

N° d'ordre :

N° de série :

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



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

Département de production

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

**Presenté par : AHMOUDA Fouad, MADANI Hocine
Thème**

**Modélisation Et Simulation D'une Unité De
Décarbonatation Du Gaz Naturel Au Niveau De Complexe
D'Alrar**

Soutenu le **27/05/2015**
Devant le jury composé de :

Mr.	OUAZAZI Mohamed	M A	Président
Mr.	REMITA Abderaouf	M A	Examineur
Mr.	BRAHMIA Nabil	M A	Encadreur

2014-2015

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 décarbonatation au niveau du complexe de traitement de gaz d'ALRAR.

L'opération de décarbonatation se base sur le phénomène d'absorption, dans ce travail on a appliqué l'absorption chimique en utilisant l'amine MEA comme absorbeur, la simulation a été faite par le logiciel ASPEN HYSYS, les résultats obtenus par ce dernier montrent que l'unité diminue la teneur de CO₂ à de très faibles quantités (moins de 1%).

Mots clés : Décarbonatation, Dioxyde de carbone, Traitement de gaz, Absorption, MEA, ALRAR.

Abstract:

The main alternative source of energy with less environmental impact is the one of the natural gas, which contains some components contaminants at its geological deposits, like CO₂ which have a great major environmental risk to the atmosphere and amenities gas processes. The object traced in this work is to simulate a decarbonation unit in the treatment gas complex of Alrar.

The decarbonation is low on the absorption phenomenon, in this work we applied the chemical absorption using the MEA as absorber, the simulation was done by ASPEN HYSYS software, results shows that the unit content decreases the CO₂ to very small quantities (less than 1%).

Keywords: Decarbonation, Carbon dioxide, Gas processing, Absorption, MEA, Alrar.



Remerciements

Tout la gratitude et le merci au dieu le tout puissant qui a fait que ce travail soit mené et terminé.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre promoteur consultant M^R BRAHMIA NABIL pour nous avoir diligenté tout au long de ce travail, pour sa Compréhension , sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses.

Nous tenons à remercier également les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.

Il nous est très agréable de remercier tout le personnel au niveau de la division EP et XP à SONATRACH-DP-STAH

Nous tenons aussi à remercier tous nos profs à partir l'étude primaire jusqu'à L'étude universitaire.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

FOUAD et HOCINE





Dédicace

*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, nous avons le
grand plaisir de dédier ce modeste travail à :*

- ❖ *Nos chers parents.*
- ❖ *Nos chères sœurs .*
- ❖ *Nos chers frères.*
- ❖ *Nos chers oncles.*
- ❖ *Toutes nos grandes familles.*
- ❖ *Tous nos amis chacun a son nom.*

Fouad & Hocine



LISTE DES TABLEAUX

Tableau. II.1	: Acidité du gaz naturel (% volumique)	07
Tableau.III.1	: les classes des systèmes qui utilisent le modèle d'amine	18
Tableau IV.1	: les caractéristiques physiques et chimiques du gaz naturel d'ALRAR entrée et sortie de l'absorbeur.	25
TableauIV.2	: Composition chimique de MEA entrée de l'absorbeur et leur caractéristique physique	25
Tableau IV.3	: caractéristique physique et chimique MEA entrée et sortie de régénérateur	26

LISTE DES FIGURES

Figure I.1	: situation géographique de la région stah	05
Figure II.1	: organigramme de procédés de la décarbonatation	08
Figure II.2	: L'installation du procédé d'absorption.	09
Figure II.3	: les étapes du procédé d'adsorption	13
Figure II.5	: organigramme montre la position de l'unité	14
Figure III.1	: principe du procédé de décarbonatation (absorption chimique).	16
Figure III.2	: face de simulateur Aspen HYSYS	18
Figure III.3	: Structure générale du HYSYS	19
Figure III.4	: choix du modèle thermodynamique (Amine pkg)	20
Figure III.5	: choix des composes pour simulation	20
Figure III.6	: organisme de simulation de procédé d'absorption par Amine	21
Figure III.7	: fenêtre d'information d'entrée Gaz	21
Figure III.8	: fenêtre convergée de l'absorbeur de CO2	22
Figure III.9	: fenêtre convergée de l'unité de régénération d'Amine	22
Figure III.10	: l'unité d'Absorption complète simulée	23
Figure V.1	: moyen des sucrite dans l'unité	30

