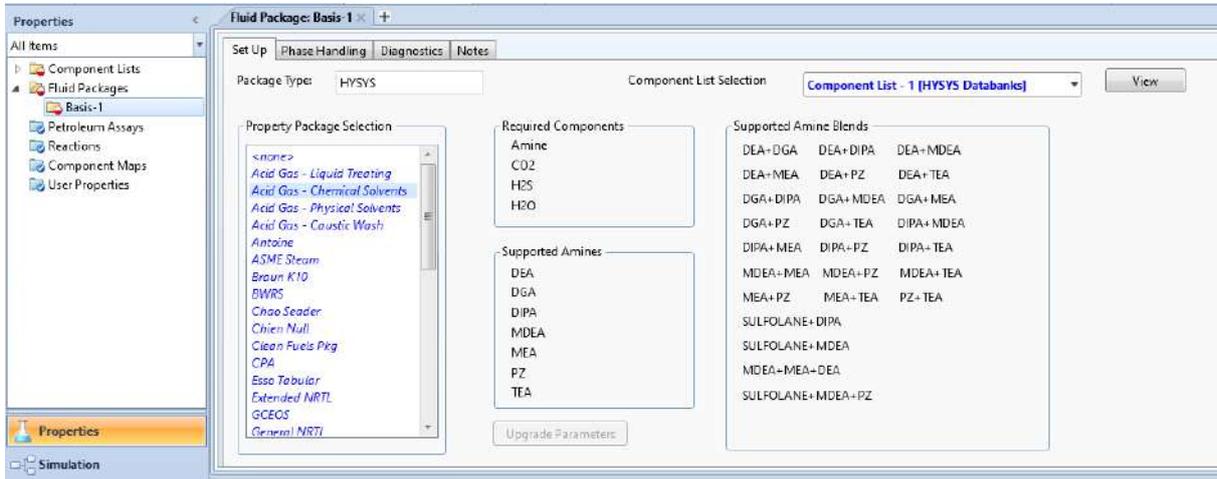


Figure III.2 : le choix du modèle thermodynamique

Nous avons entré après dans l'environnement de simulation et il faut déterminer les caractéristiques des courants entrants dans l'absorbeur. Le courant à traiter étant connu nous l'utilisons pour déterminer le courant de la MDEA + DEA.

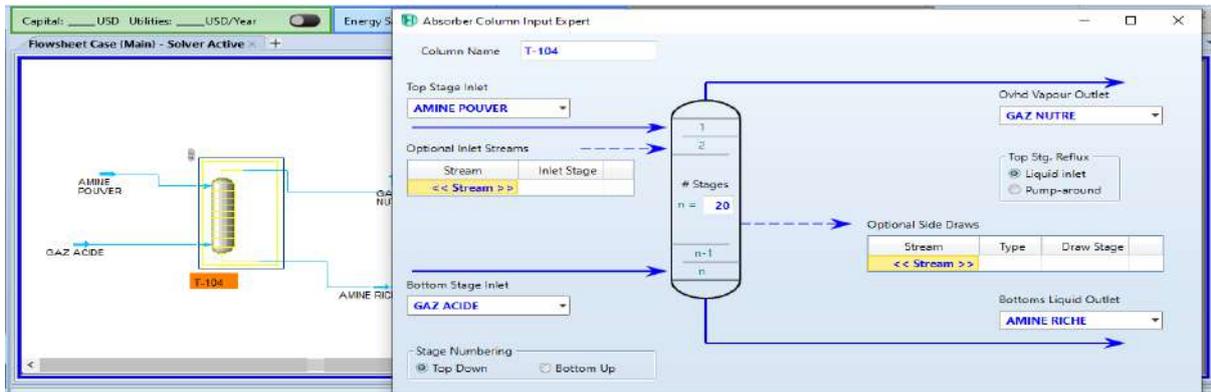
Nous savons que pour 1 mole de CO₂ il faut 2 moles de mélange d'Amine, elle est utilisée en général entre 50 et 60% massique et le reste c'est l'eau

□ **Établir le schéma de procédé**

Nous avons créé l'équipement et les tubes qui entrent et sortent du l'équipement

La colonne d'Absorption

On a créé la colonne et les tubes nécessaire, on entre le nombre du plateau et les tubes dans son place (Figure III.3) :



FigureIII.3 : création de la colonne d’Absorption dans HYSYS

Ensuite nous avons entré les différentes pressions de la colonne (Figure III.4) :

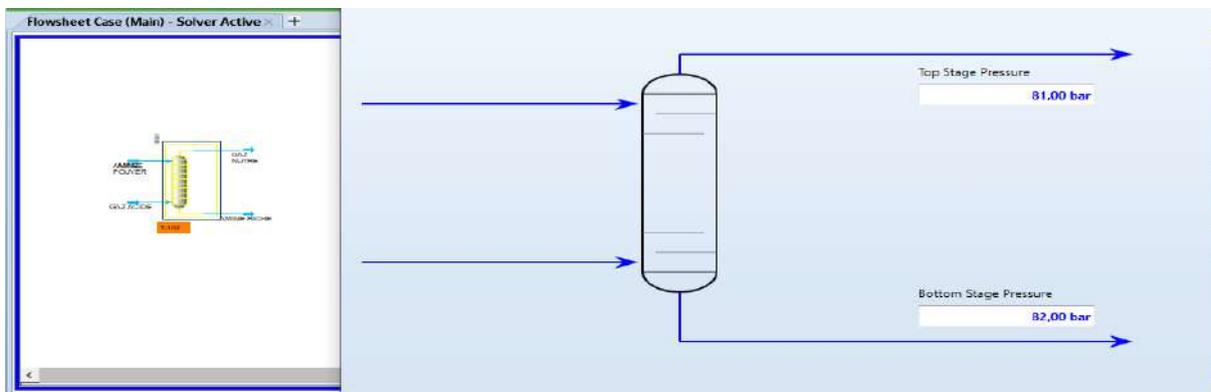
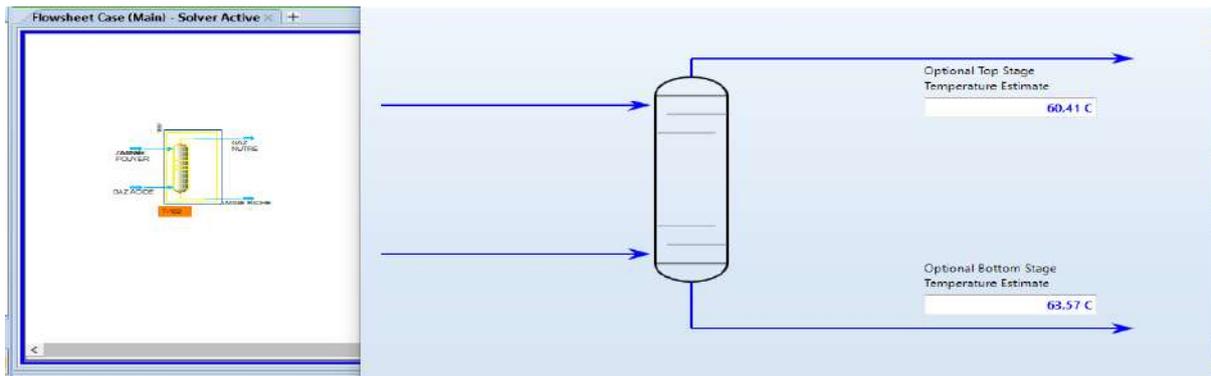


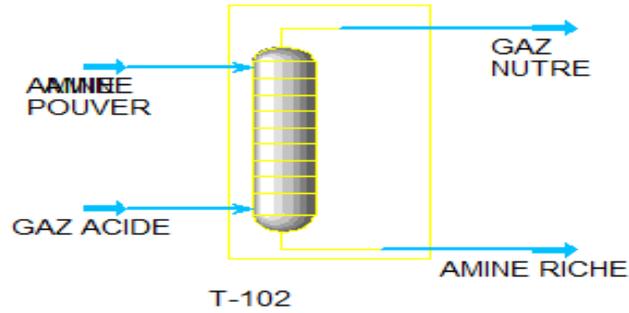
Figure III.4 : introduction de la pression de colonne d’Absorption dans le HYSYS

Et la température de la colonne d’absorption (FigureIII.5) :



FigureIII.5 : introduction de la Température de colonne d’Absorption dans le HYSYS

Après l’introduction des paramètres de la colonne On obtient la forme suivante (FigureIII.6) :



FigureIII.6 : la simulation de colonne Absorption dans le HYSYS

Le Ballon tri-phasique

Nous avons créé le ballon et les tubes nécessaire (FigureIII.7) :

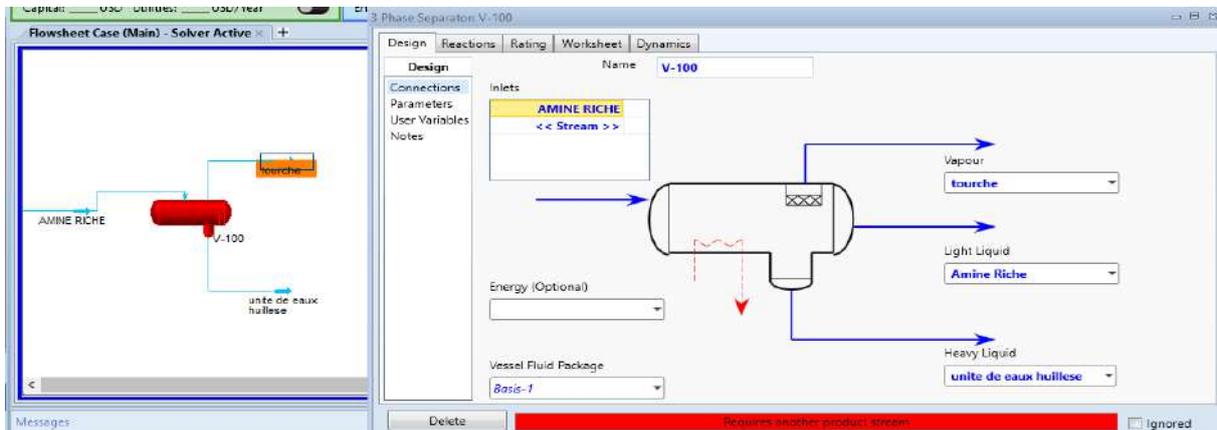


Figure III.7 : création de ballon 3 phasique dans le HYSYS

La colonne de distillation simple (régénération)

Nous avons créé la colonne et les tubes nécessaire et nous avons connecté les différents courants matériels et flux de chaleur avec un taux de reflux total au niveau du condenseur. Nous avons entré le nombre du plateau comme illustré dans la FigureIII.8.

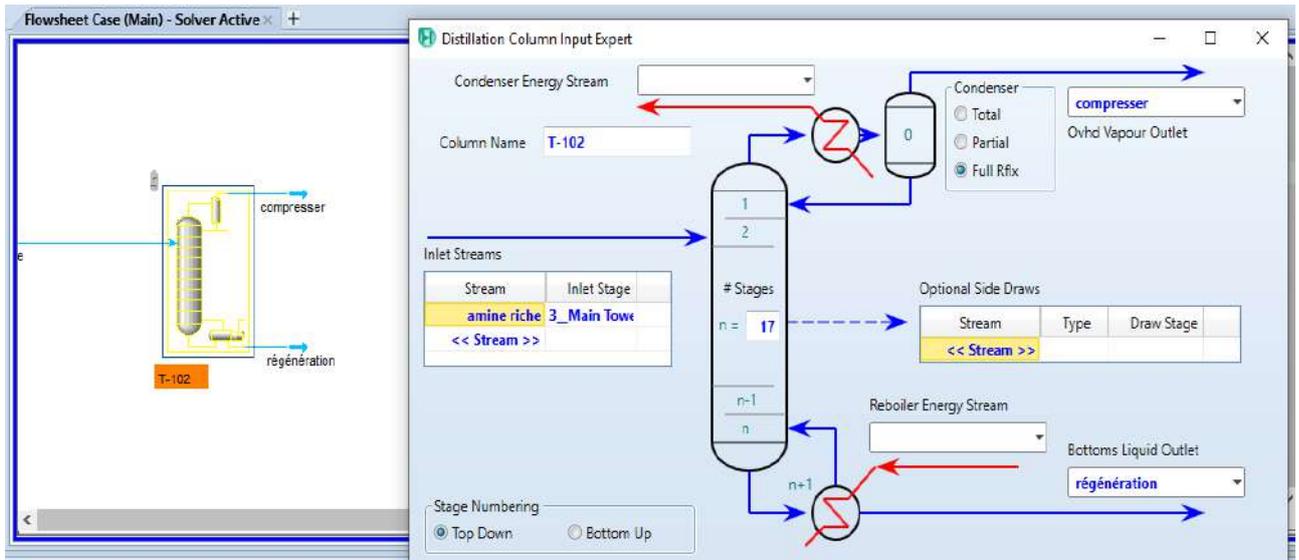


Figure III.8 : création de la colonne de régénération (distillation) dans le HYSYS

Les différentes pressions au niveau du rebouilleur et du condenseur, est de 2.3 bar pour le rebouilleur et en légère dépression de 0,1 bar dans le condenseur.

