

N° de série : ...../2020

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



*Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers*

**Département de production des hydrocarbures**

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES  
Pour Obtenir Le Diplôme De Master  
Option : Production Académique**

Présenté par :

**BOUZIT Tarek Sami, TITIA Lakhdar**

**-THEME-**

---

**Décarbonatation Du Gaz Naturel Au Niveau De Complexe  
D'Alrar**

---

Soutenu le :     /     / 2020

Devant le jury composé de :

Mr.	Ouzzazi Mohamed	M A	Président
Mr.	Robei Sarra	M A	Examineur
Mr.	Sid rouhou H.Med	M A	Encadreur

## **Remerciement**

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, Pour l'aide le courage et la patience qu'il nous donne pour accomplir ce travail. Nous tenons à présenter nos sincères remerciements qui vont du cœur à Son excellence notre professeur Dr : Sid rouhou Djamel. Pour sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses lors de l'élaboration de ce projet de fin d'études. Avec nos grands respects bien affectueusement. A l'ensemble de nos engainants de département de production des hydrocarbures. Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.*

*BOUZIT TAREK SAMI, TITIA LAKHDAR*



# DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail :*

- *À mon père.*
- *À l'être le plus cher de ma vie, ma mère.*
- *À mes frères : med redha, abdelbaset, soad, nouaem, safa .*
- *À toute ma famille qui a résisté à la souffrance d'être loin d'eux.*
- *À tous mes amis et surtout, Ahmed, said, Ayoub, houssam, Aimen, akel, Taher, Aladin, Wail, Yahia, Zaki, Abderahman., Mohamed*



*TITIA LAKHDAR*



# DEDICACES

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les  
meilleurs moments de sa vie avec les êtres Qu'on  
aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand  
plaisir de dédier ce modeste travail à :  
Les plus chers de ma vie, ma mère et mon père*

- ❖ Mes chères sœurs.*
- ❖ Mes chers frères*
- ❖ Mes chers oncles*
- ❖ Le plus petit membre de la famille : Aymen*
- ❖ Toutes ma grande famille*
- ❖ Tous mes amis chacun a son nom*

*BOUZIT TAREK SAMI*

### Résumé

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbure léger, se compose de méthane, éthane, propane, butane et de pentane et d'autres composés tels que le (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) et autres contaminant (H<sub>2</sub>O, Mercaptan), La présence du gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) dans le gaz naturel provoque la corrosion des équipements et des tuyauteries ainsi que le givrage (solidification) dus à la formation de cristaux de dioxyde de carbone "CO<sub>2</sub>" dans les zones de liquéfaction du gaz naturel fonctionnant à des températures très basses ce qui nécessite la décarbonatation du gaz. L'objectif tracé dans ce mémoire est diminué le teneur de CO<sub>2</sub> inférieure a 2 % L'opération de décarbonatation se basse sur le phénomène d'absorption, dans ce travail on a appliqué l'absorption chimique en utilisant l'amine MDEA comme absorbeur, la simulation a été fait par le logiciel ASPEN HYSYS, les résultats obtenus par ce dernier montre que l'unité diminue le teneur de CO<sub>2</sub> a des très faibles quantités (moins de 1.5%).

**Mots clefs :** Décarbonatation, Dioxyde de carbone, Traitement de gaz, Absorption, MDEA, ALRAR

### Abstract:

Natural gas is a light hydrocarbon mixture, consisting of methane, ethane, propane, butane and pentane and other compounds such as (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) and other contaminants (H<sub>2</sub>O, Mercaptan), The presence of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) in natural gas causes corrosion of equipment and piping as well as icing (solidification) due to the formation of carbon dioxide "CO<sub>2</sub>" crystals in natural gas liquefaction zones operating at very low temperatures which require the decarbonation of the gas. The objective traced in this paper is to reduce the CO<sub>2</sub> content below 2%. The decarbonation operation is based on the absorption phenomenon, in this work the chemical absorption was applied using the MDEA amine as an absorber, the simulation was done by the ASPEN HYSYS software, the results obtained by the latter shows that the unit reduces the CO<sub>2</sub> content to very low quantities (less than 1.5%).

**Keywords:** Decarbonation, Carbon dioxide, Gas treatment, Absorption, MDEA, ALRAR

---

## Liste des figures

---

### Liste des figures

<b>FIGURES</b>	<b>PAGE</b>
<b>Figure I.1</b> : Organigramme de méthodes pour la capture du dioxyde de carbone.	12
<b>Figure I.2.</b> Séparation par membrane. Schéma de principe.	13
<b>Figure I.3.</b> Les étapes du procédé d'adsorption	14
<b>Figure I.4</b> : L'installation du procédé d'absorption	14
<b>Figure II.1</b> : Situation géographique de la région stah.	20
<b>Figure II.2.</b> Organigramme des étapes de simulation	23
<b>Figure II.3</b> : Le choix de model thermodynamique	24
<b>Figure II.4</b> : Les paramètres de l'absorbeur	26
<b>Figure II.5</b> : Les paramètres de régénérateur	27
<b>Figure II.6</b> : La configuration de procédé de décarbonatation	28
<b>Figure III.1</b> : Teneur en CO <sub>2</sub> (3.56%) dans le gaz en fonction de la concentration du MDEA	29
<b>Figure III.2</b> : Teneur en CO <sub>2</sub> (4.13%) dans le gaz en fonction de la concentration du MDEA	30
<b>Figure III.3</b> : Teneur en CO <sub>2</sub> (5.41%) dans le gaz en fonction de la concentration du MDEA	31
<b>Figure III.4</b> : Teneur en CO <sub>2</sub> (6.6%) dans le gaz en fonction de la concentration du MDEA	32
<b>Figure III.5</b> : Teneur en CO <sub>2</sub> (8.63%) dans le gaz en fonction de la concentration du MDEA	33

---

## Liste des tableaux

<b>Tableaux</b>	<b>PAGE</b>
<b>Tableau I.1</b> : Les propriétés physique et thermochimique de CO2	10
<b>Tableau I.2</b> : Acidité du gaz naturel (% volumique)	11
<b>Tableau I.3</b> : Spécification typiques pour un gaz de vente	11
<b>Tableau I.4.</b> : Solvant d'absorption physique	15
<b>Tableau I.5.</b> : Les avantages et les inconvénients des solvants	17
<b>Tableau I.6.</b> : Propriétés du MDEA	18
<b>Tableau II.7</b> : donne la composition du gaz d'alimentation numéro 01	24
<b>Tableau II.8</b> : donne la composition du gaz d'alimentation numéro 02	25
<b>Tableau II.9</b> : donne la composition du gaz d'alimentation numéro 03. 04. 05	25
<b>Tableau II.10</b> : les conditions d'opérateires.	26
<b>Tableau III.1</b> : Résultats de simulation pour une concentration de CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 3.56%	29
<b>Tableau III.2.</b> : Résultats de simulation pour une concentration de CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 4.13%.	30
<b>Tableau III.3</b> : Résultats de simulation pour une concentration de CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 5.41	31
<b>Tableau III.4</b> : Résultats de simulation pour une concentration de CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 6.6%	32
<b>Tableau III.5</b> : Résultats de simulation pour une concentration de CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 8.63%	33

---

## Abréviations

**PCS** : Pouvoir calorifique supérieur

**PCI** : Pouvoir calorifique inférieur

**GN** : Gaz Naturel

**C1** : Méthane

**C2** : Ethane

**C3**: Propane

**i-C4**: i-Butane

**n-C4**: n-Butane

**i-C5**: i-pentane

**n-C5**: n-Pentane

**C6** : Hexane

**C7** : Heptane

**C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>** : Benzène

**C<sub>7</sub>H<sub>8</sub>** : Toluène

**C<sub>8</sub>H<sub>10</sub>** : Xylène

**N<sub>2</sub>** : Azote

**CO<sub>2</sub>** : dioxyde de Carbone

**H<sub>2</sub>S**: Sulfure d'hydrogène

**H<sub>2</sub>O**: eau

**H**: helium

**He**: hydrogène

**CH<sub>3</sub>SH**: Méthanethiol

**MEA**: MonoEthanolAmine

**DEA**: DiEthanolAmine

**MDEA** : MéthylDiEthanolAmine

**DGA** : DiGlycolAmine

---



## Abréviations

---

**DIPA** : diisopropanolamine

**TEA** : Aetriéthanolamine

**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)

**Sour gaz** : gaz brut

**Sweet gaz** : gaz traité

---

## **Table des matières**

### *Table des matières*

<b>Remercîment</b>	<b>I</b>
<b>Dédicace</b>	<b>II</b>
<b>Résumé</b>	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>V</b>
<b>Abréviations</b>	<b>VI</b>
INTRODUCTION GENERALE.....	1

### **CHAPITRE I : GENERALITES SUR LA DECARBONATATION DE GAZ NATUREL**

I. GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL .....	3
I.1. Définition du gaz naturel .....	3
I.1.2. Les sources du gaz naturel .....	3
I.2. Origine des constituants du gaz naturel .....	3
I.2.1 Constituants hydrocarbures .....	3
a) Gaz bactérien.....	3
b) Gaz inorganique .....	3
c) Gaz thermique .....	4
I.3. Composition du gaz naturel .....	4
I.4. Caractéristiques du gaz naturel .....	4
I.4.1 La densité du gaz naturel.....	4
I.4.2. Le pouvoir calorifique (PC) .....	4
I.5. Les différents types de gaz naturel .....	5
I.6. Technique du traitement du gaz naturel .....	5
I.6.1. Séparation des condensât .....	6
➤ Procédés de RITCHARD .....	6
➤ Procédés de HUDSON .....	6
I.6.2. Fractionnement des hydrocarbures .....	6
I.6.3. Opérations de fractionnement et de purification .....	7
I.6.4. La déshydratation .....	7
I.6.5. Désacidification .....	7
I.7. Transport de gaz naturel .....	8
I.8. GENERALITE SUR LES PROCEDES DE DECARBONATATION .....	8
I.8.1. Introduction .....	8
I.8.2. Le Dioxyde de Carbone .....	9
I.8.2.1. Le dioxyde de carbone dans le gaz naturel .....	9

---

I.8.2.2. Caractéristiques physico-chimiques du dioxyde de carbone CO <sub>2</sub> .....	9
I.8.2.3. L'acidité du gaz naturel .....	11
I.8.2.4. Spécifications typiques pour un gaz de vente .....	11
I.9. Décarbonatation du gaz naturel.....	12
I.9.1. Introduction :.....	12
I.10. Les Procédés De Décarbonatation .....	12
I.11. Décarbonatation du gaz naturel par membrane .....	13
I.12. Décarbonatation du gaz naturel par adsorption .....	13
I.13. Décarbonatation du gaz naturel par Absorption .....	14
I.13.1. Absorption par solvants physiques .....	15
I.13.2. Critères de sélection d'un solvant physique .....	15
I.14. Absorption par solvants chimiques .....	16
I.14.1. Critères de sélection d'un solvant chimique .....	16
I.14.2. Comparaison des solvants .....	16
I.15. Absorption du dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> ) par la (MDEA) .....	18
I.15.1. Propriétés du MDEA .....	18
I.16. Description de l'unité de décarbonatation .....	18
<b>CHAPITRE II : MODELISATION ET SIMULATION DE L'UNITE DE DECARBONATATION</b>	
II.1. APERÇU SUR LA ZONE D'ETUDE .....	20
II.1.1. Situation Géographique De La Région STAH .....	20
II.2. Les champs de la région .....	20
II.2.1 Le Champ de STAH .....	21
II.2.2 Le Champ de MEREKSEN .....	21
II.2.3. Champ d 'ALRAR .....	21
II.3. Problématique .....	21
II.4. Présentation du logiciel de simulation Aspen HYSYS .....	21
II.4.1. Présentation du logiciel de simulation HYSYS .....	21
II.5. Simulation de l'unité .....	22
II.5.1. Présentation des Procédures de simulation par HYSYS.....	22
II.5.2. L'utilisation de logiciel HYSYS .....	22
II.6. Partie donnes et simulation .....	23
II.6.1 Les étapes de simulation .....	23
II.6.2. Le choix du modèle thermodynamique .....	23
II.6.3. Le choix du la composition du gaz naturel .....	24
II.6.4. Les conditions d'opérateires .....	26
II.6.5. La configuration du procédé de décarbonatation .....	27

---

### CHAPITRE III : DISCUSSION DES RESULTATS

III.1. Introduction .....	29
III.2. Concentration d'amine VS concentration CO2 .....	29
❖ <i>Pour une teneur en CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 3.56%</i> .....	29
❖ <i>Pour une teneur en CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 4.13%</i> .....	30
❖ <i>Pour une teneur en CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 5.41%</i> .....	31
❖ <i>Pour une teneur en CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 6.6%</i> .....	32
❖ <i>Pour une teneur en CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 8.63%</i> .....	33
Conclusion générale.....	35
Références Bibliographies .....	36

### Introduction générale

Le gaz naturel. Il 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 traitement du gaz naturel représente donc un enjeu technique et économique important. En fonction du gisement, le gaz naturel peut contenir des quantités très variables des gaz acides (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) ainsi que d'autres contaminants (eau, mercaptans...). L'objectif principal des différents procédés du traitement du gaz naturel sera donc d'éliminer ces impuretés, pour séparer le gaz naturel du gaz acide on utilise une opération de fractionnement et de purification qui est la désacidification.