NOMENCLATURE

P : Pression [Bar]

T : Température [°C]

V : Volume [m³]

Pi : puissance d'échangeur

Abréviation :

GN : Gaz Naturel

GNT : Gaz naturel traité

GNP : Gaz naturel pauvre

MEA : Monoéthanolamine

MEAP : Monoéthanolamine pauvre en CO₂

MEAP : Monoéthanolamine riche en CO₂

AminePkg: amine de package(modèle d'amine contient les modèles thermodynamique pour les calculs)

CH₄ : Méthane

C₂H₆ : Ethane

C₃H₈ : Propane

i-C₄H₁₀ : I-Butane

n-C₄H₁₀ : n-Butane

i-C₅H₁₂ : I-pentane

n-C₅H₁₂ : n-Pentane

C₆H₁₄ : Hexane

C₇H₁₆ : Heptane

C₈H₁₈ : Octane

N₂ : Nitrogène

CO₂ : dioxyde de Carbone

H₂O : eau

Noms des équipements constituant le cycle de décarbonatation :

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

Introduction Générale	01
La problématique	02
Les Objectifs de cette étude	02
La Méthodologie	03
Les Objectifs de cette étude	02
La Méthodologie	02
Moyen et méthode	02
Présentation des données utilisées	03
Traitement des données	04
I. APERÇU SUR LA ZONE D'ETUDE	
I.1. Présentation de la région STAH	05
I.2 Les champs de la région	05
I.1.1. Le Champ de STAH	06
I.1.2 Le Champ de MEREKSEN	06
I.1.3-Le Champ d 'ALRAR	06
I.3. Le complexe d'ALRAR	06
I.4.Le Complexe Industriel ALRAR	06
II. GENERALITE SUR LES PROCEDES DE DECARBONATATION	
II.1. introduction	07
II.2. Le Dioxyde de Carbone	07
II.3. Le dioxyde de carbone dans le gaz naturel	07
II.4. L'acidité du gaz naturel	07
II.5. Les procédés de décarbonatation	08
II.5.1. Décarbonatation par absorption	08
II.5.1.1. Les différents procédés d'absorption	10
1- Procédé d'absorption chimique	10
A. Procédé amine	10
A.1. Monoethanolamine (MEA)	10
A.2. Diéthanolamine (DEA)	10
A.3. Diglycolamine (DGA)	11
B. Procédé de carbonate de potassium	11
2- Procédés d'absorption physique	11
II.5.2. Procédé d'adsorption	12
II.6. Choix du procédé	13
II.6.1. Diagramme comparatif pour le choix du procédé d'extraction du CO ₂ d'Alrar	13
II.6.2. Justification du choix	14
II.7. Description du procédé d'absorption par solvant (MEA)	15
Conclusion	
III. MODELISATION ET SIMULATION DE L'UNITE DE DECARBONATATION	
III.1. Généralité Sur Procédé A Simulé	16
III.2. Simulation de l'unité	17
III.2.1. Présentation du logiciel de simulation Aspen HYSYS	17
III.2.2. Présentation des Procédures de simulation par HYSYS	18

III.2.3.Modèle thermodynamique	19
III.2.3.1. Choix de modèle thermodynamique	19
A. Le modèle thermodynamique choisie (Amine pkg)	19
B. Modèles de colonne dans le logiciel de simulation	20
Conclusion	
IV.DISCUSSION DES RESULTATS	
Conclusion	
V : SECURITE DE L'UNITE	
Introduction	28
V.1. Conseils générales pratiques	28
V.1.1. Fuite de gaz	28
V.1.2. Feu de gaz	29
V.1.3. Feu de liquide	29
V.2. Identification des dangers de MEA	29
V.2.1. Effets sur les yeux	29
V.2.2. Effets sur la peau	29
V.2.3. Effets par ingestion	29
V.3. Effets par inhalation	30
V.4. Premiers secours	30
V.4.1. Contact avec les yeux	30
V.4.2. Contact avec la peau	30
V.4.3. Ingestion	30
V.4.4. Inhalation	31
V.5. Systèmes de Sécurité des installations de l'unité	31
CONCLUSION GENERALE	32
REFERENCE ET BIBLIOGRAPHIE	33

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 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.