Après la connexion de tous les blocs le schéma général de l'unité est donné comme suit :

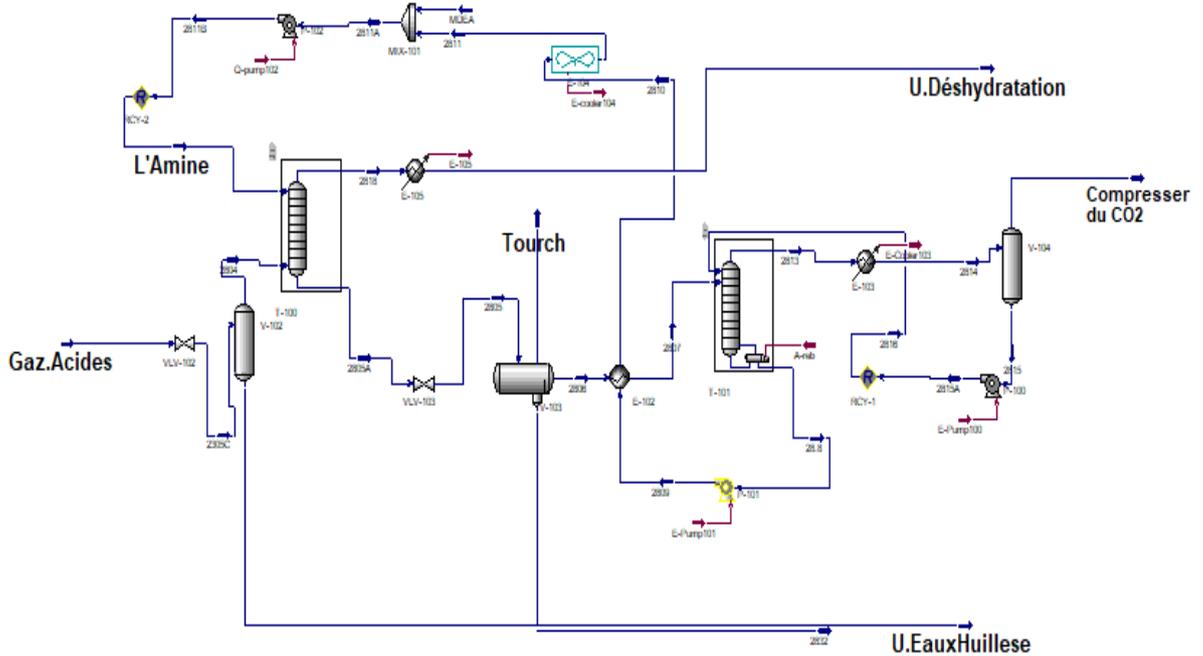


Figure III.9 : PFD de simulation dans le HYSYS

T100 : Absorbeur.

T-101 : Colonne de régénération.

VLV-100 : Valve de détente.

p-100 : Pompe de solution Amine.

E-100 : Échangeurs.
RCY-1 : Recycleur.

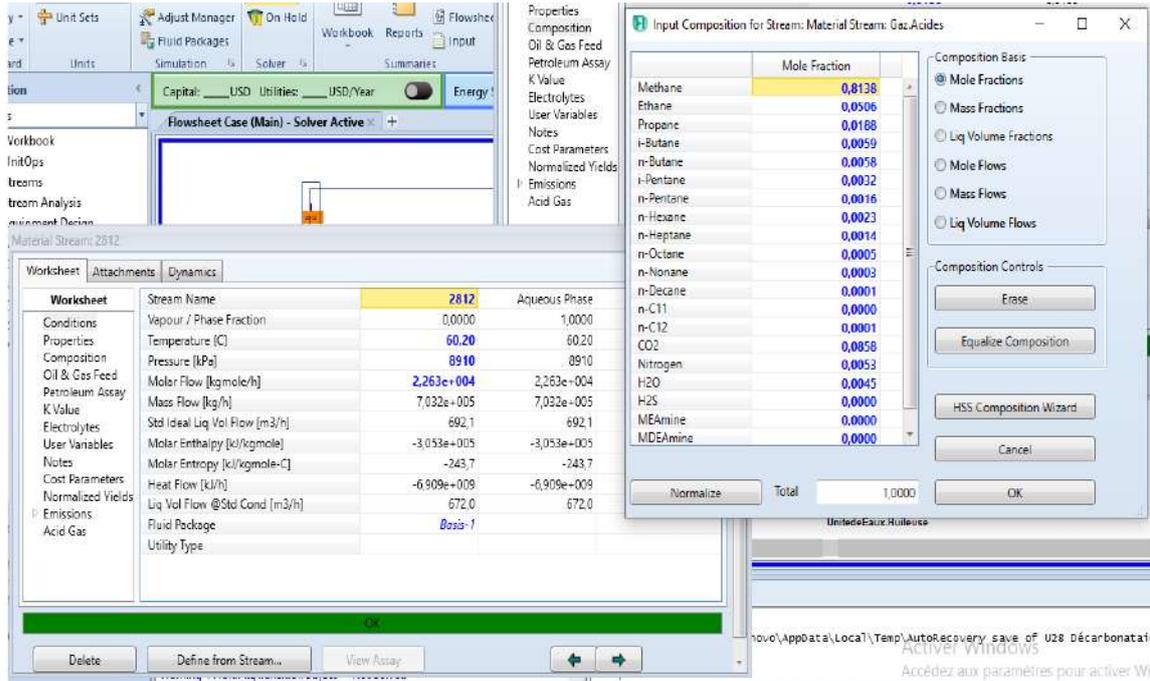
V-103 : Ballon de détente Des hydrocarbures.
2818 : Gaz naturel pauvre en CO2.

28.8 : Gaz pauvre régénère.

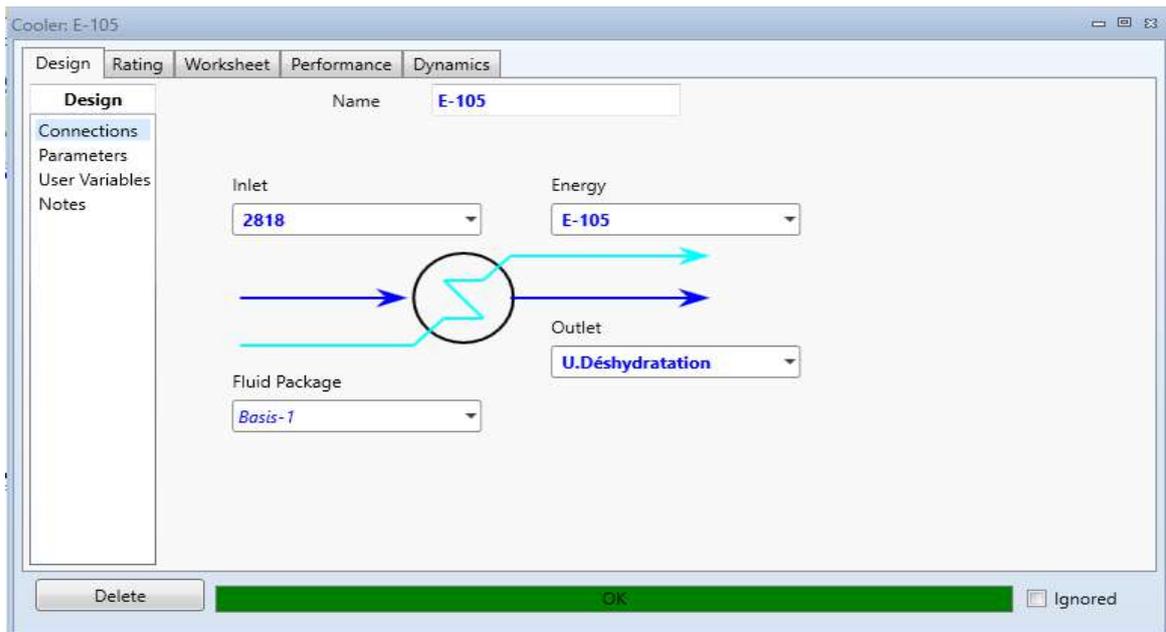
E102 : échangeur amine pauvre/amine riche.

□ Les paramètres et conditions opératoires pour chaque équipement ;

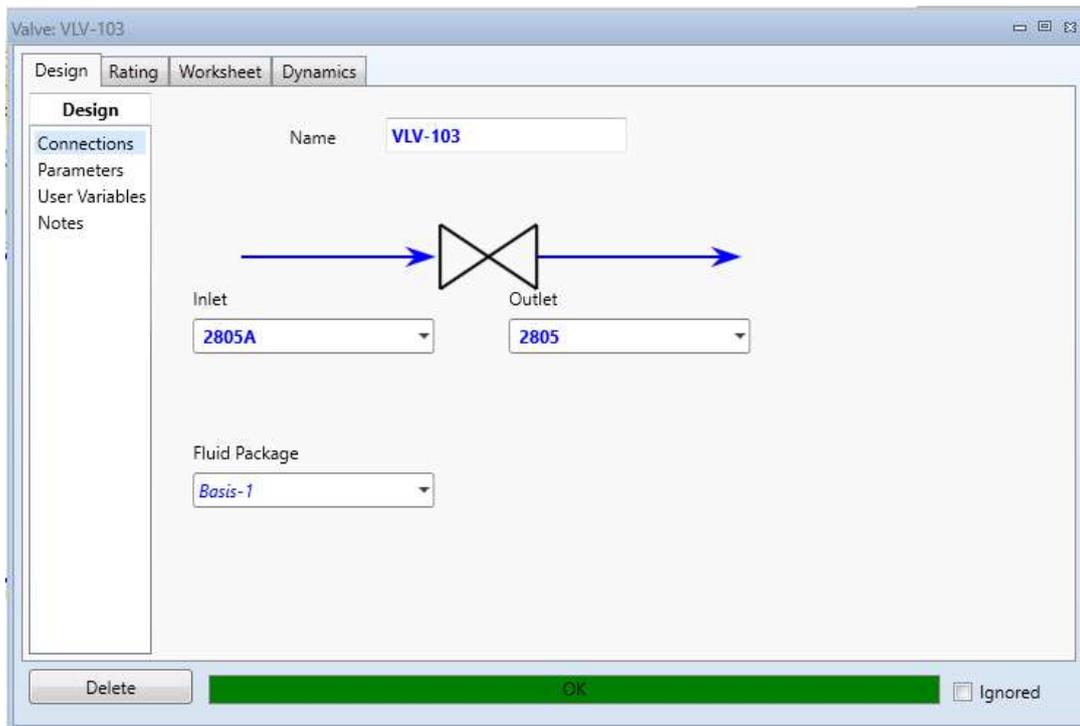
Nous avons entré les données réels de l'unité pour chaque équipement (pression, température, débit, la composition, nombre de plateaux, énergie) comme montré dans les figures suivant :