La présence du gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) dans le gaz naturel provoque la corrosion des équipements et des tuyauteries ainsi que le givrage (solidification) suite à la formation de cristaux de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans les zones de liquéfaction du gaz naturel fonctionnant à des températures très basses. Le CO<sub>2</sub> a l'inconvénient de diluer le gaz naturel, réduisant ainsi sa valeur énergétique tout en augmentant le coût de transport. L'opération d'élimination du CO<sub>2</sub>. **LA DECARBONATATION.**

Dans ce cadre et afin de contribuer à l'étude et la compréhension du procédé de décarbonatation du gaz naturel, au champ gazier (ALRAR, région STAH) où le procédé de décarbonatation est effectué en utilisant l'absorption chimique à l'aide d'une solution d'amine (**MDEA**). Sachant que les valeurs de concentrations initiales de dioxyde de carbone dans le gaz naturel du champ Alrar varient entre 3.56% à 8.65 %

Notre travail consiste donc à l'effet de la variation de la concentration d'amine et trouver la concentration optimale du MDEA pour réduire les teneurs du dioxyde de carbone dans le gaz naturel du champs d'Alrar inférieure à 2 %

Notre travail est divisé en plusieurs chapitres :

**Le premier chapitre** présente généralité sur le gaz naturel, leurs caractéristiques physico-chimiques ainsi que les différents procédés de traitement du gaz naturel seront évoqués d'une façon générale. Dans la 2<sup>ème</sup> partie de chapitre I les différents procédés de décarbonatation du gaz naturel. Dans un premier temps les procédés de séparation sont détaillés, notamment, l'absorption chimique et physiques. La procédure de la décarbonatation, les équipements qui utilisent pour la décarbonatation et aussi le principe de fonctionnement et

à la fin de ce chapitre on va mentionner sur les problèmes rencontrés dans l'unité de décarbonatation.

Le chapitre **II** présente la modélisation et simulation de l'unité de décarbonatation et pour le **dernier chapitre** est consacré aux résultats et discussions de simulation par HYSYS de la colonne d'absorption. Bien sûr à la fin une conclusion générale résume.

# **Chapitre I**

## ***Généralités sur la décarbonatation de gaz naturel***

### **I. GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL :[1]**

#### **I.1. Définition du gaz naturel :**

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde propre et de plus en plus utilisé. Dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de production, de traitement et de transport. Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré

Comme une énergie de premier choix pour les 21<sup>ème</sup> siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme l'huile ou le charbon présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70

% à 95% est de méthane (CH<sub>4</sub>). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure.

#### **I.1.2. Les sources du gaz naturel :[1]**

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures des roches sédimentaires par les profondeurs de la terre et des fonds marins.

La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de "réservoir", "champ" ou "gisement".

Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. Il peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons couches de charbon et des lits de schistes argileux ou "shales".

### **I.2. Origine des constituants du gaz naturel**

#### **I.2.1 Constituants hydrocarbures**

Il existe trois modes possibles pour la formation des hydrocarbures gazeux naturels :

##### **a) Gaz bactérien**

Ce mode est dû à l'action de bactéries sur les débris organiques qui accumulent le sédiment, le gaz formé et appelé gaz bactérien ou organique.

##### **b) Gaz inorganique**



Ce mode reste très secondaire. Les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane.

### c) Gaz thermique

Au cours de l'évolution des sédimentaires, les sédiments sont portés à des températures et pressions croissantes, vont subir une dégradation thermique qui va donner à cote des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbonés.[4]

### I.3. Composition du gaz naturel :[2]

Le constituant principal du gaz naturel est le méthane CH<sub>4</sub>, notamment en plus du CH<sub>4</sub>, il peut contenir également :

- Des hydrocarbures plus lourds que le méthane (de C<sub>2</sub> à C<sub>12</sub>).
- Du dioxyde de soufre SO<sub>2</sub>.
- Du sulfure d'hydrogène appelé aussi gaz acide H<sub>2</sub>S.
- Du dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>.
- De l'azote N<sub>2</sub>.
- Parfois de petites quantités d'Hélium (He) et de Mercure (Hg)

### I.4. Caractéristiques du gaz naturel :[3]

#### I.4.1 La densité du gaz naturel

En faisant l'hypothèse que dans les conditions de références considérées, une mole du gaz étudié occupe le même volume qu'une mole d'air, alors, elle est définie comme étant le rapport de sa masse molaire à celle de l'air dans les conditions normales de température et de pression.

#### I.4.2. Le pouvoir calorifique (PC)

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, la combustion étant effectuées à la pression atmosphérique et à une température.

Le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube (J/m<sup>3</sup>), il se divise en deux :

- Pouvoir calorifique supérieur (PCS) ;
- Pouvoir calorifique inférieur (PCI).

### I.5. Les différents types de gaz naturel :

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, ce qui conduit à distinguer les types suivants :

- a) **Gaz sec** : ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de production.
- b) **Gaz humide** : forme une phase liquide au cours de production dans les conditions de surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.
- c) **Gaz a condensât** : forme une phase liquide dans le réservoir lors de productions par condensation rétrograde.
- d) **Gaz associé** : Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture et le gaz dissous.

### I.6. Technique du traitement du gaz naturel [3][5]

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer au moins partiellement certains des constituants présents à la sortie du puits, tel que l'eau, les gaz acides, et les hydrocarbures lourds, pour amener le gaz à des spécifications de transport ou à des spécifications commerciales.

Les procédés de traitement du gaz sont multiples de par le monde, et le choix de l'une d'elles se base sur les critères suivants :

- Qualité de l'effluent brut.
- Taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
- Spécification des produits finis.
- Coût global des investissements.

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires. Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- L'hydrogène sulfuré  $H_2S$  toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone  $CO_2$  corrosif.
- Le mercure corrode les équipements fabriqués en aluminium.
- L'eau conduisant à la formation des hydrates.
- Les hydrocarbures lourds condensant dans les réseaux de transport.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées soit aux conditions de transport, soit aux conditions d'utilisation (gaz commercial).

Dans le cas de transport par gazoduc, les spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide, le bouchage de conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale au point de rosée des

hydrocarbures qui dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C, pour éviter tout risque de formation de la phase liquide par condensation en ligne.

Dans le cas d'un gaz commercial les spécifications sont plus sévères et comprennent également une fourchette dans lequel doit se situer le pouvoir calorifique. Des spécifications typiques pour un gaz commercial.

Le gaz associé du pétrole est un mélange (gaz + hydrocarbures liquides) contenant une forte proportion d'eau de gisement.

Les étapes de traitement d'un gaz sont les suivantes :

**La première étape :** permet de réaliser la séparation des fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent des puits, fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât) et l'eau libre.

**La seconde étape de traitements :** dépend du mode de transport.

Le gaz naturel et ces fonctions peuvent être transportés sous diverses formes :

- Gaz naturel comprimé.
- Gaz naturel liquéfié (GNL).
- Gaz pétrolier liquéfié (GPL).
- Produits chimiques dérivés (méthanol, ammoniac).

Chacune de ces filières apparaît comme une succession d'étapes et constitue une chaîne gaz.

### **I.6.1. Séparation des condensât :[3]**

Elle se fait par abaissement progressif de la température du gaz suivant des procédés de refroidissement tels que :

➤ **Procédés de RITCHARD :**

Il est basé sur le refroidissement par échange thermique, et par une série de détente complètes.

➤ **Procédés de HUDSON :**

Le même principe de RITCHARD, la détente s'effectue à travers d'un Turboexpander et une vanne de détente appelée JOULE-THOMSON.

### **I.6.2. Fractionnement des hydrocarbures :[3]**

Lorsque le gaz naturel contient une fraction relativement importante d'hydrocarbures lourds, la séparation est en général réalisée par abaissement de la température avec formation d'une phase liquide ; il peut être également effectué par une opération d'absorption ou d'adsorption.

### **I.6.3. Opérations de fractionnement et de purification :[3]**

➤ **Procédés mis en œuvre :**

L'ajustement requis de la teneur en eau, en gaz acides et hydrocarbures lourds, est réalisé par des opérations de traitement, qui permettent de purifier le gaz naturel en séparant les constituants à éliminer du gaz traité.

Ces opérations de traitement font appel à des procédés de séparation divers :

- Absorption.
- Adsorption.
- Séparation par membrane.

### **I.6.4. La déshydratation :**

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôt des cristaux, d'abord considérés comme étant de la glace. Ces cristaux, sont en fait, constitués par des hydrates de gaz naturel apparaissant bien au-dessus de la température de formation de la glace.

Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel ou moyen de techniques de traitement appropriées.

La déshydratation du gaz naturel est réalisée par différents types de procédés :

- Absorption.
- Adsorption.
- Perméation gazeuse.

### **I.6.5. Désacidification :**

La désacidification consiste à séparer du gaz naturel les gaz acides, essentiellement CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S. L'élimination d'hydrogène sulfuré doit être en générale beaucoup plus poussée que celle du dioxyde de carbone.

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

Les principaux procédés utilisés pour réaliser la désacidification :

- Désacidification par absorption
- Désacidification par adsorption
- Désacidification par perméation gazeuse.

De nombreux facteurs doivent être pris en compte dans le choix d'un procédé de désacidification et notamment les suivants :

- Composition du gaz naturel.
- Teneur en gaz acides du gaz à traité.
- Spécification en sortie.
- Débit de gaz à traiter et conditions de pression et température à l'entrée.
- Conditions d'élimination de H<sub>2</sub>S avec ou sans récupération de soufre

### **I.7. Transport de gaz naturel :**

Le transport massif d'un gaz n'est pas chose aisée. Dans les conditions normales de température et de pression, pour une même valeur calorifique, le gaz occupe un volume mille fois plus important que le pétrole. Aussi le transport du kilowattheure gaz revient-il en moyenne deux à trois fois plus cher que celui de son équivalent énergétique pétrole. On peut comprimer le gaz naturel (pressions de 100 à 200 bar) dans des bouteilles ou containers métalliques. Cette méthode est utilisée pour le gaz destiné soit à des usages discontinus « carburant automobile », soit à de petites distributions publiques isolées. Elle conduit à des investissements élevés par mètre cube transporté et à des manipulations coûteuses. Ses applications sont donc très limitées. La solution normale est d'utiliser la pression du gaz à la sortie des installations de traitement ou de comprimer le gaz pour le faire circuler dans un réseau de conduites. Les réseaux de transport comportent des stations de compression régulièrement espacées.

### **I.8. GENERALITE SUR LES PROCEDES DE DECARBONATATION :[6]**

#### **I.8.1. Introduction :**

Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) est un gaz acide existant dans le gaz naturel qui provoque la corrosion des équipements et des tuyauteries ainsi que le givrage (solidification) suite à la formation de cristaux de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans les zones de liquéfaction du gaz naturel fonctionnant à des températures très basses. Le CO<sub>2</sub> a l'inconvénient de diluer le gaz naturel, réduisant ainsi sa valeur énergétique tout en augmentant le coût de transport peut être éliminé par plusieurs procédés ces procédés nommés la décarbonatation.

### **I.8.2. Le Dioxyde de Carbone :[5]**

Le dioxyde de carbone (appelé parfois, de façon impropre « gaz carbonique » est Un composé chimique composé d'un atome de carbone et de deux atomes d'oxygène et dont la formule brute est CO<sub>2</sub>.

#### **I.8.2.1. Le dioxyde de carbone dans le gaz naturel :**

Dans les conditions normales de température et de pression le dioxyde de carbone est un gaz incolore, inodore et à la saveur piquante communément appelée gaz carbonique ou encore anhydride carbonique.

Il est présent dans l'atmosphère dans une proportion approximativement égale à 0,0375 % en volume, dans cette décennie (années 2000), soit 375 ppmv (parties par million en volume). Mais elle augmente rapidement, d'environ 2 ppmv/an, de par les activités humaines de consommation des combustibles fossiles : charbon, pétrole, gaz. C'est un gaz à effet de serre.