Le présent travail s'articule sur les parties suivantes :

La partie 1 : aperçu sur la zone d'étude.

La partie 2 : généralité sur les procédés de décarbonatation.

La partie 3 : aperçu sur la modélisation et la simulation des procédés, 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.

La partie 4 : résultats et discussion.

La partie 5 : sécurité de l'unité.

I. APERÇU SUR LA ZONE D'ETUDE :**I.1. Situation Géographique De La Région STAH :**

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 I.1).

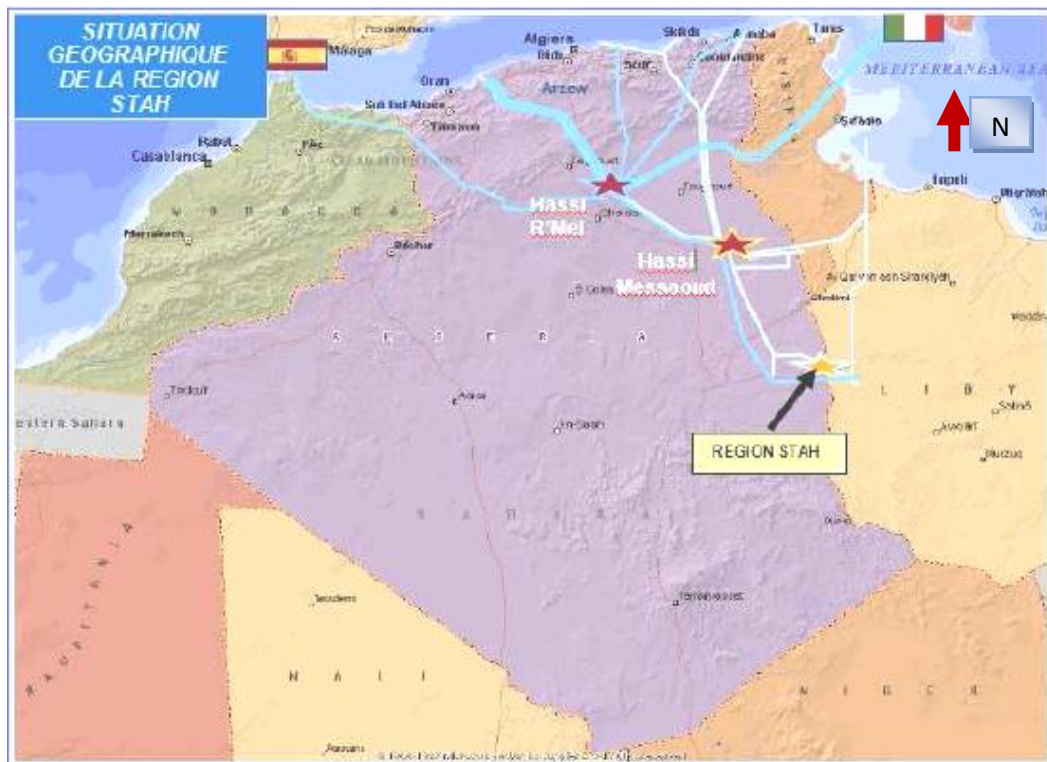


Figure I.1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION STAH.

I .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)

I.1.1. Le Champ de STAH :

Le champ de Stah, d'une superficie globale de 100 km² 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.

I.1.2 Le Champ de MEREKSSEN :

Le champ de Merksen est situé à 130 km au Nord d'In Amenas et d'une superficie globale de 30 km². 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).

I.1.3-Le 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 km². Il a été découvert en Août 1961.

I.3. les travaux réalisés au niveau de complexe d'ALRAR :

Le Complexe Industriel ALRAR a pour missions essentielles de :

- ✓ La réalisation des objectifs de production et de réinjection.
- ✓ Le contrôle et commentaire des bilans de production, d'expédition et de réinjections.
- ✓ La participation à l'élaboration des programmes de production.
- ✓ La veille à la conformité de la qualité des produits.
- ✓ La proposition de modification du Processus pour améliorer la production.
- ✓ La supervision des arrêts et démarrages du complexe.
- ✓ La supervision des travaux de maintenance.
- ✓ La coordination des travaux et activités avec les autres structures de la région (Puits, Maintenance, sécurité).