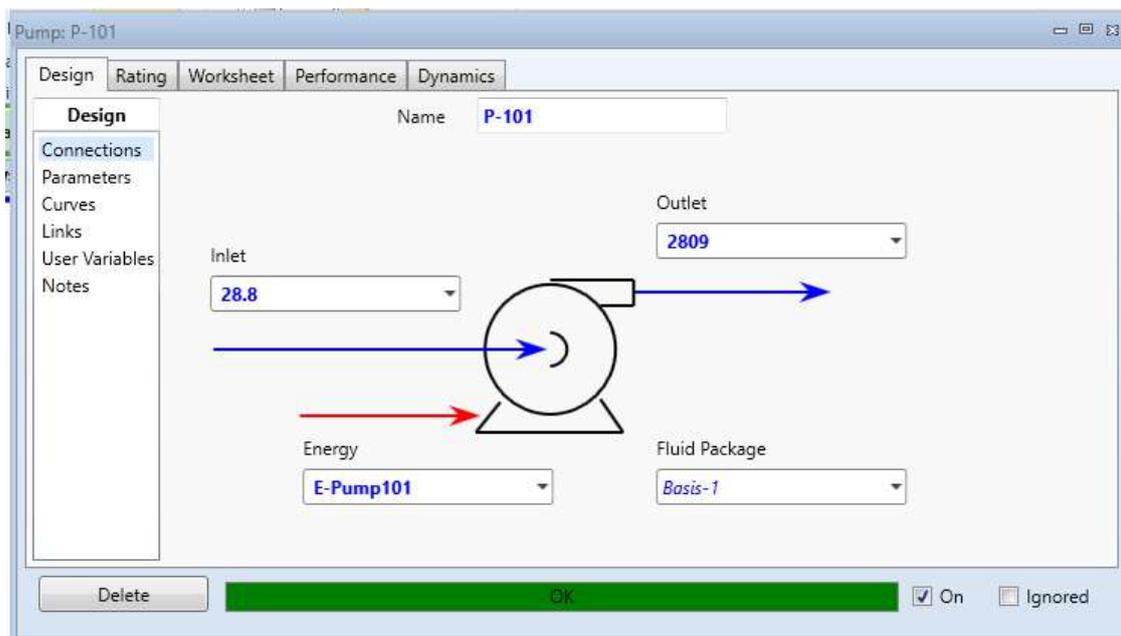
FigureIII.10 :l'entrée des données réel dans le tube du gaz acide du l'unité dans le HYSYS



FigureIII.11 :l'entrée des données réel dans le condensateur du l'unité dans le HYSYS



FigureIII.12 :l'entrée des données réel dans la vanne de pression du l'unité dans le HYSYS



FigureIII.13 :l'entrée des données réel dans le compresseur du l'unité dans le HYSYS

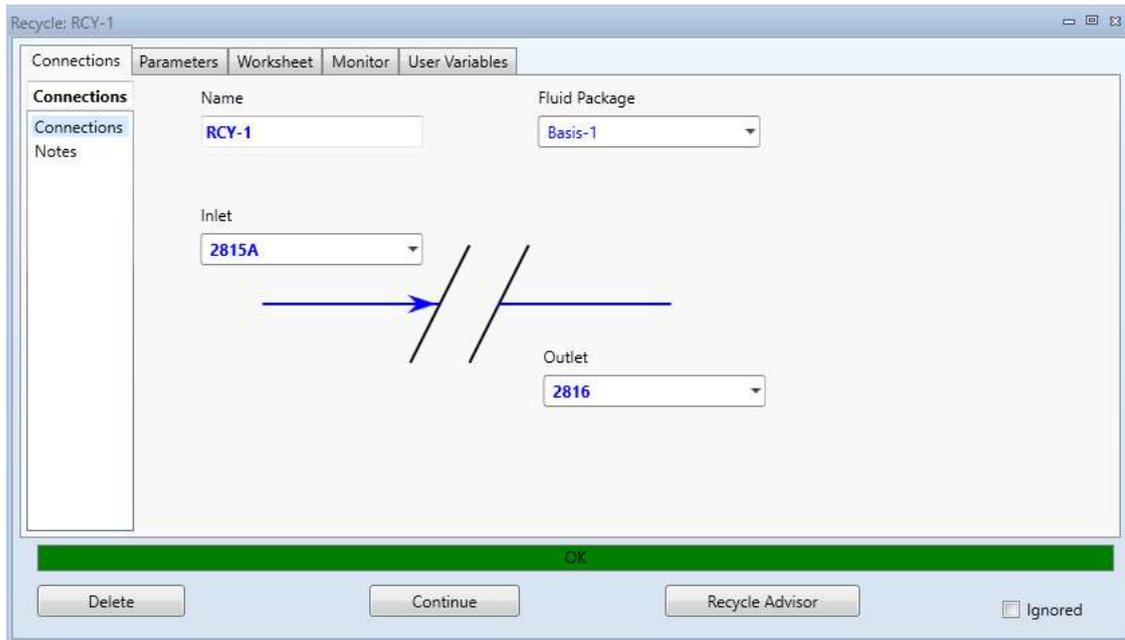


Figure III.14 : l'entrée des données de recyclage de l'unité dans le HYSYS

Remarque

Pour avoir la convergence dans le procédé de simulation nous avons fait varier plusieurs paramètres à savoir le nombre de plateaux théoriques, le numéro de plateau d'entrée de la charge la pression et la température des colonnes.

- **Les résultats développement de processus de simulation & les remarques ;**

Absorption : la partie le quel se sépare le CO₂ de Gaz acide se forment des lisons avec l'amine, la colonne d'absorption est simple (elle ne possède ni rebouilleur ni condenseur)

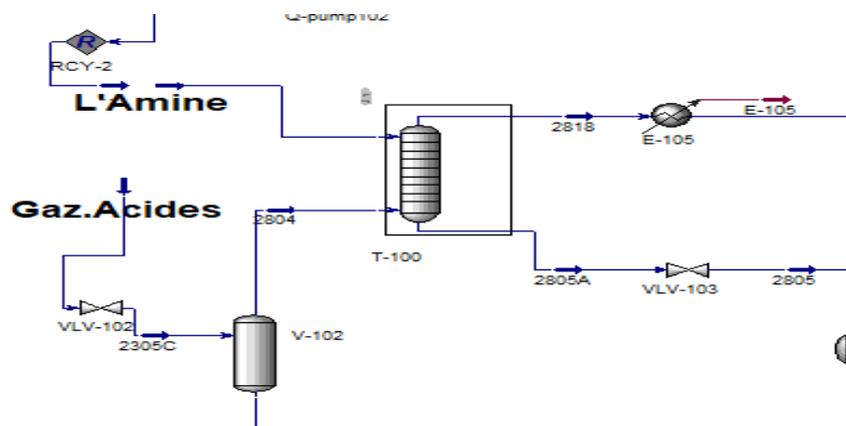


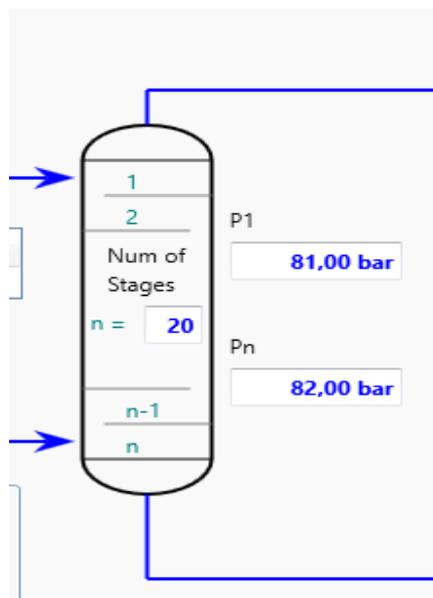
Figure III.15 : PFD de partie de simulation d'Absorption dans le HYSYS

Le gaz lave qui sortante de la colonne compose de 0% de CO2 jusqu'aux trois chiffres après la virgule. À débit d'Amine de 22627 kg mole/h, compositions 48% MDEA 2% DEA et 50% d'eau, 20 plateaux, pression de la colonne 81-82 bars comme les figures monteront (FigureIII.16, FigureIII.17, FigureIII.18)

Stream Name	L'Amine	Aqueous Phase
Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Temperature [C]	60,45	60,45
Pressure [bar]	81,00	81,00
Molar Flow [kgmole/h]	2,131e+005	2,131e+005
Mass Flow [kg/h]	1,456e+007	1,456e+007
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,410e+004	1,410e+004
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,770e+004	-8,770e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-491,0	-491,0
Heat Flow [kcal/h]	-1,869e+010	-1,869e+010
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,367e+004	1,367e+004
Fluid Package	Basis-1	
Utility Type		

Species	Mole Fraction
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,4988
DEAmine	0,0200
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,4811

FigureIII.16 : la compotions d'Amine dans l'entrée d'absorption du l'unité dans le HYSYS



FigureIII.17 : le nombre des plateaux et la pression du la colonne d'absorption du l'unité dans le HYSYS

The image shows two screenshots of the HYSYS software interface for Material Stream 2818. The top screenshot displays a summary of stream properties, and the bottom screenshot displays a detailed composition table.

Worksheet	Stream Name	2818	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	60,41	60,41
Composition	Pressure [bar]	81,00	81,00
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1,595e+004	1,595e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2,798e+005	2,798e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	890,3	890,3
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,811e+004	-1,811e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-121,7	-121,7
Notes	Heat Flow [kcal/h]	-2,888e+008	-2,888e+008
Cost Parameters			
Normalized Yields			

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Nitrogen	0,0058	0,0058
Properties	CO2	0,0037	0,0037
Composition	Methane	0,9207	0,9207
Oil & Gas Feed	Ethane	0,0442	0,0442
Petroleum Assay	Propane	0,0161	0,0161
K Value	i-Butane	0,0023	0,0023
Electrolytes	n-Butane	0,0051	0,0051
User Variables	i-Pentane	0,0000	0,0000
Notes	n-Pentane	0,0006	0,0006
Cost Parameters	n-Hexane	0,0000	0,0000
Normalized Yields	n-Heptane	0,0000	0,0000
Emissions	n-Octane	0,0000	0,0000
Acid Gas	n-Nonane	0,0000	0,0000
	n-Decane	0,0000	0,0000
	n-C11	0,0000	0,0000
	n-C12	0,0000	0,0000
	H2O	0,0014	0,0014
	DEAmine	0,0000	0,0000
	H2S	0,0000	0,0000
	TEGlycol	0,0000	0,0000
	MDEAmine	0,0000	0,0000

FigureIII.18 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d’Absorption du l’unité dans le HYSYS

La séparation est parfait on va jeux pour diminué l’énergie et l’équipement utilise, on gardon le rendement de procède

- Nous avons essayé de changer de composition du l’amine

Après plusieurs essaye on a estimé que dans tous les cas avons ou qu’un changement presque Voici quelques exemples les figures suivant monteront (FigureIII.19, FigureIII.20, FigureIII.21, FigureIII.22, FigureIII.23, FigureIII.24)

Exp01 :

Stream Name	L'Amine
Vapour / Phase Fraction	0,0000
Temperature [C]	60,45
Pressure [bar]	81,00
Molar Flow [kgmole/h]	2,131e+005
Mass Flow [kg/h]	1,456e+007
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,410e+004
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,770e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-491,0
Heat Flow [kcal/h]	-1,869e+010
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,367e+004
Fluid Package	Basis-1
Utility Type	

Molar Fractions	
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,5000
DEAmine	0,0500
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,4500

Figure III.19 : la compotions d'Amine dans l'entrée d'absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Les résultats de la modification les tubes de gaz lave et d'Amine riche dans l'Exemple 01 :

Stream Name	2818
Vapour / Phase Fraction	1,0000
Temperature [C]	60,41
Pressure [bar]	81,00
Molar Flow [kgmole/h]	1,596e+004
Mass Flow [kg/h]	2,800e+005
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	890,8
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,811e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-121,8
Heat Flow [kcal/h]	-2,890e+008
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1566
Fluid Package	Basis-1
Utility Type	

Molar Fractions	
Nitrogen	0,0058
CO2	0,0000
Methane	0,9237
Ethane	0,0444
Propane	0,0162
i-Butane	0,0025
n-Butane	0,0052
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0007
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,0014
DEAmine	0,0000
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,0000