#### **I.8.2.2. Caractéristiques physico-chimiques du dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> :[5]**

- Le CO<sub>2</sub> se dissout dans l'eau et forme avec elle de l'acide carbonique (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>).
- Le CO<sub>2</sub> à partir d'une certaine concentration dans l'air, s'avère dangereux voire mortel.
- Le CO<sub>2</sub> est le deuxième gaz à effet de serre le plus important dans l'atmosphère après la vapeur d'eau. Le tableau (II.1) regroupe quelques propriétés de ce gaz.

**Tableau. I. 1** : Les propriétés physique et thermochimique de CO<sub>2</sub>

	<b>Propriétés</b>	<b>Valeurs</b>
<b>Générales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Formule brute</li> <li>▪ Nom IUPAC</li> <li>▪ Numéro CAS</li> <li>▪ Apparence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CO<sub>2</sub></li> <li>▪ Dioxyde de carbone</li> <li>▪ 124-38-9</li> <li>▪ Gaz incolore</li> </ul>
<b>Physiques</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Masse moléculaire</li> <li>▪ Température de fusion</li> <li>▪ Température de vaporisation</li> <li>▪ Solubilité</li> <li>▪ Densité</li> <li>▪ Viscosité dynamique</li> <li>▪ Température critique</li> <li>▪ Pression critique</li> <li>▪ Point triple</li> <li>▪ Chaleur latente de vaporisation (0°C)</li> <li>▪ Chaleur latente de vaporisation (-16.7°C)</li> <li>▪ Chaleur latente de vaporisation (-28.9°C)</li> <li>▪ Chaleur latente de fusion (à -56,6°C)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 44,01 g/mol</li> <li>▪ -78,5 °C (195 °K)</li> <li>▪ -57 °C (216 °K)</li> <li>▪ 1,45 kg/m<sup>3</sup></li> <li>▪ 1,87 kg/m<sup>3</sup>(298°K1,013bar) plus dense que l'air</li> <li>▪ 0.07 Cp à -78 °C</li> <li>▪ 31,1°C</li> <li>▪ 7,4 MPa</li> <li>▪ -56,6°C à 519 kPa</li> <li>▪ 234,5 kJ/kg</li> <li>▪ 276,8 kJ/kg</li> <li>▪ 301.7 kJ/kg</li> <li>▪ 199 kJ/kg</li> </ul>
<b>Thermochimique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>\Delta_f H^0_{\text{gaz}}</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ -393,5 kJ/mol</li> </ul>

**I.8.2.3. L'acidité du gaz naturel :[12]**

On dit qu'un gaz naturel est acide selon son teneur en **CO2** et en **H2S** qu'il contient. Le tableau ci-dessous exprime la classification des gaz selon leur composition

**Tableau I.2 : Acidité du gaz naturel (% volumique)**

<b>Catégories</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Hydrocarbures	< 10 %	< 10 %	> 10 %	> 10 %
Hydrogène sulfuré	< 1	> 1	< 1	> 1
Dioxyde de carbone	< 2	> 2	< 2	> 2
Appellation simplifiée	<b>Gaz sec non acide (non associé)</b>	<b>Gaz sec acide (Non associé)</b>	<b>Gaz humide non acide (associé ou a condensat)</b>	<b>Gaz humide acide (associé ou condensat)</b>

D'après le **Tableau I.2** la classification du gaz dans notre cas est Gaz humide acide (associé ou condensat) puis que le pourcentage des hydrocarbures supérieur à 10% (10.65) dans le volume de gaz.

**I.8.2.4. Spécifications typiques pour un gaz de vente :[6]**

Les principales spécifications à considérer sont récapitulés sur le **tableau I.3**

**Tableau I.3: Spécification typiques pour un gaz de vente**

<b>Spécifications typiques pour un gaz de vente</b>
<p>CO2 &lt; 2.5%</p> <p>H2S + COS &lt; 5 mg /Nm3</p> <p>Mercaptans &lt; 6 mg/Nm3 Soufre total &lt; 30 mg/Nm3 H2O ≤ -8°c à 70 bara</p>



**I.9. Décarbonatation du gaz naturel :**

**I.9.1. Introduction :**

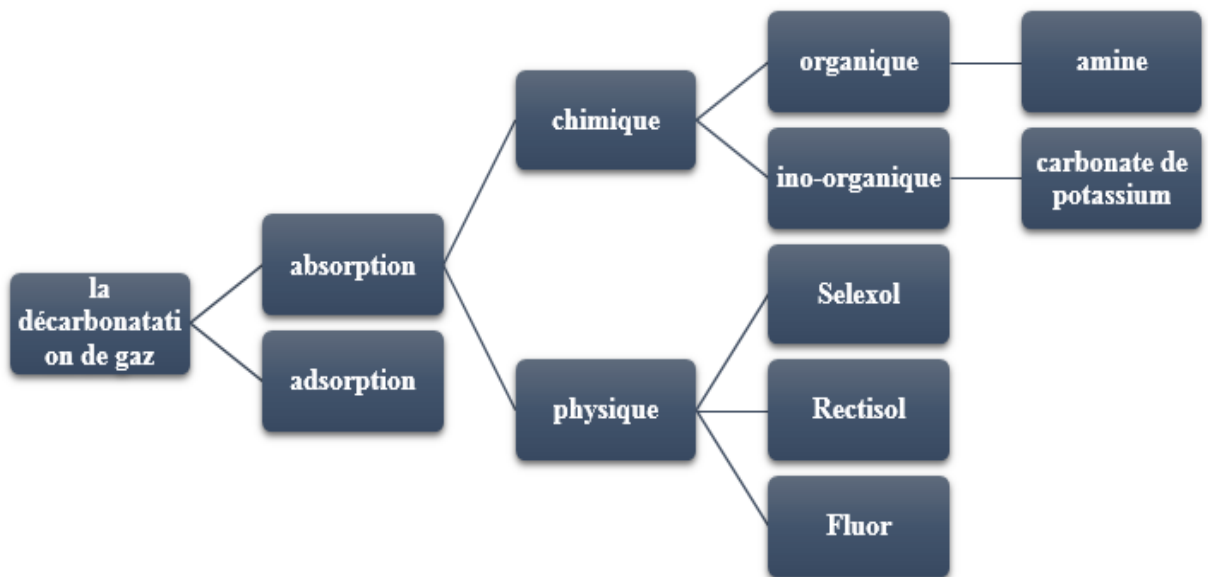
La décarbonatation est un procédé qui vise à réduire la teneur en dioxyde de carbone, plus spécifiquement en dioxyde de carbone « CO<sub>2</sub> » ; aussi appelé gaz carbonique, est un gaz incolore, inerte et toxique. Le CO<sub>2</sub> est l'un des principaux gaz à effet de serre. Il possède une durée de vie dans l'atmosphère d'environ 100 ans.

On procède à la décarbonatation du gaz naturel afin de :

- Réduire les risques de corrosion des pipes surtout en présence de molécules d'eau libres.
- Éliminer les risques de solidification dans les procédés cryogéniques.
- Garder un pouvoir calorifique meilleur

**I.10. Les Procédés De Décarbonatation :[7]**

Il y a plusieurs procédés de décarbonatation comme membrane, l'adsorption et l'absorption, cette dernière divisée à deux procédés physique et chimique, l'absorption est une réaction entre 2 liquides mais l'adsorption est une réaction entre liquide et solide.

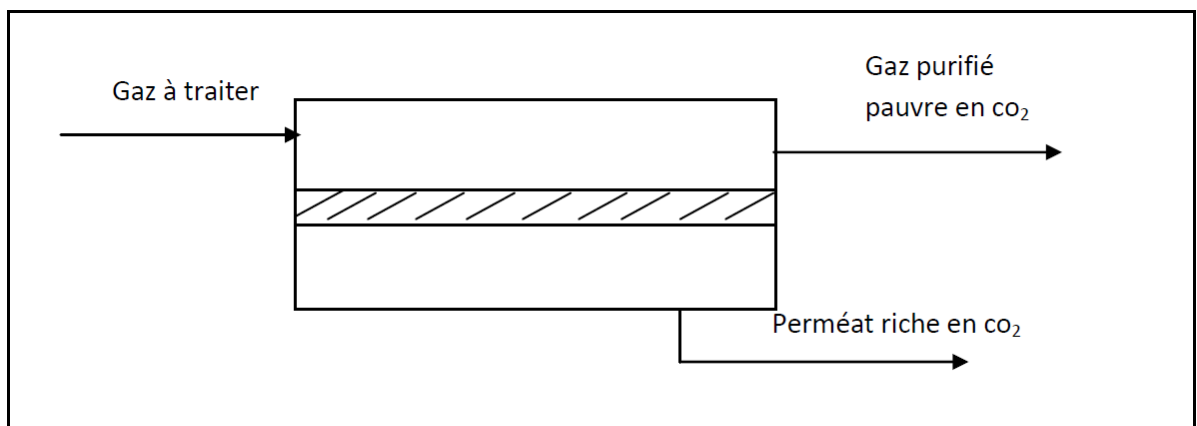


**Figure I.1 : ORGANIGRAMME DE METHODES POUR LA CAPTURE DU DIOXYDE DE CARBONE**

### I.11. Décarbonatation du gaz naturel par membrane :[3]

La séparation par membrane est déjà appliquée industriellement pour réaliser la décarbonatation du gaz naturel. Ces unités ne sont utilisées que pour de petites capacités. La mise en œuvre de la séparation par membrane permet de réaliser simultanément la décarbonatation et la déshydratation du gaz naturel. Le schéma de principe d'une opération de séparation par membrane est représenté sur la **Figure I.2**.

Pour que la séparation soit efficace, la membrane doit être très perméable vis-à-vis de dioxyde de carbone, qui passe à travers la membrane sous l'effet de la pression et très peu perméable vis-à-vis du méthane



**Figure I.2** : SEPARATION PAR MEMBRANE. SCHEMA DE PRINCIPE.

### I.12. Décarbonatation du gaz naturel par adsorption :[7]

Procédé d'adsorption consiste à capter les gaz acides par un adsorbant solide. Les procédés d'élimination se fait soit par réaction chimique ou par liaison ionique du solide des particules avec le gaz acide. Utilisent couramment des procédés d'adsorption, l'oxyde de fer, l'oxyde de zinc et le procédé tamis moléculaire (zéolite). L'adsorbant est généralement caractérisé par une structure microporeuse qui retient sélectivement les composants à séparer, une fois le lit de la colonne d'adsorption est saturé par le gaz acide.

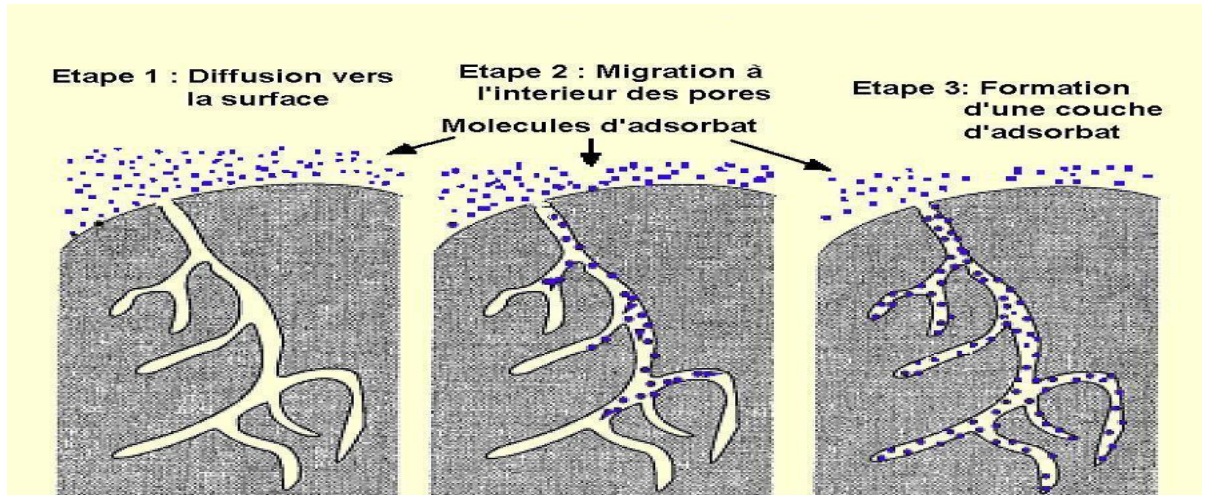


Figure I.3 : : LES ETAPES DU PROCEDE D'ADSORPTION.