I.4.Les Constituants De Complexe :

1. 04 trains de traitement de capacité unitaire de 6,2 millions de sm³ / j
2. une zone de réinjection composée de trois groupes de compression (groupes A, B et C)
3. une zone des utilités et de traitement des gaz associés de Stah - Merksen.

Les utilités se composent :

- d'une section air instrument
 - d'une section gaz inerte
 - d'une section fuel gaz
 - d'une section de fractionnement GPL pour les besoins en propane pour le traitement au niveau des trains ainsi que pour les besoins de Naftal en butane et propane.
4. Une zone de stockage.

II. GENERALITE SUR LES PROCÉDES DE DECARBONATATION :

II.1 Introduction :

Le dioxyde de carbone (CO₂) est un gaz acide existant dans le gaz naturel peut être éliminé par plusieurs procédés ces procédés nommés la décarbonatation.

II.2. Le Dioxyde de Carbone :

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 CO₂.

II.3. 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.

II.4. L'acidité du gaz naturel :

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 II.1 : Acidité du gaz naturel (% volumique)

Catégories	1	2	3	4
hydrocarbures	< 10 %	< 10 %	> 10 %	> 10 %
Hydrogène sulfuré	< 1	> 1	< 1	> 1
Dioxyde de carbone	< 2	> 2	< 2	> 2
Appellation simplifiée	Gaz sec non acide (non associé)	Gaz sec acide (non associé)	Gaz humide non acide (associé ou à condensat)	Gaz humide acide (associé ou condensat)

Source : IFP (Gadon, 1987).

D'après le tableau(II.1) 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.

II.5. Les Procédés De Décarbonatation :

Il y a plusieurs procédés de décarbonatation comme 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 (II.1) -

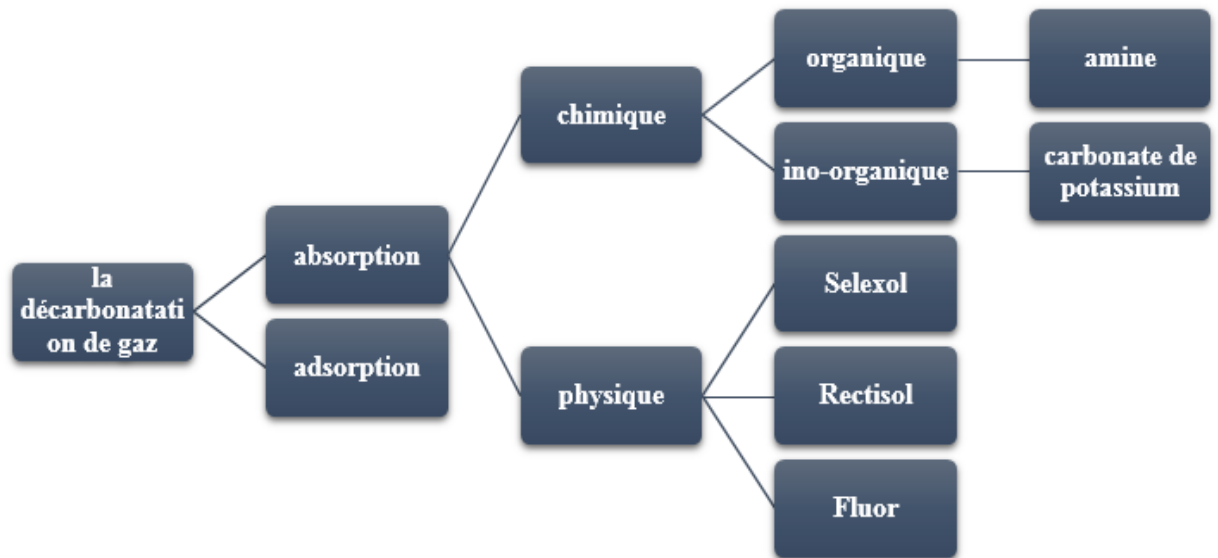


Figure II.1 : ORGANIGRAMME DE PROCEDES DE LA DECARBONATATION

II.5.1. Décarbonatation Par Absorption :

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.