Figure III.20 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Stream Name	2805A
Vapour / Phase Fraction	0,0000
Temperature [C]	63,58
Pressure [bar]	82,00
Molar Flow [kgmole/h]	2,158e+005
Mass Flow [kg/h]	1,466e+007
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,427e+004
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,739e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-485,5
Heat Flow [kcal/h]	-1,886e+010
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,377e+004
Fluid Package	Basis-1

III	
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0070
Methane	0,0033
Ethane	0,0009
Propane	0,0003
i-Butane	0,0003
n-Butane	0,0001
i-Pentane	0,0003
n-Pentane	0,0001
n-Hexane	0,0002
n-Heptane	0,0001
n-Octane	0,0001
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,4937
DEAmine	0,0494
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,4442

FigureIII.21 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d’Absorption du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 01

Exp02 :

	Mole Fractions
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,2500
DEAmine	0,0500
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,7000

FigureIII.22 : la compotions d’Amine dans l’entrée d’absorption du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 02

Les résultats de la modification les tubes de gaz lave et d'Amine riche dans l'Exemple 02 :

Stream Name	2818
Vapour / Phase Fraction	1,0000
Temperature [C]	60,41
Pressure [bar]	81,00
Molar Flow [kgmole/h]	1,596e+004
Mass Flow [kg/h]	2,800e+005
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	890,8
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,811e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-121,8
Heat Flow [kcal/h]	-2,890e+008
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1566
Fluid Package	Basis-1

Mole Fractions	
Nitrogen	0,0059
CO2	0,0000
Methane	0,9358
Ethane	0,0395
Propane	0,0136
i-Butane	0,0002
n-Butane	0,0044
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,0006
DEAmine	0,0000
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,0000

FigureIII.23 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Stream Name	2805A
Vapour / Phase Fraction	0,0000
Temperature [C]	63,58
Pressure [bar]	82,00
Molar Flow [kgmole/h]	2,158e+005
Mass Flow [kg/h]	1,466e+007
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,427e+004
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,739e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-485,5
Heat Flow [kcal/h]	-1,886e+010
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,377e+004
Fluid Package	Basis-1

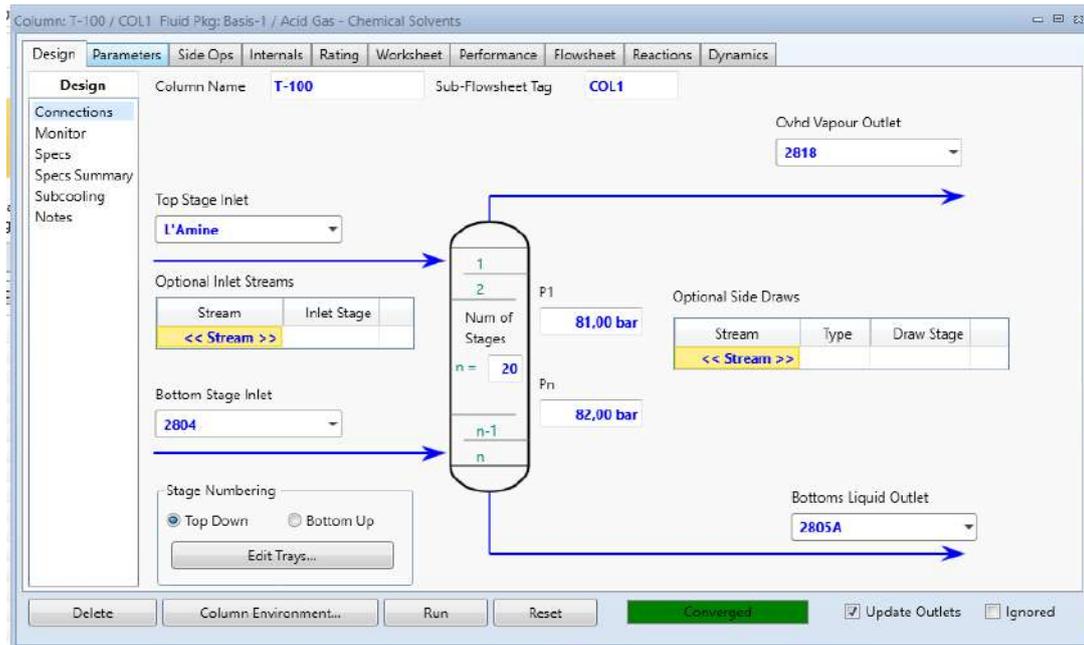
Mole Fractions	
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0070
Methane	0,0034
Ethane	0,0013
Propane	0,0005
i-Butane	0,0005
n-Butane	0,0002
i-Pentane	0,0003
n-Pentane	0,0001
n-Hexane	0,0002
n-Heptane	0,0001
n-Octane	0,0001
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,2467
DEAmine	0,0493
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,6903

Figure III.24 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d’Absorption du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 02

- Le meure débit d’Amine est 70% de MDEA, 5% de DEA et 25% de l’eau. Le gaz lave qui sortante de la colonne compose de 0% de CO₂, 93.58% de Méthane, 3.95% de éthane et des trace de C₄, C₅, C₆, H₂O négligeable jusqu’aux trois/quatre chiffres après la virgule.

➤ Nous avons essayé de changer le nombre de plateaux de la colonne d’Absorption

Après plusieurs essaye on a estimé que 12 plateaux est le maure nombre que nous pouvons Voici



quelques exemples les figures suivant.

Exp01 :

FigureIII.25 : le nombre des plateaux dans la colonne d’absorption du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 01

Les résultats de la modification Les tubes de gaz lave et d’Amine riche

The image shows two screenshots of the HYSYS software interface. The top screenshot displays the 'Material Stream: 2818' window with the 'Worksheet' tab selected. It shows a table of properties for the stream, including temperature, pressure, and flow rates. The bottom screenshot shows the same window with a detailed composition table, highlighting the mole fractions of various components in the vapour phase.

Worksheet	Stream Name	2818	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	60,41	60,41
Composition	Pressure [bar]	81,00	81,00
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1,595e+004	1,595e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2,798e+005	2,798e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	890,3	890,3
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,811e+004	-1,811e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-121,7	-121,7
Notes	Heat Flow [kcal/h]	-2,888e+008	-2,888e+008
Cost Parameters			
Normalized Yields			

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Nitrogen	0,0058	0,0058
Properties	CO2	0,0037	0,0037
Composition	Methane	0,9207	0,9207
Oil & Gas Feed	Ethane	0,0442	0,0442
Petroleum Assay	Propane	0,0161	0,0161
K Value	i-Butane	0,0023	0,0023
Electrolytes	n-Butane	0,0051	0,0051
User Variables	i-Pentane	0,0000	0,0000
Notes	n-Pentane	0,0006	0,0006
Cost Parameters	n-Hexane	0,0000	0,0000
Normalized Yields	n-Heptane	0,0000	0,0000
Emissions	n-Octane	0,0000	0,0000
Acid Gas	n-Nonane	0,0000	0,0000
	n-Decane	0,0000	0,0000
	n-C11	0,0000	0,0000
	n-C12	0,0000	0,0000
	H2O	0,0014	0,0014
	DEAmine	0,0000	0,0000
	H2S	0,0000	0,0000
	TEGlycol	0,0000	0,0000
	MDEAmine	0,0000	0,0000

FigureIII.26 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d’Absorption du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 01

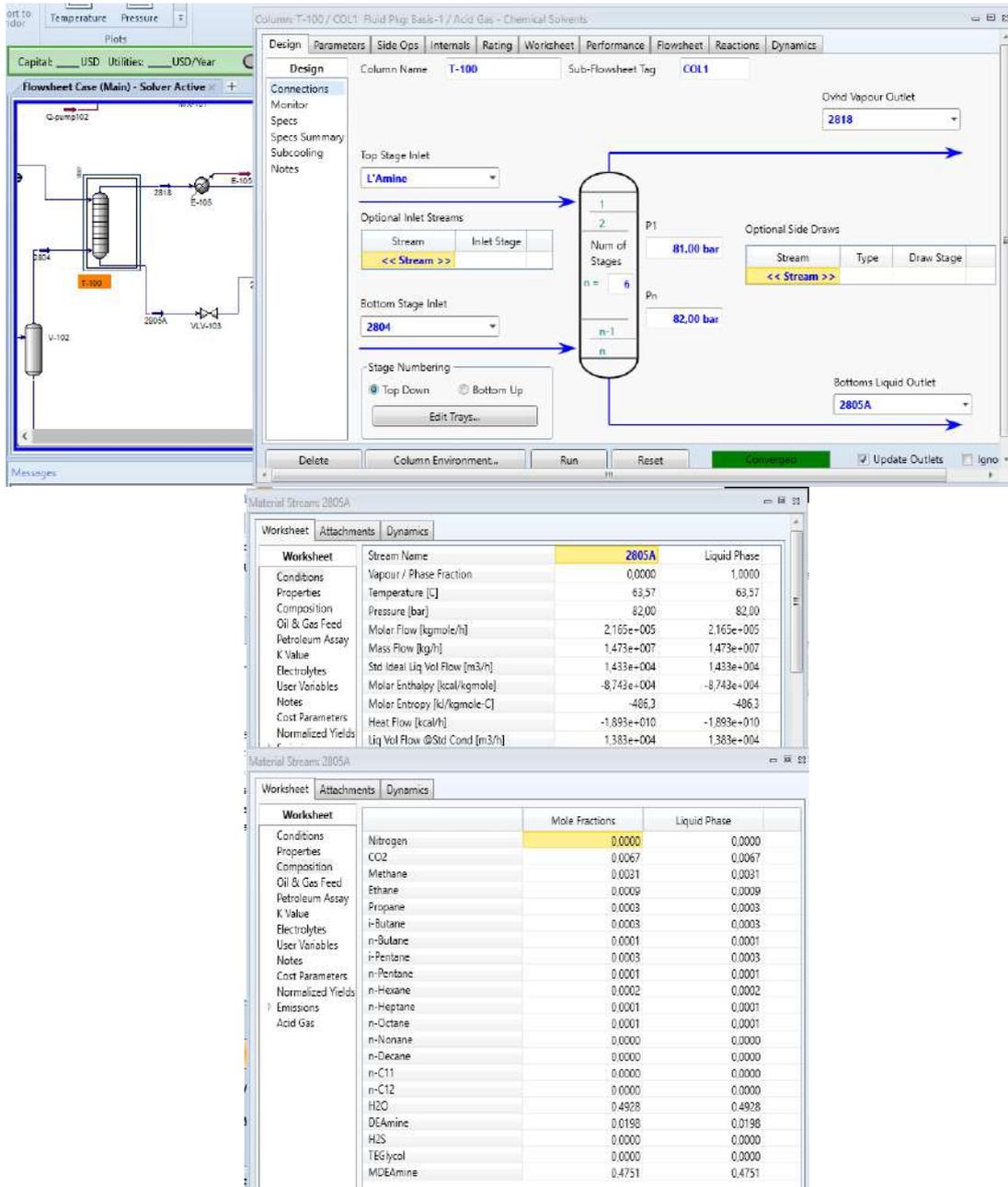


Figure III.27 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d'Absorption de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Exo02 :

FigureIII.28 : le nombre des plateaux dans la colonne d'absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Les résultats de la modification Les tubes de gaz lave et d'Amine riche

The image shows two screenshots of the HYSYS software interface for Material Stream: 2818.