### I.13. Décarbonatation du gaz naturel par Absorption :[7]

L'absorption est un procédé de séparation des mélanges gazeux repose sur les propriétés de certains corps appelés absorbants, de retenir sélectivement les constituants des mélanges gazeux. Ces mélanges gazeux peuvent être également séparés par rectification mais cela exige Une grande dépense d'énergie pour le refroidissement et la condensation des vapeurs de tête. Dans l'industrie gazière, l'absorption est employée pour l'épuration des hydrocarbures gazeux. L'opération consiste à laver un mélange gazeux par un liquide, dans le but de dissoudre l'un des constituants gazeux dans le liquide. L'absorption consiste en un transfert de matière entre une phase gazeuse et une phase liquide, cette dernière étant constituée d'un corps pur ou d'un mélange de plusieurs substances (solvant). Par ailleurs, on admet que la phase gazeuse est formée uniquement par deux composants, celui qui est en transfert (soluté), et le gaz inerte ou diluant.

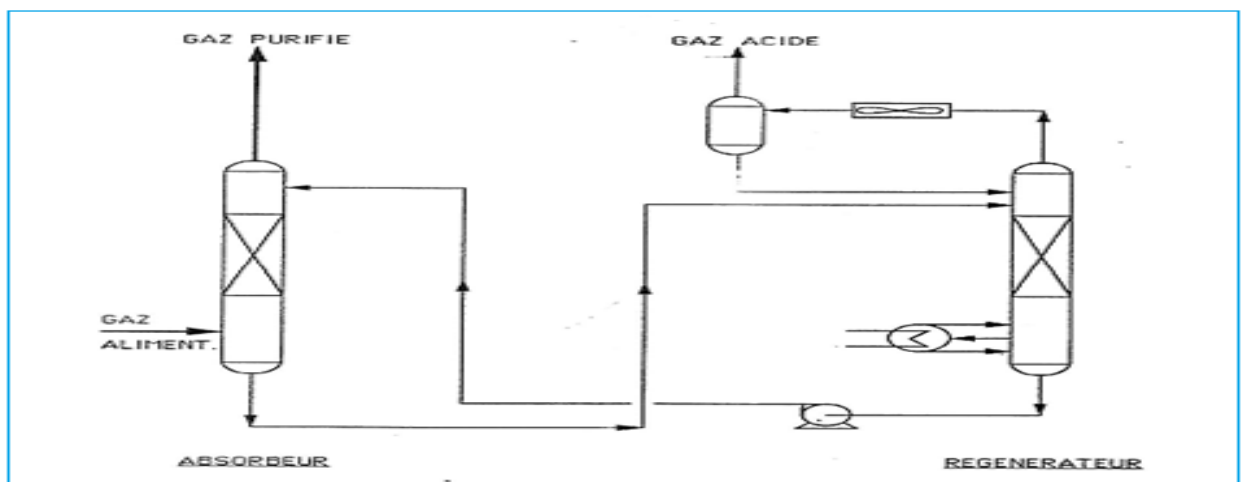


Figure I.4 : L'INSTALLATION DU PROCEDE D'ABSORPTION.

### I.13.1. Absorption par solvants physiques :

Les procédés de solvants physiques utilisent des solvants organiques pour absorber physiquement les composants du gaz acide plutôt que de réagir chimiquement.

L'élimination du CO<sub>2</sub> par des procédés d'absorption physique est basée sur la solubilité du CO<sub>2</sub> dans le solvant. Elle est favorisée par une basse température et une pression partielle du CO<sub>2</sub> élevée, dans ces conditions l'élimination complète du gaz acide à partir du gaz naturel est possible.

. Les solvants physiques les plus connus et les plus commercialisés sont rassemblés dans le

**Tableau I.4**

**Tableau I.4. : Solvant d'absorption physique**

<b>Procédé</b>	<b>Fluor</b>	<b>Purisol</b>	<b>Selexol</b>	<b>IFPsol</b>
<b>Solvant physique</b>	Carbonate de Propylène (PC)	N-Methyl-2 pyrrolidone (NMP)	Diméthylether de polyéthylène glycol (DEPG)	Méthanol
<b>Masse Moléculaire</b>	102	99	280	32
<b>Congélation °C</b>	-48	-24	-28	-92

### I.13.2. Critères de sélection d'un solvant physique

- Capacité élevée d'absorption du CO<sub>2</sub>.
- Faible pression de vapeur.
- Faible capacité d'absorption des hydrocarbures.
- Non corrosif.
- Faible viscosité.
- Non réactif avec les composants du gaz.
- Coût raisonnable.

#### **I.14. Absorption par solvants chimiques :**

Les procédés d'absorption chimique sont basés sur la réaction exothermique du solvant avec le courant du gaz pour éliminer le CO<sub>2</sub> présent. La plupart des réactions chimiques sont réversibles, dans ce cas, la matière réactive (solvant) élimine le CO<sub>2</sub> dans le contacteur à pression élevée et de préférence à basse température. La réaction est alors inversée par un procédé d'extraction endothermique à haute température et à basse pression. Le procédé d'absorption chimique est appliqué dans le cas où la pression partielle du gaz acide est faible et pour un faible teneur de gaz acide dans le gaz à traité. La teneur en eau de la solution minimise l'absorption des hydrocarbures lourds, ce qui rend le solvant chimique le plus adapté pour éliminer les gaz acides d'alimentation riche en hydrocarbures lourds. La majorité des procédés de solvants chimiques utilisent une amine. Les alcanolamines sont largement utilisés par rapport les divers solvants disponibles pour l'élimination du CO<sub>2</sub> dans le flux du gaz naturel, Leur réactivité et leur disponibilité à bas coût particulièrement le Monoethanolamine (MEA) et le Diéthanolamine (DEA).

##### **I.14.1. Critères de sélection d'un solvant chimique :[9]**

Le but recherché est d'éliminer le CO<sub>2</sub> de gaz naturel, plusieurs choix sont possibles. Dans ce cas, quelques caractéristiques du solvant sont à prendre en considération :

- La viscosité, puisqu'un solvant moins visqueux est préféré dans le but d'éviter
- La régénérabilité et la possibilité de récupération.
- Le solvant ne doit pas présenter de risque pour la santé et la sécurité.
- La sélectivité du solvant vis-à-vis du dioxyde de carbone, par rapport aux

##### **I.14.2. Comparaison des solvants :[7]**

Les avantages et les inconvénients des solvants chimique qui sont utilisées rassemblés dans le **Tableau I.5**

**Tableau I.5. :** Les avantages et les inconvénients des solvants [7]

<b>Amine</b>	<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<b>MEA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Coût faible</li> <li>-Produits de dégradation peuvent être enlevés par l'utilisation d'un récupérateur.</li> <li>-Forte réactivité</li> <li>-Faible absorption des hydrocarbures</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Non sélective</li> <li>-Dégradation irréversible en présence de COS, CS2</li> <li>-Produits de dégradation sont corrosifs.</li> <li>-Besoins énergétiques élevés durant la régénération.</li> <li>-Pression de vapeur élevée</li> </ul>
<b>DGA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débit de circulation plus faible que celui de la MEA.</li> <li>-Produits de dégradation peuvent être enlevés par l'utilisation d'un récupérateur</li> <li>- Forte réactivité.</li> <li>- Capture partielle de COS et CS2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Non sélective.</li> <li>- Solubilité élevée des hydrocarbures.</li> <li>- Produits de dégradation sont corrosifs.</li> <li>-Besoins énergétiques élevés durant la régénération.</li> <li>- Cout élevée du solvant</li> </ul>
<b>DEA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Moins corrosive que la MEA</li> <li>-Pression de vapeur plus faible que celle de la MEA</li> <li>-Résistance à la dégradation par COS et CS2</li> <li>-Besoins énergétiques moins élevés que MEA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Réactivité plus faible que MEA</li> <li>-Débit de circulation plus élevé que MEA</li> <li>- -Coût du solvant plus important que MEA</li> </ul>
<b>DIPA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Certaine sélectivité.</li> <li>- Besoins énergétiques relativement modérés.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cout relativement élevé.</li> <li>- Dégradation par COS et CS2</li> </ul>
<b>MDEA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sélectivité élevée.</li> <li>- Faible corrosivité et volatilité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Coût le plus élevé.</li> <li>- -Réactivité la plus faible.</li> </ul>

### I.15. Absorption du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) par la (MDEA) :[11]

Le MDEA élimine sélectivement le H<sub>2</sub>S tandis que permettre une grande élimination du CO<sub>2</sub>. L'utilisation de MDEA comme solvant pour l'élimination sélectif de H<sub>2</sub>S dans diverses applications, à savoir, le traitement du gaz du procédé Claus et le traitement du gaz de synthèse. Le procédé avec MDEA comme solvant offre un certain nombre d'avantages :

- ✓ Plus économique d'énergie dans le procédé
- ✓ Faible impact de corrosion.
- ✓ Sa basse pression de vapeur rend son utilisation en concentrations élevées possible (jusqu'à 60 % en massique).
- ✓ Excellente stabilité thermique et chimique.

#### I.15.1. Propriétés du MDEA :

**Tableau I.6:** Propriétés du MDEA

Propriété physique et chimique	Liquide
Couleur	Incolore à jaune pâle
Odeur	Ammoniacale
Masse molaire	119.16 g/mol
Densité	1.038
Point de fusion	119.16 g/mol
Point d'ébullition	247 °C
Tension de vapeur	1,3 Pa à 20 °C
Point d'éclair	127°C
Température d'auto-inflammation	265

### I.16. Description de l'unité de décarbonatation :[11]

Le but de l'unité de décarbonatation est de réduire la quantité de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) du gaz d'alimentation de 9 % molaire à la spécification finale de gaz d'exportation inférieur à 2 %. Cette unité est basée sur une technologie combinée d'absorption à contre-courant avec une solution d'amine, suivie par une étape de désorption (régénération) dans laquelle le CO<sub>2</sub> est éliminé de la solution d'amine.

Le gaz brut passe par un séparateur pour enlever tout liquide ou solides d'entraînement. Le gaz acide sort en haut d'un ballon de flash et entre le fond de l'absorbeur en contact à contre-courant avec une solution aqueuse d'amine pauvre. Le gaz non corrosif quitte la partie supérieure de l'absorbeur. Le flux d'amine pauvre passe à contre-courant avec le gaz acide et absorbe le CO<sub>2</sub> et devient une solution riche. Le solvant riche à partir de la partie inférieure de l'absorbeur est détendu dans un séparateur à hydrocarbures récupérer une partie absorbée dans le solvant riche et ensuite passe à travers l'échangeur de chaleur amine-amine au régénérateur dans lequel le gaz acide absorbé est enlevé à une haute température et basse pression. Le gaz acide quitte ensuite le haut de la colonne de distillation. L'amine pauvre sort du bas du rebouilleur passe à travers l'échangeur de chaleur amine-amine et par un refroidisseur avant d'être introduit vers le haut de l'absorbeur.

L'échangeur de chaleur amine/amine sert de dispositif de conservation de la chaleur. Une partie absorbée du gaz acide est flashé à partir de la solution riche chauffée sur le haut plateau de la colonne de régénération.

Les produits en tête (gaz acide et de la vapeur) passent à travers un condenseur où la vapeur est condensée et refroidie et renvoyée à la partie supérieure de la colonne de régénération comme reflux, tandis que le gaz acide est séparé dans un séparateur et envoyé.