La récupération souvent nécessaire de la substance qui s'est dissoute dans le liquide, est appelée désorption.

L'absorption se réalise en mettant en contact le gaz contenant le soluté et le solvant pendant tout le temps nécessaire au transfert, Pour que l'absorption soit possible, la pression partielle du soluté dans le gaz doit être supérieure à sa pression partielle dans l'absorbant, c'est-à-dire le gaz et l'absorbant ne peuvent pas être en équilibre.

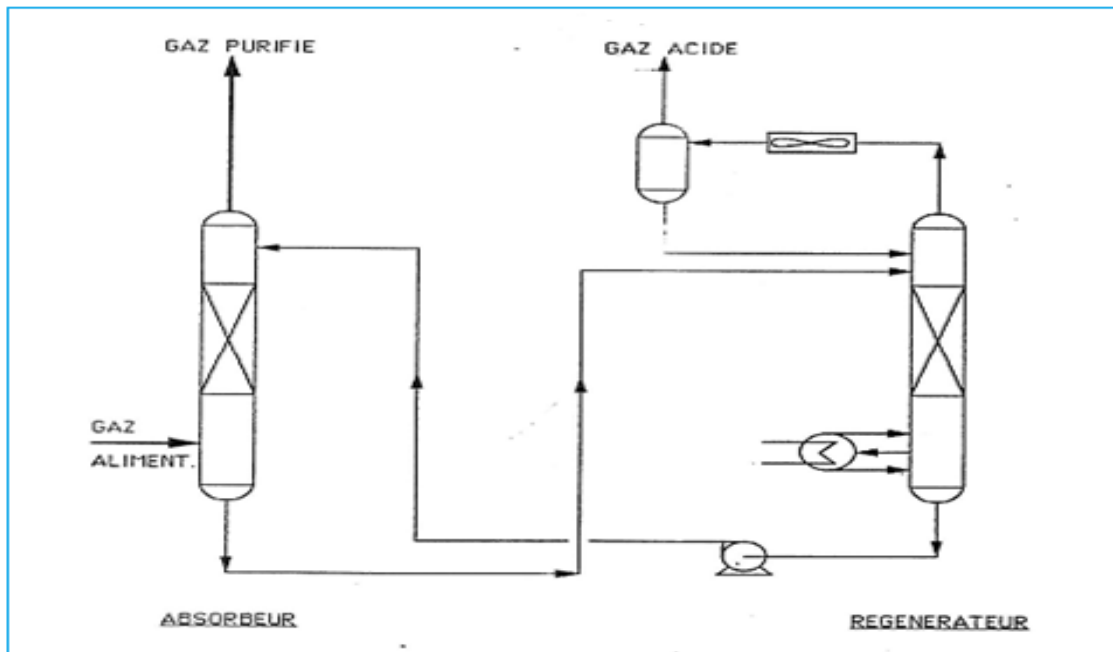


Figure II.2 : L'INSTALLATION DU PROCEDE D'ABSORPTION.

- L'absorbeur fonctionne à haute pression et basse température.
- Le régénérateur fonctionne à basse pression et haute température.

Le choix des conditions opératoires est en fonction de la solubilité des gaz, qui augmentent quand leur pression partielle augmente. On a donc toujours intérêt à faire fonctionner les colonnes d'absorption à la pression la plus haute possible. Ce sera en générale la pression à laquelle le gaz à traiter est disponible.

La solubilité du gaz est d'autant plus grande quand la température du solvant est faible. Par conséquence, dans les installations de traitement de gaz par absorption chimique, il y'a une colonne d'absorption et colonne de régénération, on refroidit toujours le solvant régénéré et en chauffant la solution qui sort en fond de l'absorbeur.

II.5.1.1. Les différents procédés d'absorption :**1- Procédé d'absorption chimique :**

Les procédés d'absorption chimique sont basés sur la réaction exothermique du solvant avec le courant du gaz pour éliminer le CO₂ présent. La plupart des réactions chimiques sont réversibles, dans ce cas, la matière réactive (solvant) élimine le CO₂ 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 soit une amine ou une solution de carbonate.