Top Screenshot: General Properties

Worksheet	Stream Name	2818	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	60,41	60,41
Composition	Pressure [bar]	81,00	81,00
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1,595e+004	1,595e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2,798e+005	2,798e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	890,3	890,3
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,811e+004	-1,811e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-121,7	-121,7
Notes	Heat Flow [kcal/h]	-2,888e+008	-2,888e+008
Cost Parameters	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1566	1566
Normalized Yields			
Emissions			

Bottom Screenshot: Mole Fractions

Worksheet	Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Nitrogen	0,0058
Properties	CO2	0,0032
Composition	Methane	0,9214
Oil & Gas Feed	Ethane	0,0440
Petroleum Assay	Propane	0,0161
K Value	i-Butane	0,0024
Electrolytes	n-Butane	0,0051
User Variables	i-Pentane	0,0000
Notes	n-Pentane	0,0006
Cost Parameters	n-Hexane	0,0000
Normalized Yields	n-Heptane	0,0000
Emissions	n-Octane	0,0000
Acid Gas	n-Nonane	0,0000
	n-Decane	0,0000
	n-C11	0,0000
	n-C12	0,0000
	H2O	0,0014
	DEAmine	0,0000
	H2S	0,0000
	TEGlycol	0,0000
	MDEAmine	0,0000

FigureIII.29 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Material Stream: 2805A

Worksheet	Stream Name	2805A	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	63,57	63,57
Composition	Pressure [bar]	82,00	82,00
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	2,165e+005	2,165e+005
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	1,473e+007	1,473e+007
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,433e+004	1,433e+004
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,743e+004	-8,743e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-486,3	-486,3
Notes	Heat Flow [kcal/h]	-1,893e+010	-1,893e+010
Cost Parameters	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,383e+004	1,383e+004
Normalized Yields			
Emissions			

Material Stream: 2805A

Worksheet	Mole Fractions	Liquid Phase
Conditions	Nitrogen	0,0000
Properties	CO2	0,0068
Composition	Methane	0,0032
Oil & Gas Feed	Ethane	0,0009
Petroleum Assay	Propane	0,0003
K Value	i-Butane	0,0003
Electrolytes	n-Butane	0,0001
User Variables	i-Pentane	0,0003
Notes	n-Pentane	0,0001
Cost Parameters	n-Hexane	0,0002
Normalized Yields	n-Heptane	0,0001
Emissions	n-Octane	0,0001
Acid Gas	n-Nonane	0,0000
	n-Decane	0,0000
	n-C11	0,0000
	n-C12	0,0000
	H2O	0,4927
	DEAmine	0,0198
	H2S	0,0000
	TEGlycol	0,0000
	MDEAmine	0,4751

Figure III.30 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d’Absorption du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 02

Exo3 :

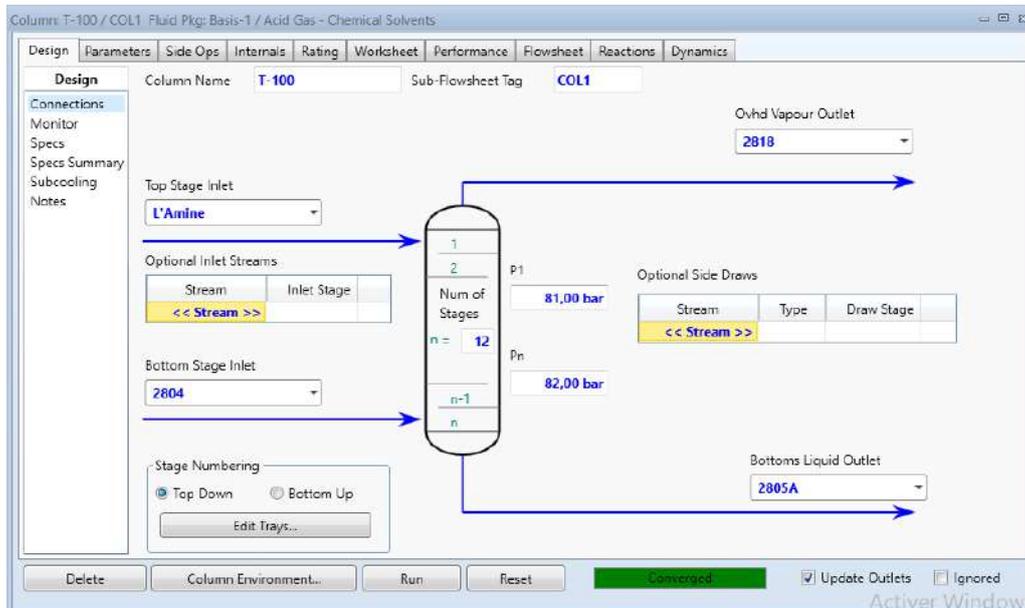


Figure III.31 : le nombre des plateaux dans la colonne d’absorption du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 03

Les résultats de la modification Les tubes de gaz lave et d'Amine riche

Material Streams: 2818

Worksheet	Attachments	Dynamics	Stream Name	2818	Vapour Phase
Conditions			Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Properties			Temperature [C]	60.41	60.41
Composition			Pressure [bar]	81.00	81.00
Oil & Gas Feed			Molar Flow [kgmole/h]	1.595e+004	1.595e+004
Petroleum Assay			Mass Flow [kg/h]	2.790e+005	2.790e+005
K Value			Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	890.3	890.3
Electrolytes			Molar Enthalpy [kcal/kgmole-C]	-1.011e+004	-1.011e+004
User Variables			Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-121.7	-121.7
Notes			Heat Flow [kcal/h]	-2.888e+008	-2.888e+008
Cost Parameters			Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1566	1566
Normalized Yields					
Emissions					

Material Streams: 2816

Worksheet	Attachments	Dynamics	Mole Fractions	Vapour Phase	
Conditions			Nitrogen	0.0038	0.0058
Properties			CO2	0.0001	0.0001
Composition			Methane	0.9244	0.9244
Oil & Gas Feed			Ethane	0.0442	0.0442
Petroleum Assay			Propane	0.0161	0.0161
K Value			i-Butane	0.0023	0.0023
Electrolytes			n-Butane	0.0051	0.0051
User Variables			i-Pentane	0.0000	0.0000
Notes			n-Pentane	0.0006	0.0006
Cost Parameters			n-Hexane	0.0000	0.0000
Normalized Yields			n-Heptane	0.0000	0.0000
Emissions			n-Octane	0.0000	0.0000
Acid Gas			n-Nonane	0.0000	0.0000
			n-Decane	0.0000	0.0000
			n-C11	0.0000	0.0000
			n-C12	0.0000	0.0000
			H2O	0.0014	0.0014
			DEAmine	0.0000	0.0000
			H2S	0.0000	0.0000
			TEGlycol	0.0000	0.0000
			MDEAmine	0.0000	0.0000

Figure III.32 : la sortie du Gaz laviez du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

Material Streams: 2805A

Worksheet	Attachments	Dynamics	Stream Name	2805A	Liquid Phase
Conditions			Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000
Properties			Temperature [C]	63.57	63.57
Composition			Pressure [bar]	82.00	82.00
Oil & Gas Feed			Molar Flow [kgmole/h]	2.165e+005	2.165e+005
Petroleum Assay			Mass Flow [kg/h]	1.473e+007	1.473e+007
K Value			Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1.433e+004	1.433e+004
Electrolytes			Molar Enthalpy [kcal/kgmole-C]	-0.743e+004	-0.743e+004
User Variables			Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-486.3	-486.3
Notes			Heat Flow [kcal/h]	-1.889e+010	-1.889e+010
Cost Parameters			Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1.383e+004	1.383e+004
Normalized Yields					
Emissions					

Material Streams: 2805A

Worksheet	Attachments	Dynamics	Mole Fractions	Liquid Phase	
Conditions			Nitrogen	0.0000	0.0000
Properties			CO2	0.0070	0.0070
Composition			Methane	0.0032	0.0032
Oil & Gas Feed			Ethane	0.0009	0.0009
Petroleum Assay			Propane	0.0003	0.0003
K Value			i-Butane	0.0003	0.0003
Electrolytes			n-Butane	0.0001	0.0001
User Variables			i-Pentane	0.0003	0.0003
Notes			n-Pentane	0.0001	0.0001
Cost Parameters			n-Hexane	0.0002	0.0002
Normalized Yields			n-Heptane	0.0001	0.0001
Emissions			n-Octane	0.0001	0.0001
Acid Gas			n-Nonane	0.0000	0.0000
			n-Decane	0.0000	0.0000
			n-C11	0.0000	0.0000
			n-C12	0.0000	0.0000
			H2O	0.4926	0.4926
			DEAmine	0.0198	0.0198
			H2S	0.0000	0.0000
			TEGlycol	0.0000	0.0000
			MDEAmine	0.4750	0.4750

Figure III.33 : la sortie du Gaz Riche du la colonne d'Absorption du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

- Le meure nombre de plateaux est 12 plateaux. Le gaz lave qui sortante de la colonne compose de 0% de CO2 négligeable jusqu'aux quatre chiffres après la virgule, 92.44% de Méthane, 4.42% de éthane et des trace de C4, C5, C6, H2O négligeable jusqu'aux trois/quatre chiffres après la virgule.

Régénération : La colonne de régénération est une colonne de distillation avec un rebouilleur et un condenseur, qui sépare l'Amine riche de CO2 pour se réutilise (régénère : forme l'amine pauvre annoter fois)

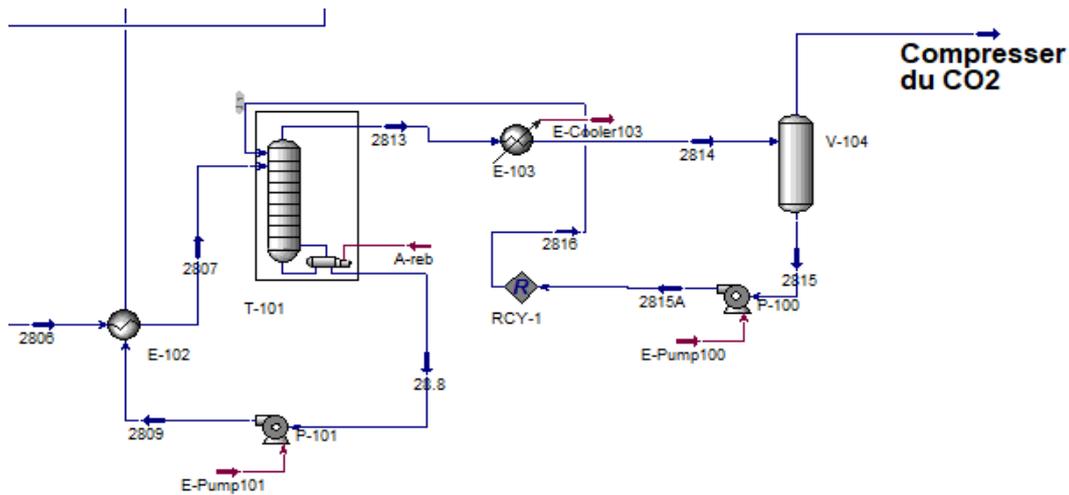


Figure III.34 : PFD de partie de simulation de régénération dans le HYSYS

Après grand nombre d'essais, on estime que en a un problème de la régénération c'est que nous ne pouvons pas régénérer la totalité du CO2 capté, un taux minime se trouve dans la solution d'amine pauvre quittant la colonne dans les conditions suivant : débit d'Amine riche 23852 kg mole/h, compose de CO2 0.7% molaire, 17 plateaux, pression de la colonne 2 - 2.3 bars comme les figures montrent

Material Stream: 2807

Worksheet	Stream Name	2807	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.0004	0.0004
Properties	Temperature [C]	103,0	103,0
Composition	Pressure [bar]	4,100	4,100
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	2,156e+005	78,79
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	1,472e+007	2195
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,428e+004	4,441
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,589e+004	-4,180e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-465,1	-76,88
Notes	Heat Flow [kcal/h]	-1,852e+010	-3,293e+006
Cost Parameters			
Normalized Yields			
Emissions			
Acid Gas			

Material Stream: 2807

Worksheet	Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Nitrogen	0.0000
Properties	CO2	0.0070
Composition	Methane	0.0002
Oil & Gas Feed	Ethane	0.0003
Petroleum Assay	Propane	0.0001
K Value	i-Butane	0.0002
Electrolytes	n-Butane	0.0000
User Variables	i-Pentane	0.0003
Notes	n-Pentane	0.0001
Cost Parameters	n-Hexane	0.0002
Normalized Yields	n-Heptane	0.0001
Emissions	n-Octane	0.0001
Acid Gas	n-Nonane	0.0000
	n-Decane	0.0000
	n-C11	0.0000
	n-C12	0.0000
	H2O	0.4945
	DEAmine	0.0199
	H2S	0.0000
	TEGlycol	0.0000
	MDEAmine	0.4769