## **Chapitre II**

### ***Modélisation et simulation de l'unité de décarbonatation***

## II.1. APERÇU SUR LA ZONE D'ETUDE :

### II.1.1. Situation Géographique De La Région STAH : [13]

Située à 1700km au Sud- Est d'Alger et à 400km au Nord- Est d'Illizi (chef-lieu de wilaya) dont elle relève administrativement, Limitée au nord et à l'est par la frontière Algéro-Lybienne (à 30km), à l'ouest par la route nationale d'In-Amenas et Deb-Deb et au sud par la région d'In-Amenas. La Direction Régionale de Stah a été créée en 1976, suite à la décentralisation de l'ancien district d'In Amenas. Elle est constituée des champs pétroliers de Stah et Merksen et du gisement de gaz d'AlRar

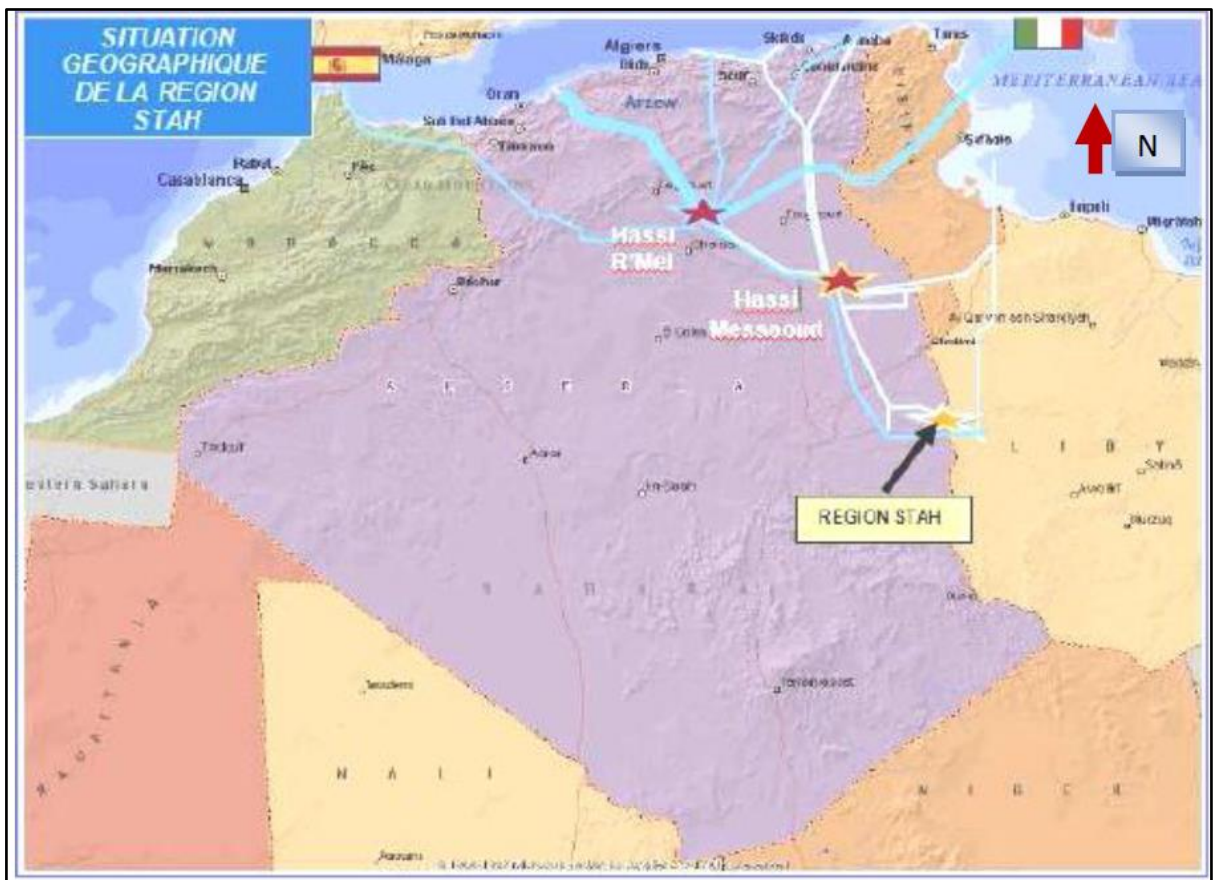


Figure II.1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION STAH.

### II.2. Les champs de la région :

La Région De Stah Comprend Trois (03) Champs :

- 1- Champ de Stah (huile )
- 2- Champ de Merksen (huile)
- 3- Champ d'Alrar (gaz à condensât)

### **II.2.1 Le Champ de STAH :**

Le champ de Stah, d'une superficie globale de 100 km<sup>2</sup>, est situé à 110 km au Nord d'In Amenas. Le gisement a été découvert en septembre 1971, et mis en production en juin 1975.

### **II.2.2 Le Champ de MEREKSEN :**

Le champ de Merksen est situé à 130 km au Nord d'In Amenas et d'une superficie globale de 30 km<sup>2</sup>. Le gisement a été découvert en avril 1974, et mis en production le 18 mars 1975 et le maintien de pression a débuté en mai 1978, il est assuré par une injection d'eau (l'injection d'eau est une opération utilisée pour maintenir la pression dans les puits producteurs).

### **II.2.3. Champ d 'ALRAR :**

Le champ d'ALRAR est situé dans le bassin d'ILLIZI à la frontière Algéro-Lybienne à 100km environ au Nord d'In Amenas et sur une superficie de 900 km<sup>2</sup>. Il a été découvert en Août 1961.[13]

## **II.3. Problématique :**

L'objectif de ce chapitre est donné les résultats déterminés par la simulation d'unité d'élimination du dioxyde de carbone contenu dans le gaz naturel à différentes concentrations (3.56%-8.63%**référence**) par le solvant chimique MDEA. La simulation peut être définie comme l'utilisation d'un modèle mathématique pour générer une description du comportement d'un système physique (procédé).

L'avantage majeur de la simulation est la fourniture d'un bon aperçu du comportement du système réel. Cet aperçu peut être difficile de l'avoir à travers l'expérience et l'intuition seule, en particulier pour les systèmes complexes avec plusieurs variables interactives.

## **II.4. Présentation du logiciel de simulation Aspen HYSYS :[17]**

### **II.4.1. Présentation du logiciel de simulation HYSYS :**

Aspen **HYSYS**<sup>TM</sup> est un environnement de procédé de simulation conçu pour servir les techniciens et les ingénieurs de pétrole, du gaz et du raffinage. A l'aide de l'environnement d'Aspen **HYSYS**, on peut créer l'état d'équilibre rigoureux et les modèles dynamiques pour la conception des installations, la gestion et planification économique, analyse, amélioration et planification des projets. Par l'interface interactive d'Aspen **HYSYS**, on peut facilement manœuvrer des variables et la topologie de procédé d'opération unitaire

## **II.5. Simulation de l'unité :[17][18]**

### **II.5.1. Présentation des Procédures de simulation par HYSYS :**

Les simulateurs de procédés utilisés classiquement dans l'industrie, peuvent être considérés comme des modèles de connaissance. Ils sont basés sur la résolution de bilans de masse et d'énergie, des équations d'équilibres thermodynamiques, ... et sont à même de fournir l'information de base pour la conception. Ils sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés (dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation), pour l'optimisation de procédés existants et l'évaluation de changements effectués sur les conditions opératoires. Avant même de parler de modèles d'opération de transformation de la matière, il faut des modèles pour prédire les propriétés physiques de la matière. C'est pourquoi ces simulateurs disposent tous d'une base de données thermodynamiques contenant les propriétés des corps purs (masse molaire, température d'ébullition sous conditions normales, paramètres des lois de Tension de vapeur, . Cette base de données est enrichie d'un ensemble de modèles thermodynamiques permettant d'estimer les propriétés des mélanges Figure II.2.

Tout simulateur industriel de procédés chimiques est organisé autour des modules suivants :

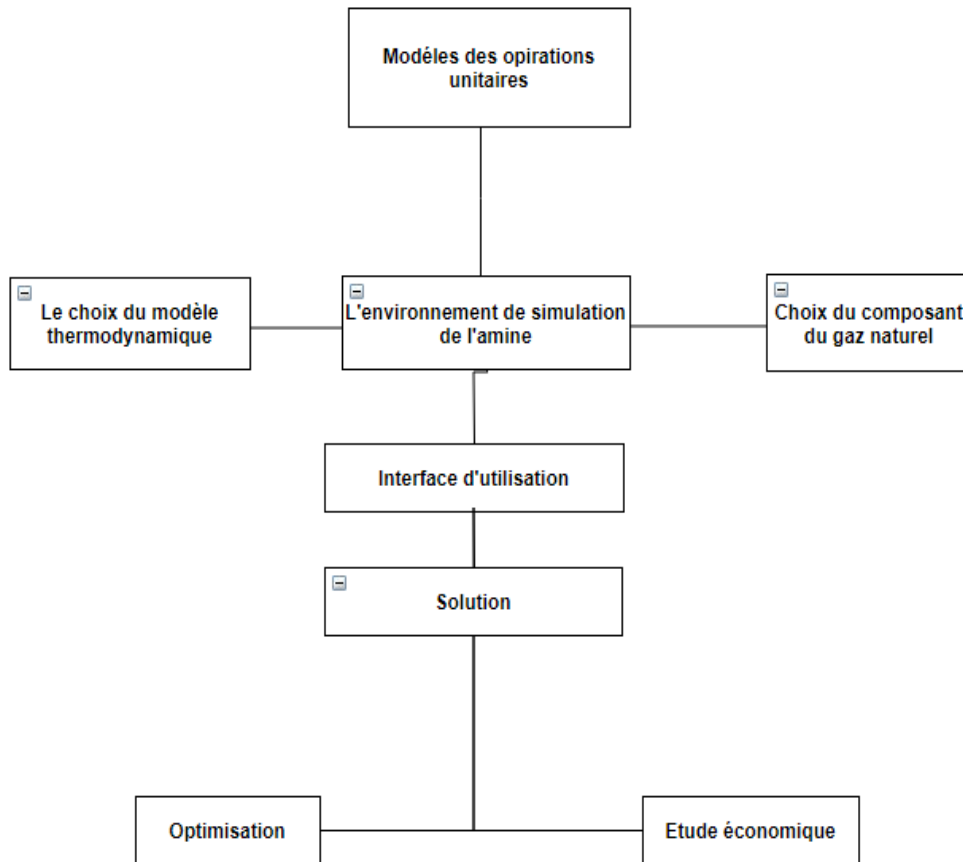
- Une base de données des corps purs et un ensemble de méthodes pour estimer les propriétés des mélanges appelés aussi modèles thermodynamiques.
- Des modules de calcul des différentes opérations unitaires contenant les équations relatives à leur fonctionnement : réacteur chimique, colonne de distillation, colonne de séparation, échangeurs de chaleur, pertes de charges, etc.

### **II.5.2. L'utilisation de logiciel HYSYS : [17]**

- ✓ Engineering.
- ✓ Établissement des bilans matière et d'énergie d'un procédé industriel.
- ✓ Dimensionnement des équipements.
- ✓ Réajustement des paramètres de fonctionnement dans le cas de changement de composition -de l'alimentation.
- ✓ Détermination des performances des équipements.
- ✓ Optimisation des unités de traitements

## II.6. Partie donnees et simulation :

### II.6.1 Les étapes de simulation :



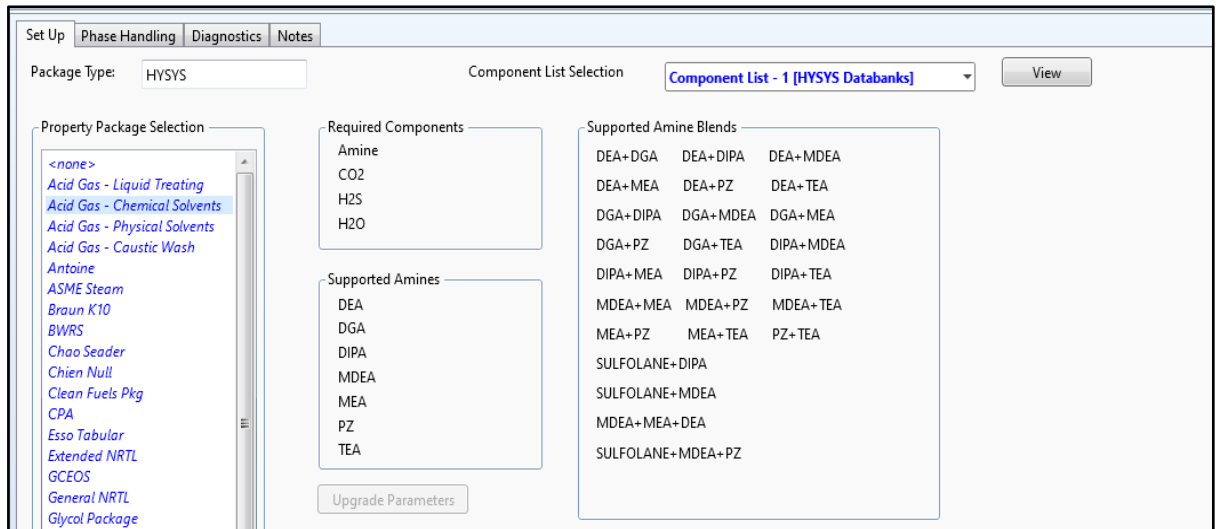
**Figure II.2.** ORGANIGRAMME DES ETAPES DE SIMULATION

### II.6.2. Le choix du modèle thermodynamique :

Les logiciels de simulation donnent accès à plusieurs modèles thermodynamiques pour la prédiction de l'équilibre liquide vapeur, d'enthalpie et d'entropie ainsi que les propriétés de transports.

La réussite de la simulation dépend du choix du modèle thermodynamique, parce que ce dernier est établi pour une classe de fluide et un domaine de conditions pression et de température recommandée.

Pour les procédés de traitement du gaz, l'équation d'état de ACID GAS CHIMICAL SOLVANT est généralement le modèle recommandé. Elle contient les données pour modeler le processus de l'absorption et désorption des gaz acides.