Figure III.35 : la compositions d'Amine Riche d'entrée dans la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS

Material Stream: 28.8

Worksheet	Stream Name	28.8	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.0000	0.0000
Properties	Temperature [C]	127,9	127,9
Composition	Pressure [bar]	2,300	2,300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	2,146e+005	7,449
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	1,467e+007	222,7
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,422e+004	0,2566
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,463e+004	-7,206e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-453,1	-20,46
Notes	Heat Flow [kcal/h]	-1,816e+010	-5,368e+005
Cost Parameters	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,374e+004	0,2553
Normalized Yields			
Emissions			
Acid Gas			

Material Stream: 28.8

Worksheet	Mole Fractions	Vapour Phase	Liq
Conditions	Nitrogen	0.0000	0.0000
Properties	CO2	0.0035	0.4228
Composition	Methane	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	Ethane	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	Propane	0.0000	0.0000
K Value	i-Butane	0.0001	0.0037
Electrolytes	n-Butane	0.0000	0.0000
User Variables	i-Pentane	0.0002	0.0033
Notes	n-Pentane	0.0000	0.0008
Cost Parameters	n-Hexane	0.0001	0.0035
Normalized Yields	n-Heptane	0.0001	0.0001
Emissions	n-Octane	0.0001	0.0000
Acid Gas	n-Nonane	0.0000	0.0000
	n-Decane	0.0000	0.0000
	n-C11	0.0000	0.0000
	n-C12	0.0000	0.0000
	H2O	0.4965	0.5630
	DEAmine	0.0200	0.0000
	H2S	0.0000	0.0000
	TEGlycol	0.0000	0.0000
	MDEAmine	0.4792	0.0027

Figure III.36 : la compositions d'Amine pauvre de la sortie du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS

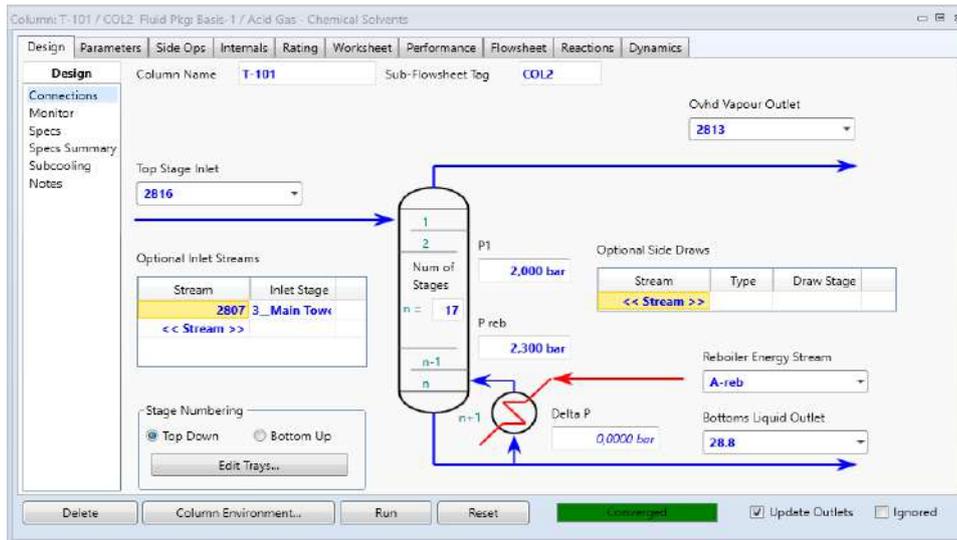


Figure III.37 : le nombre des plateaux, la pression de la colonne, le delta P de reboiler et change l'entrée de l'amine riche chaude dans la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS

Nous essayons de modifier certains paramètres pour améliorer la séparation de l'amine riche, réduire l'énergie consommée et les équipements utilisés (nombre des plateaux...etc.)

- Nous avons essayé de changer le nombre de plateaux de la colonne de régénération

Après plusieurs essais on a estimé que dans tous les cas nous avons ou qu'un changement, la composition de CO₂ est 0% jusqu'aux trois chiffres après la virgule molaire dans l'amine pauvre. Voici quelques exemples les figures suivantes.

Exp01 :

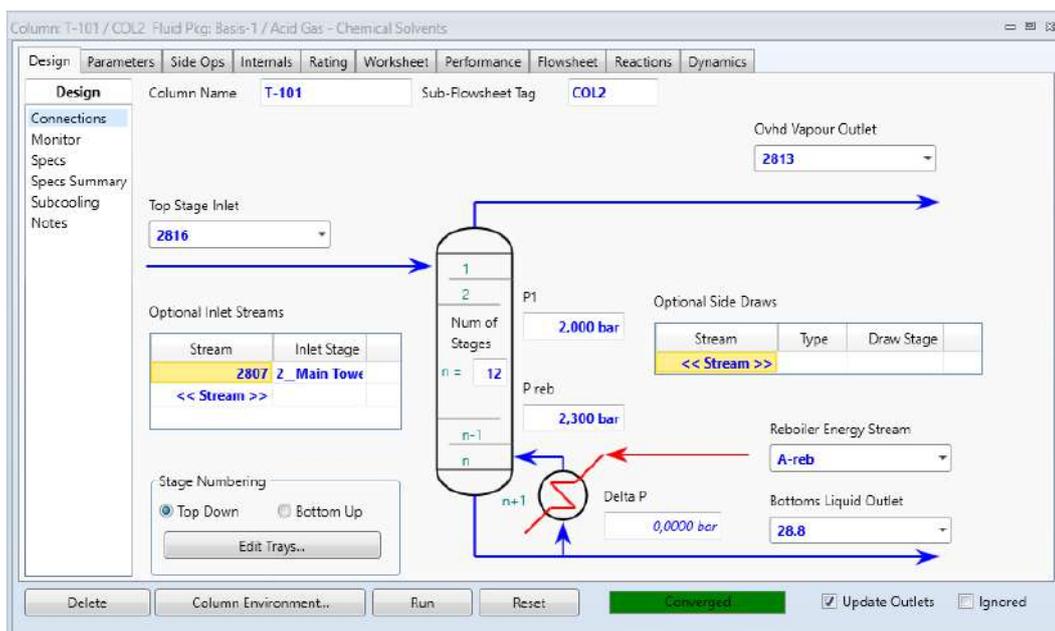


Figure III.38 : le nombre des plateaux et la pression de la colonne de régénération de l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

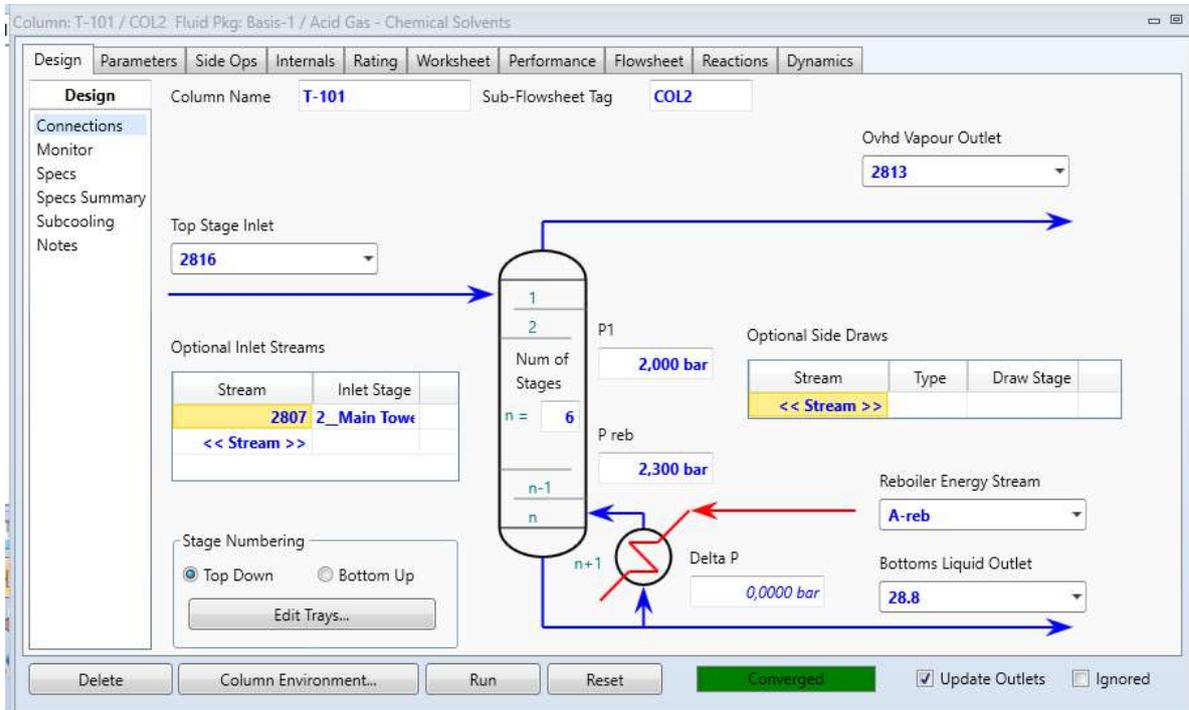
Le résultat de la modification du tube d'Amine pauvre

Material Stream: 28.8

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Nitrogen	0.0000	0.0000	0.0000
Properties	CO2	0.0035	0.4226	0.0035
Composition	Methane	0.0000	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	Ethane	0.0000	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	Propane	0.0000	0.0000	0.0000
K Value	i-Butane	0.0001	0.0037	0.0001
Electrolytes	n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000
User Variables	i-Pentane	0.0002	0.0033	0.0002
Notes	n-Pentane	0.0000	0.0009	0.0000
Cost Parameters	n-Hexane	0.0001	0.0035	0.0001
Normalized Yields	n-Heptane	0.0001	0.0001	0.0001
Emissions	n-Octane	0.0001	0.0000	0.0001
Acid Gas	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000
	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000
	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000
	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000
	H2O	0.4965	0.5631	0.4965
	DEAmine	0.0200	0.0000	0.0200
	H2S	0.0000	0.0000	0.0000
	TEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000
	MDEAmine	0.4792	0.0027	0.4793

FigureIII.39 : la compotions d'Amine pauvre de la sortie du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 01

Exp02 :



FigureIII.40 : le nombre des plateaux et la pression du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

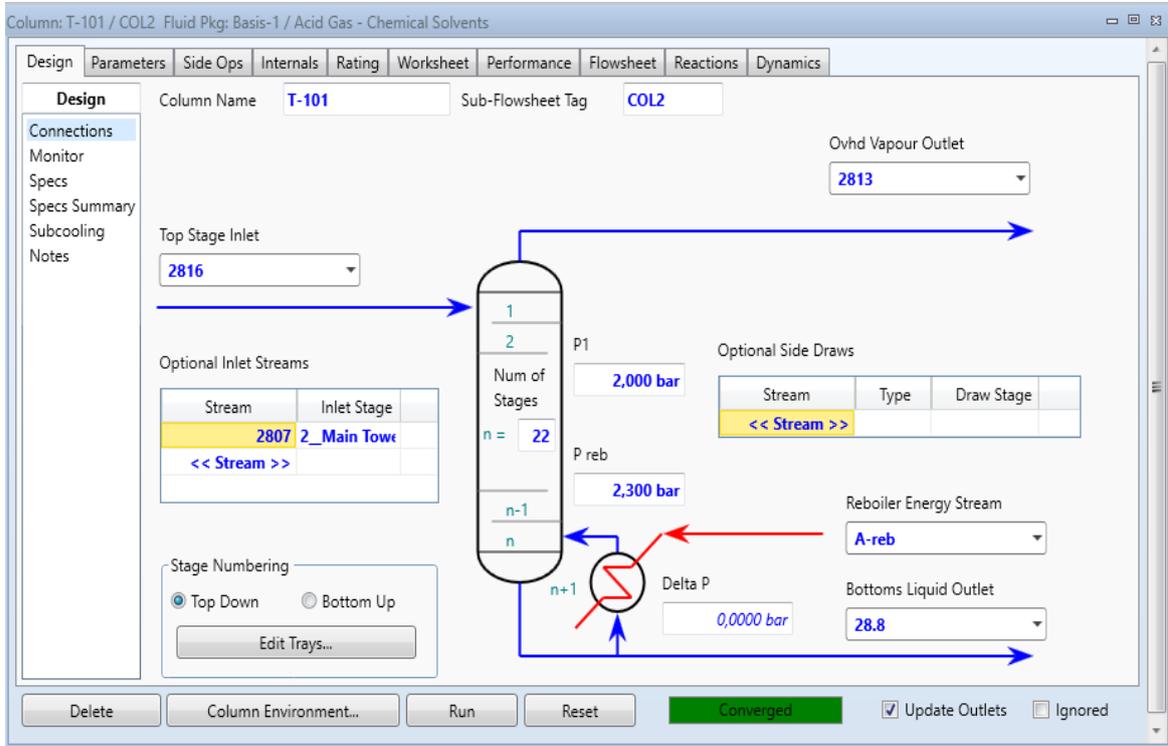
Le résultat de la modification du tube d'Amine pauvre