**Figure II.3.** LE CHOIX DE MODEL THERMODYNAMIQUE

**II.6.3. Le choix du la composition du gaz naturel :**

Le simulateur Aspen HYSYS travail avec des données réelles pour cela nous avons pu relever tous les paramètres de fonctionnement de chaque appareil constituant le cycle de décarbonatation du gaz naturel en termes de température pression...etc.

**Tableau II.7 :** donne la composition du gaz d'alimentation numéro 01

Constituants	Fraction molaire 1
<b>CO2</b>	<b>0.0356</b>
<b>H2S</b>	<b>0.0153</b>
<b>C1</b>	<b>0.8752</b>
<b>C2</b>	<b>0.0509</b>
<b>C3</b>	<b>0.0152</b>
<b>n-C4</b>	<b>0.0051</b>
<b>n-C5</b>	<b>0.0051</b>
<b>C6H6</b>	<b>0.00007</b>
<b>C7H8</b>	<b>0.00001</b>
<b>C8H10</b>	<b>0.00001</b>
<b>C8H10</b>	<b>0.000001</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>

**Tableau II.8** : donne la composition du gaz d'alimentation numéro 02

<b>Constituants</b>	<b>Fraction molaire 2</b>
<b>N2</b>	<b>0.0016</b>
<b>CO2</b>	<b>0.0413</b>
<b>H2S</b>	<b>0.0172</b>
<b>C1</b>	<b>0.8692</b>
<b>C2</b>	<b>0.0393</b>
<b>C3</b>	<b>0.0093</b>
<b>i-C4</b>	<b>0.0026</b>
<b>n-C4</b>	<b>0.0029</b>
<b>i-C5</b>	<b>0.0014</b>
<b>n-C5</b>	<b>0.0012</b>
<b>n-C6</b>	<b>0.0018</b>
<b>n-C7</b>	<b>0.0072</b>
<b>H2O</b>	<b>0.005</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>

**Tableau II.9** : donne la composition du gaz d'alimentation « numéro 03-04-05 »

<b>Constituants</b>	<b>Fraction molaire 3</b>	<b>Fraction molaire 4</b>	<b>Fraction molaire 5</b>
<b>H</b>	<b>0.0009</b>	<b>0.0008</b>	<b>0.0015</b>
<b>He</b>	<b>0.0007</b>	<b>0.0007</b>	<b>0.0006</b>
<b>N2</b>	<b>0.0041</b>	<b>0.0044</b>	<b>0.0026</b>
<b>CO2</b>	<b>0.0541</b>	<b>0.0660</b>	<b>0.0863</b>
<b>C1</b>	<b>0.9143</b>	<b>0.9104</b>	<b>0.899</b>
<b>C2</b>	<b>0.0185</b>	<b>0.0137</b>	<b>0.0095</b>
<b>C3</b>	<b>0.0049</b>	<b>0.0027</b>	<b>0.0004</b>
<b>i-C4</b>	<b>0.0005</b>	<b>0.0003</b>	<b>0.0001</b>
<b>n-C4</b>	<b>0.0010</b>	<b>0.0005</b>	<b>0.0</b>
<b>c5+</b>	<b>0.0010</b>	<b>0.0005</b>	<b>0.0</b>

<b>H<sub>2</sub>S</b>	<b>0.000015</b>	<b>0.000015</b>	<b>0.000015</b>
<b>CH<sub>3</sub>SH</b>	<b>0.000001</b>	<b>0.000001</b>	<b>0.000001</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

**II.6.4. Les conditions d'opérateurs :**

Les paramètres opératoires de gaz naturel de la région RHOUE NOUSS sont utilisés dans la simulation par logiciel HYSYS

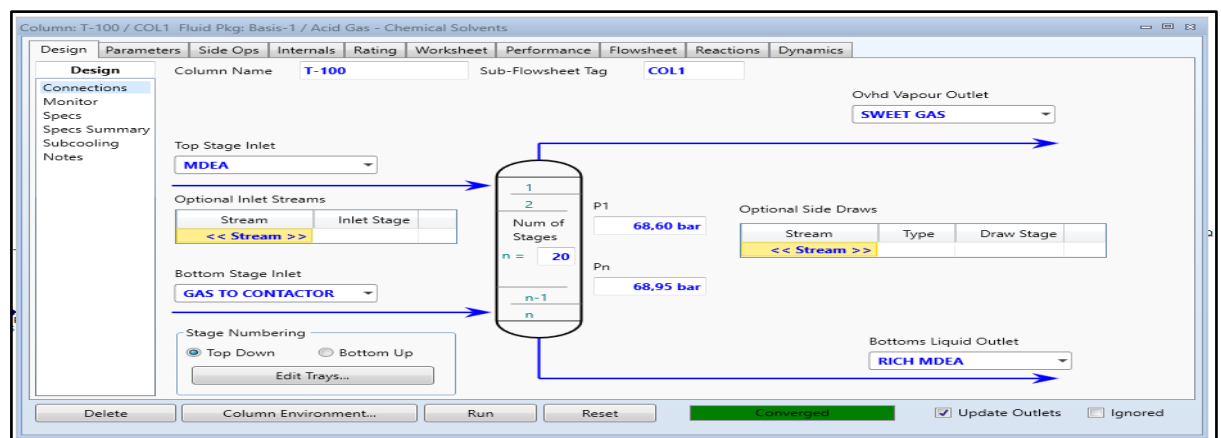
**Tableau II.10.** Les conditions d'opérateurs.

CONDECTIONS	Gaz d'alimentation	MDEA pauvre
<i>Température (°C)</i>	30	35
<i>Pression (Bar)</i>	68.95	63.95
<i>Débit (kg/h)</i>	1245	1600
<i>Concentration (%)</i>	3.56% - 8.63% (CO <sub>2</sub> )	35% - 50%

La simulation de processus de décarbonatation est basée sur le nombre des plateaux de deux équipements qui sont

**Absorbeur :**

Les gaz acides sont véhiculés en bas de la colonne d'absorption où ils entrent en contact à contrecourant à travers 20 plateaux à clapets avec une solution d'amine pauvre qui entre en haut de la colonne. Les gaz décarbonatés (sweet gaz) sortent du haut de l'absorbeur

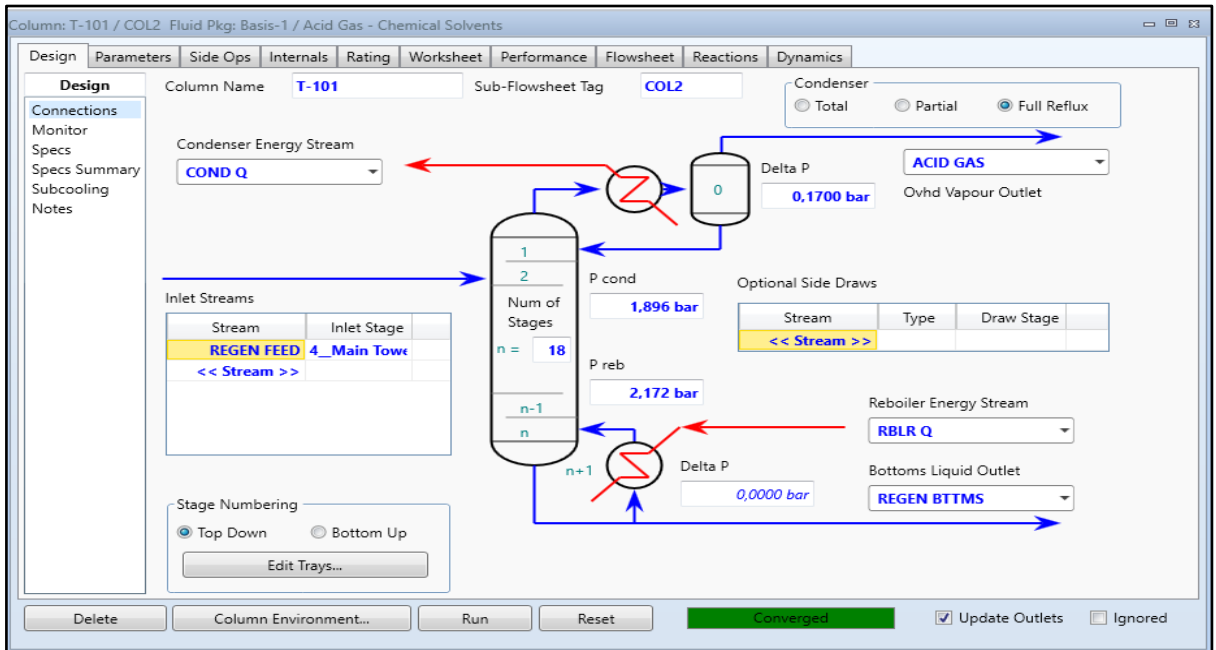


**Figure II.4.** LES PARAMETRE DE L'ABSORBEUR



**Régénérateur :**

Le régénérateur d'amine a 18 plateaux à clapets qui a comme objectif de séparer le CO<sub>2</sub> de l'amine (désorption). Le CO<sub>2</sub> est séparé de l'amine (désorption) par augmentation de température en utilisant des rebouilleurs.



**Figure II.5. : LES PARAMETRE DE REGENERATEUR**

**II.6.5. La configuration du procédé de décarbonatation :**

La simulation du procédé commence par la simulation du flux de gaz acide d'alimentation près indication de la température de gaz, la pression et le débit et le HYSYS calculer les paramètres restants. Dans cette partie nous avons présenté un aperçu sur t la simulation des procédés de décarbonatation, principe de fonctionnement des simulateurs de procédés et leur rôle dans le domaine d'engineering, ainsi qu'une brève explication sur la manière dont HYSYS procède.

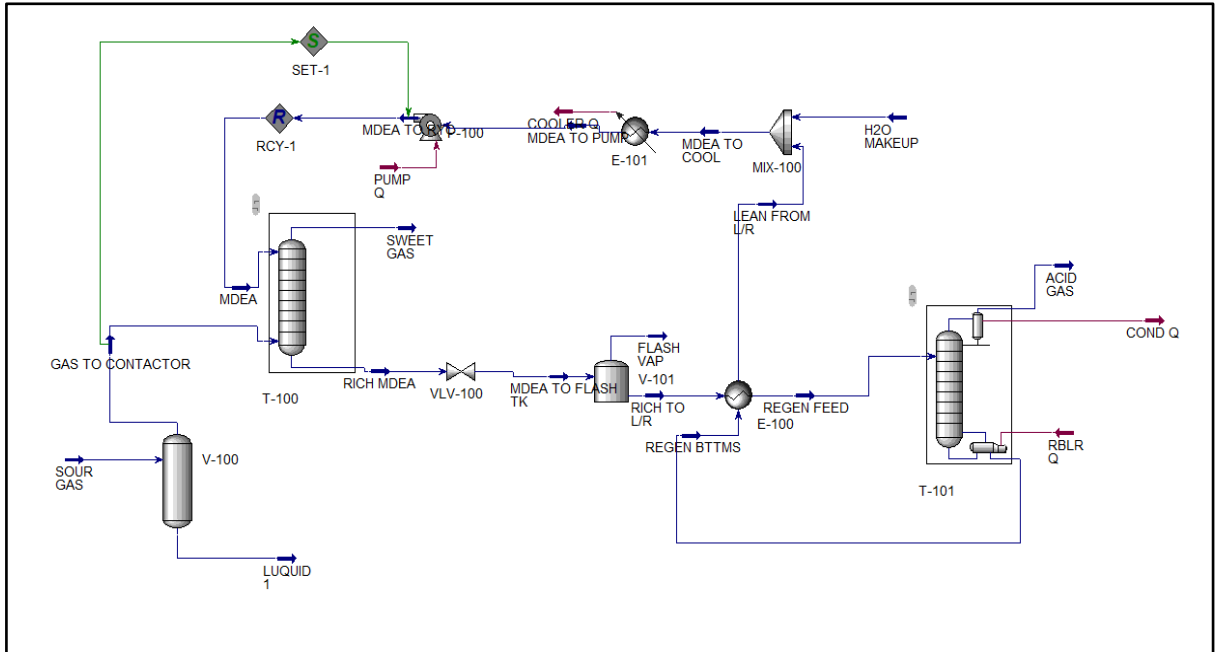


Figure II.6. LA CONFIGURATION DE PROCEDE DE DECARBONATATION

*T-100 : colonne d'absorption (absorbeur).*

*VLV-100 : valve de détente*

*E-100 : échangeur (amine/amine)*

*MX-100 : mixeur*

*P-100 : pompe*

*MDEA : Amine pauvre*

*Sour gas : gaz naturel riche en CO<sub>2</sub>.*

*MX-100 : mixeur*

*V-101 : Séparateur de fluide*

*T-101 : colonne de régénération*

*E-101 : refroidisseur*

*RCY-1 : recycleur*

*Riche MDEA : Amine riche*

*Sweet gas : gaz traité*

**Chapitre III :**

***DISCUSSION DES RESULTATS***

**III.1. Introduction :**

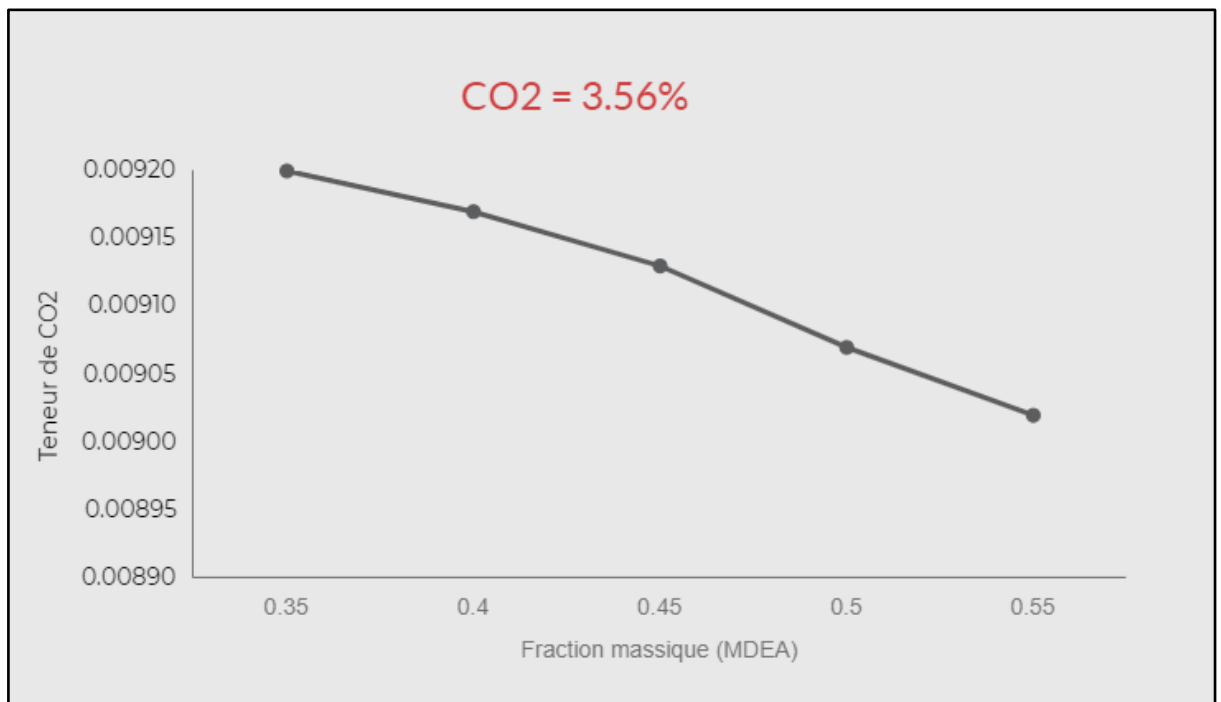
Cette partie du travail consiste à exposé les résultats déterminés par la modélisation de la section de traitement des gaz acides contenant dans les gaz naturels à différentes concentrations de solvant chimique **MDEA**

**III.2. Concentration d'amine VS concentration CO2 :**

❖ *Pour une teneur en CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 3.56% :*

**Tableau III.1 :** Résultats de simulation pour une concentration de CO2 dans le gaz d'alimentation égale à 3.56%.

<i>Concentration de MDEA (Fraction massique)</i>	<i>Teneur de CO2 dans le Gaz traité (Fraction molaire)</i>
0.35	0.0091
0.4	0.0091
0.45	0.0091
0.5	0.00901
0.55	0.00902



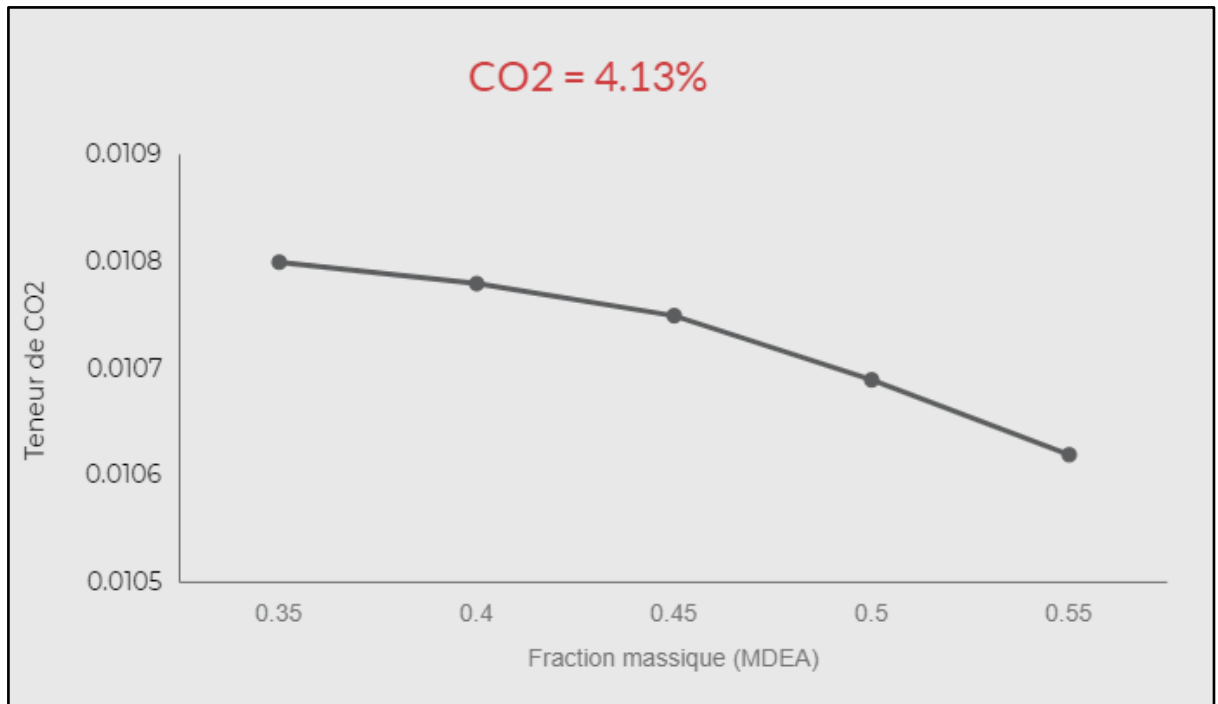
**Figure III.1 :** TENEUR EN CO2 DANS LE GAZ EN FONCTION DE LA CONCENTRATION DU MDEA

La **Figure III.1** représente la variation de la fraction molaire de dioxyde de carbone contenant dans le gaz pauvre (gaz traité) en fonction de différentes valeurs de fraction massique de MDEA. Cette courbe décroissante lorsque la fraction massique de MDEA augmente et la fraction molaire du dioxyde de carbone atteint des valeurs inférieures dans le gaz pauvre.

❖ *Pour une teneur en CO<sub>2</sub> dans le gaz d'alimentation égale à 4.13% :*

**Tableau III.2.** : Résultats de simulation pour une concentration de CO<sub>2</sub> dans le gaz d'alimentation égale à 4.13%.

<i>Concentration de MDEA (Fraction massique)</i>	<i>Teneur de CO<sub>2</sub> dans le Gaz traité (Fraction molaire)</i>
0.35	0.0108
0.4	0.0107
0.45	0.0107
0.5	0.0107
0.55	0.010602



**Figure III.2 :** TENEUR EN CO<sub>2</sub> DANS LE GAZ EN FONCTION DE LA CONCENTRATION DU MDEA

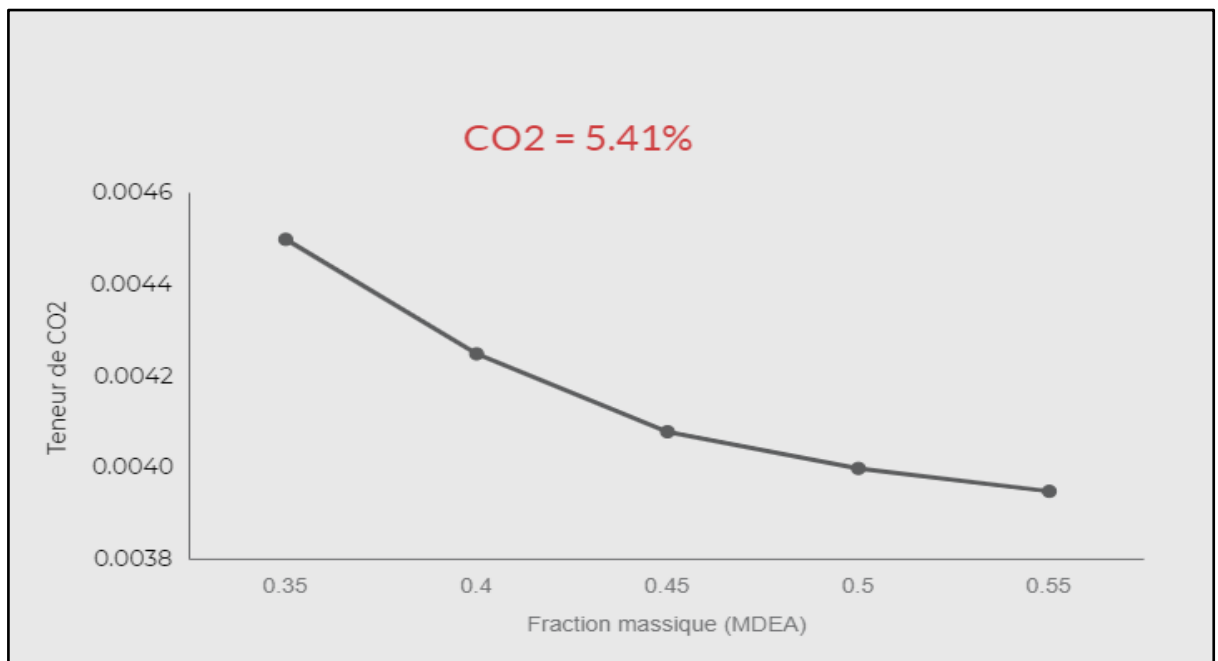
La **figure III.2.** Représente la variation de la fraction molaire de CO<sub>2</sub> contenant dans le gaz pauvre (gaz traité) en fonction de différentes valeurs de concentration (fraction massique) de MDEAmine au mélange de solvant (eau et amine).

Cette courbe est d'une forme hyperbolique, donc la valeur de fraction molaire de CO<sub>2</sub> dans le gaz pauvre décroissent avec l'augmentation de fraction massique de MDEA dans le mélange de solvant (eau-amine).