Material Stream: 28.8

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Nitrogen	0.0000	0.0000	0.0000
Properties	CO2	0.0035	0.4219	0.0034
Composition	Methane	0.0000	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	Ethane	0.0000	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	Propane	0.0000	0.0000	0.0000
K Value	i-Butane	0.0001	0.0040	0.0001
Electrolytes	n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000
User Variables	i-Pentane	0.0002	0.0033	0.0002
Notes	n-Pentane	0.0000	0.0014	0.0000
Cost Parameters	n-Hexane	0.0001	0.0035	0.0001
Normalized Yields	n-Heptane	0.0001	0.0001	0.0001
Emissions	n-Octane	0.0001	0.0000	0.0001
Acid Gas	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000
	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000
	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000
	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000
	H2O	0.4965	0.5631	0.4965
	DEAmine	0.0200	0.0000	0.0200
	H2S	0.0000	0.0000	0.0000
	TEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000
	MDEAmine	0.4792	0.0027	0.4793

FigureIII.41 : la compotions d'Amine pauvre de la sortie du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Exp03 :



FigureIII.42 : le nombre des plateaux et la pression du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

Le résultat de la modification du tube d'Amine pauvre

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Nitrogen	0.0000	0.0000	0.0000
Properties	CO2	0.0035	0.4230	0.0035
Composition	Methane	0.0000	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	Ethane	0.0000	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	Propane	0.0000	0.0000	0.0000
K Value	i-Butane	0.0001	0.0036	0.0001
Electrolytes	n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000
User Variables	i-Pentane	0.0002	0.0033	0.0002
Notes	n-Pentane	0.0000	0.0006	0.0000
Cost Parameters	n-Hexane	0.0001	0.0035	0.0001
Normalized Yields	n-Heptane	0.0001	0.0001	0.0001
Emissions	n-Octane	0.0001	0.0000	0.0001
Acid Gas	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000
	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000
	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000
	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000
	H2O	0.4965	0.5632	0.4965
	DEAmine	0.0200	0.0000	0.0200
	H2S	0.0000	0.0000	0.0000
	TEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000
	MDEAmine	0.4792	0.0027	0.4793

FigureIII.43 : la compotions d'Amine pauvre de la sortie du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 03

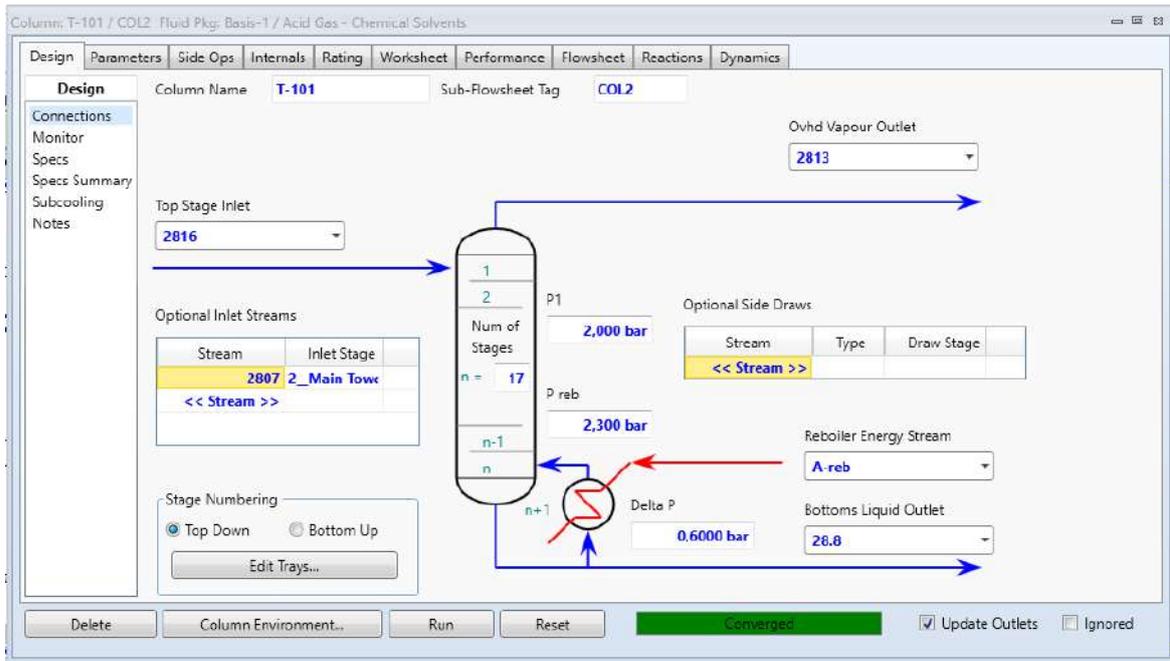
- Nous avons essayé d'augmenter le delta P dans le reboire

Après plusieurs essaye on a estimé que dans tous les cas nous avons ou qu'un changement, la compose de CO2 est 0% jusqu'aux Troie chiffres après la virgule molaire dans l'amine pauvre. Voici quelques exemples les figures suivant.

Remarque :

Pour on peut changer le delta P on change l'entrée de la charge (l'amine riche chaude) entre au niveau du douzième plateau

Exp01



FigureIII.44 : le delta P dans le reboire du la colonne de régénération du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 01

Le résultat de la modification du tube d’Amine pauvre

Material Stream: 28.8

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Nitrogen		0.0000	0.0000	0.0000
CO2		0.0035	0.4227	0.0035
Methane		0.0000	0.0000	0.0000
Ethane		0.0000	0.0000	0.0000
Propane		0.0000	0.0000	0.0000
i-Butane		0.0001	0.0034	0.0001
n-Butane		0.0000	0.0000	0.0000
i-Pentane		0.0002	0.0033	0.0002
n-Pentane		0.0000	0.0005	0.0000
n-Hexane		0.0001	0.0034	0.0001
n-Heptane		0.0001	0.0001	0.0001
n-Octane		0.0001	0.0000	0.0001
n-Nonane		0.0000	0.0000	0.0000
n-Decane		0.0000	0.0000	0.0000
n-C11		0.0000	0.0000	0.0000
n-C12		0.0000	0.0000	0.0000
H2O		0.4965	0.5638	0.4965
DEAmine		0.0200	0.0000	0.0200
H2S		0.0000	0.0000	0.0000
TEGlycol		0.0000	0.0000	0.0000
MDEAmine		0.4793	0.0027	0.4793
Total		1.00000		

FigureIII.45 : la compotions d’Amine pauvre de la sortie du la colonne de régénération du l’unité dans le HYSYS dans l’Exemple 01

Exp02

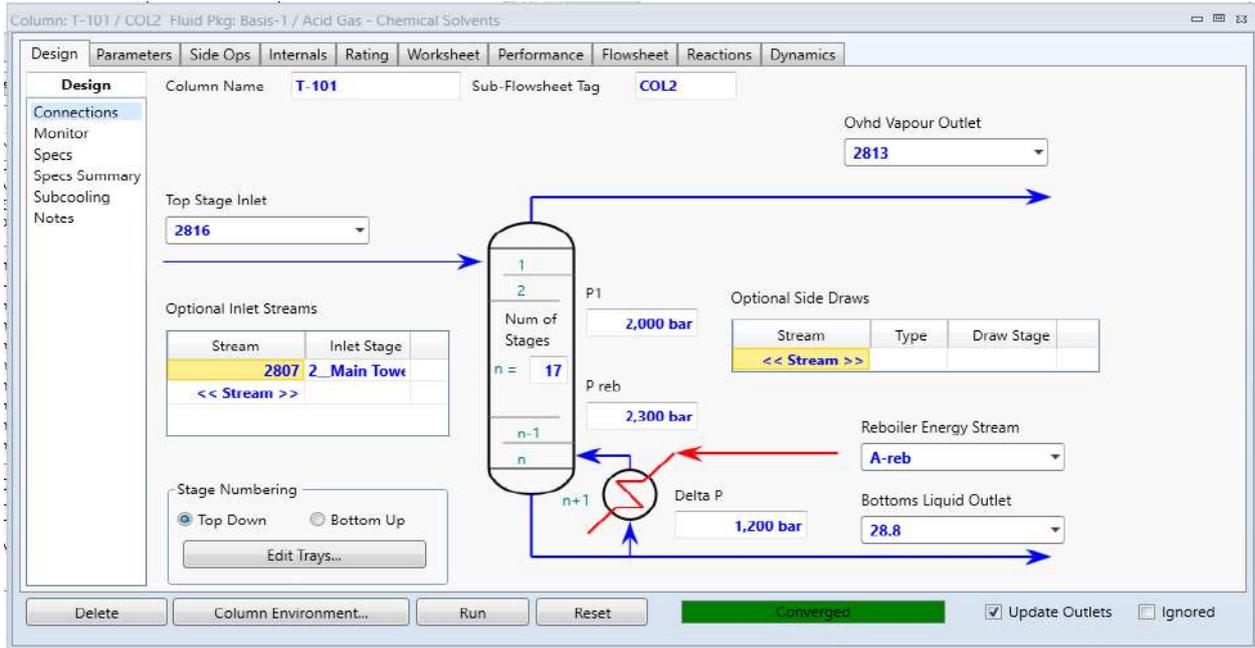


Figure III.46 : le delta P dans le reboire du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

Le résultat de la modification du tube d'Amine pauvre

Material Stream: 28.8

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Nitrogen	0.0000	0.0000	0.0000
Properties	CO2	0.0035	0.4242	0.0035
Composition	Methane	0.0000	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	Ethane	0.0000	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	Propane	0.0000	0.0000	0.0000
K Value	i-Butane	0.0001	0.0031	0.0001
Electrolytes	n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000
User Variables	i-Pentane	0.0002	0.0033	0.0002
Notes	n-Pentane	0.0000	0.0002	0.0000
Cost Parameters	n-Hexane	0.0001	0.0034	0.0001
Normalized Yields	n-Heptane	0.0001	0.0001	0.0001
Emissions	n-Octane	0.0001	0.0000	0.0001
Acid Gas	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000
	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000
	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000
	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000
	H2O	0.4965	0.5629	0.4965
	DEAmine	0.0200	0.0000	0.0200
	H2S	0.0000	0.0000	0.0000
	TEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000
	MDEAmine	0.4793	0.0027	0.4793
Total		1,00000		

Buttons: Edit..., View Properties..., Basis..., OK, Delete, Define from Stream..., View Assay

FigureIII.47 : la compotions d'Amine pauvre de la sortie du la colonne de régénération du l'unité dans le HYSYS dans l'Exemple 02

□ **Les résultats final ;**

Toute la difficulté réside dans le faite de trouver les bonnes spécifications pour faire converger d'unité, les meure conditions trouvée sont :

La composition du Amine 70% MDEA, 5% DEA et 25% H2O molaire. Nombre de Plateaux de la colonne d'Absorption 12 plateaux à Pression de 81 - 82 bars et 60°C, la séparation est parfait nous n'avons aucun tarse de CO2 dans le Gaz Lave (2818)

La colonne de régénération composé de 6 Plateaux à Pression de 2 – 2.3 bars et 83 - 103°C, la charge entrée a le troisième plateau, delta P de reboire 0 nous ne pouvons pas régénérer la totalité du CO2 capté on a des trace se trouve dans la solution d'amine pauvre quittant la colonne

La colonne d'Absorption :

La composition d'amine d'entrée dans l'absorbeur ainsi que sa pression et sa température et le débit sont données dans la figure suivante.