❖ *Pour une teneur en CO<sub>2</sub> dans le gaz d'alimentation égale à 5.41% :*

**Tableau III.3 :** Résultats de simulation pour une concentration de CO<sub>2</sub> dans le gaz d'alimentation égale à 5.41%

<i>Concentration de MDEA (Fraction massique)</i>	<i>Teneur de CO<sub>2</sub> dans le Gaz traité (Fraction molaire)</i>
0.35	0.0045
0.4	0.0042
0.45	0.0040
0.5	0.0040
0.55	0.0039



**Figure III.3.** TENEUR EN CO<sub>2</sub> DANS LE GAZ EN FONCTION DE LA CONCENTRATION DU MDEA

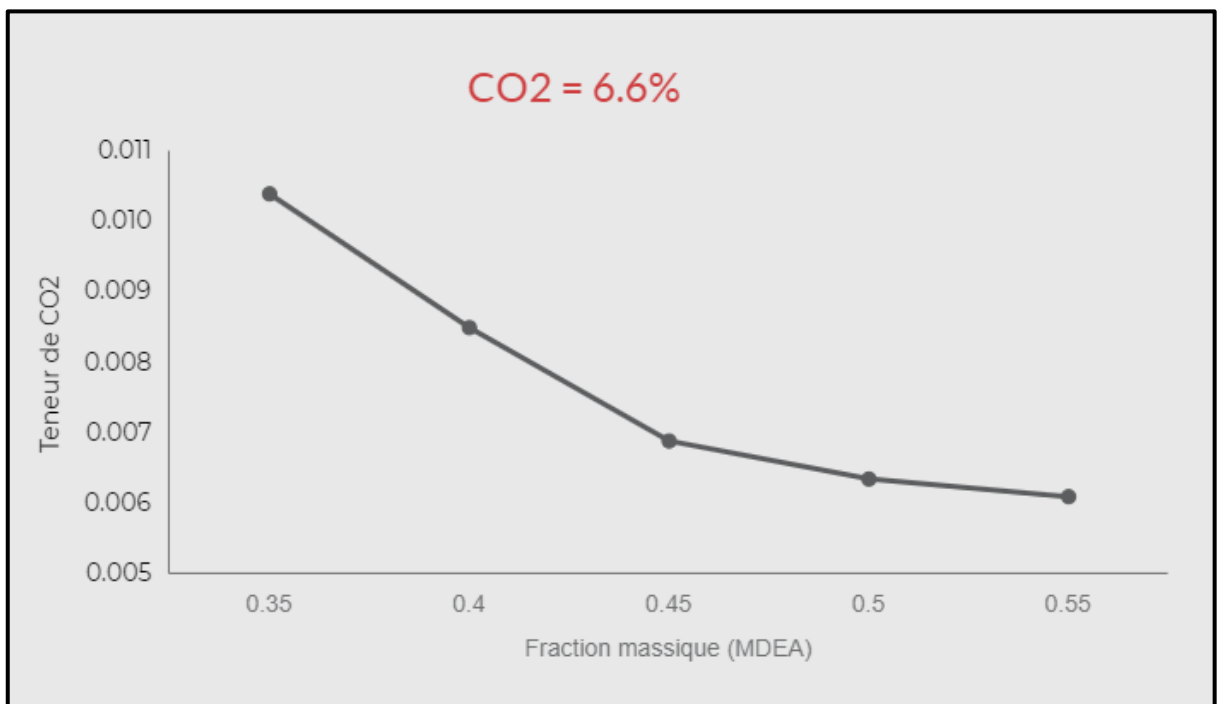
La **Figure III.3** représente la variation de la fraction molaire de dioxyde de carbone contenant dans le gaz pauvre (gaz traité) en fonction de différentes valeurs de concentration (fraction massique) de MDEA (mélange eau et amine).

Cette courbe est d'une forme hyperbolique, donc la valeur de fraction molaire de CO<sub>2</sub> dans le gaz pauvre décroissent avec l'augmentation de fraction massique de MDEAmine dans le mélange de solvant (eau-amine).

❖ *Pour une teneur en CO<sub>2</sub> dans le gaz d'alimentation égale à 6.6% :*

**Tableau III.4 :** Résultats de simulation pour une concentration de CO<sub>2</sub> dans le gaz d'alimentation égale à 6.6%

<i>Concentration de MDEA (Fraction massique)</i>	<i>Teneur de CO<sub>2</sub> dans le Gaz traité (Fraction molaire)</i>
0.35	0.0104
0.4	0.008
0.45	0.0068
0.5	0.0063
0.55	0.006



**Figure III.4.** TENEUR EN CO<sub>2</sub> DANS LE GAZ EN FONCTION DE LA CONCENTRATION DU MDEA

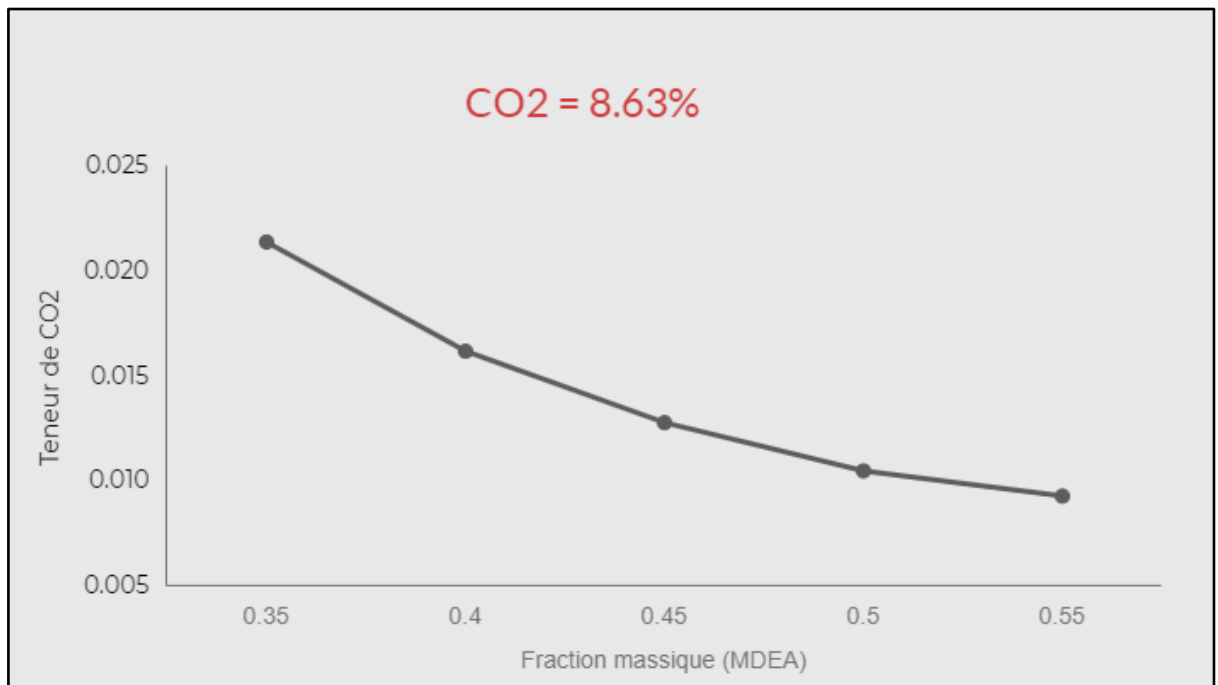
La **Figure III.4** représente la variation de la fraction molaire de dioxyde de carbone contenant dans le gaz pauvre (gaz traité) en fonction de différentes valeurs de concentration (fraction massique) de MDEA (mélange eau et amine).

Cette courbe est d'une forme hyperbolique, donc la valeur de fraction molaire de CO<sub>2</sub> dans le gaz pauvre décroissent avec l'augmentation de fraction massique de MDEAmine dans le mélange de solvant (eau-amine).

❖ *Pour une teneur en CO<sub>2</sub> dans le gaz d'alimentation égale à 8.63% :*

**Tableau III.5 :** Résultats de simulation pour une concentration de CO<sub>2</sub> dans le gaz d'alimentation égale à 8.63%

<i>Concentration de MDEA (Fraction massique)</i>	<i>Teneur de CO<sub>2</sub> dans le Gaz traité (Fraction molaire)</i>
0.35	0.0214
0.4	0.0162
0.45	0.0128
0.5	0.0105
0.55	0.0093



**Figure III.5.** TENEUR EN CO<sub>2</sub> DANS LE GAZ EN FONCTION DE LA CONCENTRATION DU MDEA



La **Figure III.5** représente la variation de la fraction molaire de dioxyde de carbone contenant dans le gaz pauvre (gaz traité) en fonction de différentes valeurs de concentration (fraction massique) de MDEA (mélange eau et amine).

Cette courbe est d'une forme hyperbolique, donc la valeur de fraction molaire de CO<sub>2</sub> dans le gaz pauvre décroissent avec l'augmentation de fraction massique de MDEAmine dans le mélange de solvant (eau-amine).

## CONCLUSION GENERALE

L'étude présentée dans ce mémoire constitue une contribution aux recherches consacrées à la décarbonation du gaz naturel. La complexité du procédé et les difficultés techniques des études expérimentales sur des configurations réelles, dans nos domaines, met en évidence l'intérêt d'une approche de simulation. C'est dans ce contexte que s'inscrit cette étude.

L'objectif initial de ce travail était l'étude descriptive du procédé de décarbonation par absorption chimique à l'aide du MéthylDiEthanolAmine « MDEA » ; ainsi que l'objectif finale est de trouver la quantité optimale du solvant MDEA pour réduire le teneur du dioxyde de carbone « CO<sub>2</sub> » inférieur à 2%.

Le processus de décarbonation a été simulé avec le simulateur Aspen HYSYS. Pour cela nous avons utilisé les données d'entrées réel 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 de la variation de la concentration d'amine dans un intervalle de 35% jusqu'à 55%, pour baisser le teneur de CO<sub>2</sub> inférieure à 2% dans le gaz doux sachant que leurs concentrations de dans le gaz naturel du champ d'ALRAR est varié entre 3.56% à 8.63%. Les résultats obtenus sont présentés sous forme des courbes avec des commentaires clairs et détaillées

D'après ces résultats Nous avons trouvé que :

Le changement de la concentration de l'amine a un grand effet sur l'absorption du CO<sub>2</sub> et la réduction de son teneur. Par l'augmentation de la fraction massique de MDEA. La fraction molaire du dioxyde de carbone atteint des valeurs inférieurs dans le gaz pauvre. Donc la concentration optimale du MDEA pour réduire les teneurs du dioxyde de carbone dans le gaz naturel du champs d'Alrar inférieur à 2 % est 55% avec un débit de 1600 kg/h

Afin de compléter cette étude, nous **recommandons** les points suivants :

- Etudier l'impact de la variation des débits d'amine sur le teneur de CO<sub>2</sub> dans le gaz naturel
- calculant les débits d'huile chaude nécessaire à la régénération du solvant MDEA pour éviter les problèmes de bouchage et le rendement du traitement de gaz naturel.
- Faire une étude économique pour déterminer le coût des appoints en se basant sur les quantités des pertes déterminées.

**Les Références Bibliographies :**

- [1] : PIERRE WHUITIER. Raffinage et génie chimique. Edition de l'institut français du pétrole. ISBN 2-7108-0198-1.
- [2] : PIERRE LEPRINCE. Le raffinage du pétrole 3 PROCEDES DE TRANSFORMATION, Institut français du pétrole, Edition technip Paris 1998. ISBN 2-7108-0730-0.
- [3] : A. ROJET . Le gaz naturel production traitement et transport. Edition TECHNIP « PARIS » -1997, page 253-299
- [4]: Gas purification. Arthur Kohl, Richard Nielsen. Edition Gulf publishing Company Houston, Texas 1997, ISBN 0-88415-220-0.
- [5] : GUERRICHA MA, KHELLOU S. Récupération de CO<sub>2</sub> rejeté vers l'atmosphère au niveau de la section décarbonatation d'une unité de traitement de gaz naturel : UNIVERSITE KASDI MARBAH OUARGLA 2012/2013.
- [6] : COPIGNEAUX. Distillation, Absorption colonnes garnies, TECHNIQUES DE L'INGENIEUR, traité génie des procédés.
- [7] : Absorption avec réaction chimique. Techniques de l'ingénieur
- [8] Toubal A, Riguet k., 2002. Contribution à la réduction d'entraînement de la monoéthanolamine dans la colonne de décarbonatation. Mémoire de fin d'études, Université d'Annaba, Algérie
- [09]: CHRISTINE ROIZARD, GABRIEL WILD ET JEAN-CLAUDE CHARPENTIER. Absorption avec réaction chimique. Techniques de l'ingénieur, traité génie des procédés.
- [10] FATIHAA DERGAL. Captage du CO<sub>2</sub> par les amines demixxantes, thèse doctorat Université TELEMENEN 2015
- [11] KHEBBECHE Hicham & HAFIAN Sadok . Modélisation et simulation d'une unité d'absorption des gaz acides (CO<sub>2</sub>) par solvants chimiques alkanolamine UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
- [12] Source : IFP (Gadon, 1987).

- [13] : S. BUCH, L'organe d'operating conjoint relatif au développement d'ohanet, Algérie SONATRACH-BHP BILLITON : 11/03/2009, page 124-137
- [14] Article : OXIDATIVE DEGRADATION OF CO2 ABSORBING AQUEOUS AMINE SOLVENTS RAHUL R. BHOSALE1 \*, ANAND KUMAR1 \*, FARES A. ALMOMANI1 , SHAHD GHARBIA1 , DARREN DARDOR1 , MEHAK JILANI1 , JAMILA FOLADY1 , MOUSTAFA ALI1 , EMAN EID1 , SHIVA YOUSEFI1 , DIANA ABUARJA1 , PRAJAKTA ANGRE2 AND VIJAYKUMAR V. MAHAJANI3
- [15] JOHN POLASEK. Selecting Amines for Sweetening Units, Bryan Research & Engineering, Department of Chemical Engineering, Texas A&M University, College Station, Texas.
- [16] INERIS DRA- PREV. Décembre 2004, 46059/tox\_proc\_colonnes à garnissage.doc.
- [17] Hysys Process Documentation, Hyprotech, Ing, AEA Groupe, Calgary, 2000 (CD.ROM).
- [18] Aspen tech basiss wizard. (2009). aspen tech wizard. aspen tech basiss 7.1. aspen plus. Manuel d'utilisation de logiciel