	Mole Fractions
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0000
Methane	0,0000
Ethane	0,0000
Propane	0,0000
i-Butane	0,0000
n-Butane	0,0000
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,2500
DEAmine	0,0500
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,7000

Figure III.48 : composition de l'amine a l'entrée de l'absorbeur

Le solvant entre en contact avec le gaz et permet d'absorber le CO₂ la fraction molaire de CO₂ dans le gaz a passé de 0.0858 % à l'entrée de la colonne a 0 % mol en amont de la colonne, sa composition a la sortie de la colonne d'absorption est donnée comme suit :

The image shows two screenshots of the HYSYS software interface for Material Stream 2818. The top screenshot displays the 'Worksheet' tab with a table of stream properties. The bottom screenshot displays the 'Worksheet' tab with a table of mole fractions for various components.

Worksheet	Stream Name	2818	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	60,41	60,41
Composition	Pressure [bar]	81,00	81,00
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1,595e+004	1,595e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2,798e+005	2,798e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	890,3	890,3
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,811e+004	-1,811e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-121,7	-121,7
Notes	Heat Flow [kcal/h]	-2,888e+008	-2,888e+008
Cost Parameters			
Normalized Yields			

Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Nitrogen	0,0058	0,0058
Properties	CO2	0,0037	0,0037
Composition	Methane	0,9207	0,9207
Oil & Gas Feed	Ethane	0,0442	0,0442
Petroleum Assay	Propane	0,0161	0,0161
K Value	i-Butane	0,0023	0,0023
Electrolytes	n-Butane	0,0051	0,0051
User Variables	i-Pentane	0,0000	0,0000
Notes	n-Pentane	0,0006	0,0006
Cost Parameters	n-Hexane	0,0000	0,0000
Normalized Yields	n-Heptane	0,0000	0,0000
Emissions	n-Octane	0,0000	0,0000
Acid Gas	n-Nonane	0,0000	0,0000
	n-Decane	0,0000	0,0000
	n-C11	0,0000	0,0000
	n-C12	0,0000	0,0000
	H2O	0,0014	0,0014
	DEAmine	0,0000	0,0000
	H2S	0,0000	0,0000
	TEGlycol	0,0000	0,0000
	MDEAmine	0,0000	0,0000

Figure III.49 : la composition et les paramètres du Gaz lavé

Par contre l'amine riche en CO₂ sort en pied de la colonne d'absorption la composition de CO₂ dans l'amine passe de 0% mol a 0.007% mol comme montré dans la figure III.13 suivante

The image shows two screenshots of the HYSYS software interface for Material Stream 2805A. The top screenshot displays the 'Worksheet' tab with a table of stream properties. The bottom screenshot displays the 'Worksheet' tab with a table of mole fractions for various components.

Stream Name	2805A
Vapour / Phase Fraction	0,0000
Temperature [C]	63,58
Pressure [bar]	82,00
Molar Flow [kgmole/h]	2,158e+005
Mass Flow [kg/h]	1,466e+007
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,427e+004
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,739e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-485,5
Heat Flow [kcal/h]	-1,886e+010
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,377e+004
Fluid Package	Basis-1

Nitrogen	0,0000
CO2	0,0070
Methane	0,0033
Ethane	0,0009
Propane	0,0003
i-Butane	0,0003
n-Butane	0,0001
i-Pentane	0,0003
n-Pentane	0,0001
n-Hexane	0,0002
n-Heptane	0,0001
n-Octane	0,0001
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
n-C12	0,0000
H2O	0,4937
DEAmine	0,0494
H2S	0,0000
TEGlycol	0,0000
MDEAmine	0,4442

Figure III.50 : la composition et les paramètres de l'Amine Riche

Colonne de Régénération :

L'amine sort de la colonne d'absorption passe par un échangeur de chaleur pour un préchauffage avant son entrée dans la colonne de régénération, le solvant est préchauffé par l'énergie du flux pauvre en CO₂ qui sort de la colonne de régénération sa composition est donnée comme suit :

Material Stream: 2807			
Worksheet	Stream Name	2807	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0004	0,0004
Properties	Temperature [C]	103,0	103,0
Composition	Pressure [bar]	4,100	4,100
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	2,156e+005	78,79
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	1,472e+007	2195
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,428e+004	4,441
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8,589e+004	-4,180e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-465,1	-76,88
Notes	Heat Flow [kcal/h]	-1,852e+010	-3,293e+006
Cost Parameters			

Material Stream: 2807			
Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Nitrogen	0,0000	0,0002
Properties	CO2	0,0070	0,2402
Composition	Methane	0,0002	0,4124
Oil & Gas Feed	Ethane	0,0003	0,1316
Petroleum Assay	Propane	0,0001	0,0501
K Value	i-Butane	0,0002	0,0107
Electrolytes	n-Butane	0,0000	0,0119
User Variables	i-Pentane	0,0003	0,0015
Notes	n-Pentane	0,0001	0,0046
Cost Parameters	n-Hexane	0,0002	0,0031
Normalized Yields	n-Heptane	0,0001	0,0002
Emissions	n-Octane	0,0001	0,0001
Acid Gas	n-Nonane	0,0000	0,0000
	n-Decane	0,0000	0,0000
	n-C11	0,0000	0,0000
	n-C12	0,0000	0,0000
	H2O	0,4945	0,1330
	DEAmine	0,0199	0,0000
	H2S	0,0000	0,0000
	TEGlycol	0,0000	0,0000
	MDEAmine	0,4769	0,0004

FigureIII.51 : la composition et les paramètres d'Amine Riche chaude

La colonne de régénération permet de récupérer le CO₂ grâce à l'énergie de chauffage ou de régénération pour inverser la réaction d'absorption et de faire recycler l'amine dans la colonne d'absorption, la quantité majoritaire de CO₂ sera récupérée est stockée, la composition de l'amine à la sortie de la colonne de régénération est la suivante :

Material Stream: 28.8

Worksheet		Attachments	Dynamics
Worksheet	Stream Name		28.8
Conditions	Vapour / Phase Fraction		0,0000
Properties	Temperature [C]		127,9
Composition	Pressure [bar]		2,300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]		2,146e+005
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]		1,467e+007
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]		1,422e+004
Electrolytes	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]		-8,463e+004
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]		-453,1
Notes	Heat Flow [kcal/h]		-1,816e+010
Cost Parameters	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]		1,374e+004
Normalized Yields	Fluid Package		Basis-1
Emissions	Utility Type		
Acid Gas			

Worksheet		Mole Fractions
Conditions	Nitrogen	0,0000
Properties	CO2	0,0011
Composition	Methane	0,0000
Oil & Gas Feed	Ethane	0,0000
Petroleum Assay	Propane	0,0000
K Value	i-Butane	0,0001
Electrolytes	n-Butane	0,0000
User Variables	i-Pentane	0,0003
Notes	n-Pentane	0,0000
Cost Parameters	n-Hexane	0,0002
Normalized Yields	n-Heptane	0,0001
Emissions	n-Octane	0,0001
Acid Gas	n-Nonane	0,0000
	n-Decane	0,0000
	n-C11	0,0000
	n-C12	0,0000
	H2O	0,4690
	DEAmine	0,0499
	H2S	0,0000
	TEGlycol	0,0000
	MDEAmine	0,4792

Figure III.52 : les compositions et les paramètres du solvant sortant de la colonne de régénération

Nous avons essayer de faire une etude de sensibilité pour augmenter le taux de recuperation de CO₂ , nous avons varié le nombre de plateau theorique de la colonne de regeneration , les resultats ont montré que le nombre de plateau n’ont aucune influence sur la separation de CO₂ dautre part la pression de la colonne de 2 bar est une pression optimale , une diminution ou une augmentation de la pression va diminuer la quantité de CO₂ recuperée

Conclusion Générale

Conclusion Générale

□ Conclusion générale

Notre étude a été faite dans l'unité (CPF - U28), élaborée lors d'un stage aux niveaux de champ Rhourde Nouss (SONATRACH).

Le but de cette étude est de présenter et de discuter l'utilisation d'Aspen HYSYS pour simuler l'élimination du CO₂ à partir de gaz naturel par absorption chimique en utilisant un solvant amine, et à simuler l'effet total de la réduction de l'efficacité dans une unité de décarbonatation du gaz naturel.

En deuxième lieu, ce processus de décarbonatation a été simulé avec le simulateur Aspen HYSYS. Pour cela nous avons utilisé les données d'entrées réelles du complexe pour prouver sa fiabilité dans le domaine des énergies, vu sa rapidité et son efficacité de calcul.

À l'aide de simulation par programme HYSYS, nous avons étudié l'effet des températures du gaz et d'amine, ainsi que le débit d'amine et la variation de la concentration pour baisser la teneur de CO₂ à 2% dans le gaz doux sachant que leurs concentrations initiales dans le gaz naturel du champ Rhourde-Nouss est 9 %.

Nous avons trouvé que les dimensions du plateau ont des faibles effets sur l'absorption du CO₂ et la réduction de son teneur, par contre on a remarqué que le débit a un grand effet sur la teneur de CO₂, en ce qui concerne la concentration d'amine il s'est avéré que la dilution de la solution absorbante permet de limiter les pertes en amine, en revanche, elle est pénalisée par une augmentation de la consommation énergétique.

Enfin, l'aboutissement de ce travail consiste à comprendre la technologie de décarbonatation et les problèmes qui peuvent les subir lors du fonctionnement, notant que l'étude de ces équipements est plus vaste qu'elle apparaît, et de nos jours elle se fait en collaboration avec des logiciels de simulation et des essais itératifs afin d'obtenir les meilleurs résultats.

En perspective, il est indispensable de prendre en compte la notion du développement durable, donc nous cherchons toujours la technologie optimum qui doit être économiquement équitable et écologiquement tolérable.

Bibliographies

- [1] : Merzaki et KADRI . Déshydratation du gaz naturel GLA/HBK : master académique. Université KasdiMerbah Ouargla ; 2019 – 2020
- [2]: rapport Statistical Review of World Energy 2021 de BP ; publié le 8 juillet 2021
- [3]: Oscar Fanti Arangu . 2022 .BP Stats Review 2022 Full Report (1) Pag
- [4] : la tribune. Le groupe public algérien Sonatrach suspend ses livraisons à l'Espagne après un incident ; 24 juill 2022
- [5] : La Documentation française, Maghreb - Machrek « Le gaz naturel algérien » pages 21 à 34 ; 1973
- [6] : Chaouch Noura. Traitement et industrie du gaz naturel : master académique. Université KasdiMerbah Ouargla ; 2022
- [7] : SONATRACH (SNC-lavalin international), VOLUME I : DESCRIPTION DU PROCÉDÉ « PROJET N°020581 DOCUMENT N° 000000-49ER-0031» ; 2015
- [8] : BOUZIT et TITIA. Décarbonatation Du Gaz Naturel Au Niveau De Complexe D'Alrar : master académique. Université KasdiMerbah Ouargla ; 2020
- [9] : KOUASSAH. Optimisation Des Paramètres De center Gazier TIGUENTOURINE après L'installation D'unité De Compression IGC : master académique. UNIVERSITE LARBI BEN M'HIDI OUM EL BOUAGHI ; 2018 - 2019
- [10] : AIT ALI et LABII. Simulation de l'évaluation et du captage du CO2 émis par une cimenterie d'Alger : master académique. Ecole Nationale Polytechnique ; 2010
- [11] : Khezzane et Ahmouda et Souda. Etude des propriétés du gaz naturel traité destiné Aux procédés de liquéfaction de ce gaz : master académique. Université EchahidHamma Lakhdar EL Oued ; 2020 - 2021
- [12]: Michael E. Hanyak, Jr. Chemical Process Simulation and the Aspen HYSYS Software . (1463737211, 9781463737214) .Department of Chemical Engineering, BucknellUniversity ; 2012