A. Procédé amine :

Les alcanolamines sont largement utilisés par rapport les divers solvants disponibles pour l'élimination du CO₂ dans le flux du gaz naturel, Leur réactivité et leur disponibilité à bas coût particulièrement le Monoethanolamine (MEA) et le Diéthanolamine (DEA).

A.1. Monoethanolamine (MEA)

La concentration de MEA en solution est habituellement environ 15 -25 % en masse. Le MEA est très réactif et peut absorber le CO₂ et H₂S simultanément.

Toutefois MEA réagit avec COS, CS₂ et les Mercaptans. Il a une pression de vapeur relativement haute causé des pertes plus importantes en comparaison avec d'autres amines. Pour cette raison, il est utilisé pour une purification intensive, le gaz à traité contient des concentrations relativement faibles en H₂S et totalement pauvre en COS ou CS₂.

A.2. Diéthanolamine (DEA)

Il aide à surmonter la limitation de la MEA, et peut être utilisé en présence de COS et CS₂. L'application de DEA dans le traitement du gaz naturel a été décrite par Berthier en 1959 (Kohl et Riesenfeld, 1985). Fonctionnant avec des solutions contenant 25 -35 % en masse le DEA peut être utilisé pour traiter le gaz naturel contenant une teneur élevé en gaz acides.

A.3. Diglycolamine (DGA) :

Il présente des propriétés similaires avec le Monoéthanolamine, mais elle est moins volatile, et donc être utilisé en concentration beaucoup plus élevée (40 - 60%). Cela contribue à réduire la vitesse de circulation, donc d'augmenter la rentabilité du procédé.

B. Procédé de carbonate de potassium :

Le procédé de carbonate utilise du carbonate de potassium (K_2CO_3) pour éliminer le CO_2 du gaz naturel. Cela fonctionne mieux pour une gamme de pression partielle du CO_2 entre 30 à 90 psia.

Le carbonate de potassium chaud est maintenant utilisé fréquemment pour des gaz naturels ayant des teneurs moyennes à élevées de gaz acides de 5 à 35 % en volume.

Les principales réactions dans ce procédé sont :



(Ruziska, 1973) a proposé que l'équation ci-dessus fait procéder en deux étapes. La première étape est l'hydrolyse de carbonate de potassium :



La deuxième étape de la réaction comporte la réaction de l'hydroxyde de potassium formé au cours du procédé d'hydrolyse avec du CO_2 pour former le bicarbonate de potassium :



La réaction avec le dioxyde de carbone donne deux parties de bicarbonate de potassium pour chaque partie de carbonate de potassium qui a réagi. Par conséquent, la concentration de la solution du solvant utilisé (K_2CO_3) pour l'enlèvement de CO_2 est contrôlée par la solubilité du bicarbonate de potassium au lieu de la solubilité du carbonate de potassium.

2- Procédés d'absorption physique :

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 CO₂ par des procédés d'absorption physique est basée sur la solubilité du CO₂ dans le solvant. Cette dernière dépend de la pression partielle et de la température du gaz d'alimentation. Elle est favorisée par une basse température et une pression partielle du CO₂ élevée, dans ces conditions l'élimination complète du gaz acide à partir du gaz naturel est possible. La régénération du solvant peut être obtenu par une pression plus basse ou par entraînement à la vapeur ou un gaz inerte, alors que certains est régénéré par l'abaissement de pression ne nécessitent pas de chaleur.

La sélection des procédés physiques pour l'élimination de CO₂ à partir du gaz naturel est favorisée dans les conditions suivantes :

- ✓ La pression partielle du CO₂ dans la charge d'alimentation doit être de 50 psi ou plus.
- ✓ La concentration des hydrocarbures lourds dans l'alimentation devrait être faible. C'est-à-dire le gaz d'alimentation doit être pauvre en C₃+
- ✓ Seulement prélèvements massifs de gaz acide est nécessaire.
- ✓ L'élimination sélective de CO₂ est nécessaire.

Il existe différents procédés physiques pour l'élimination de CO₂ à partir du gaz naturel.

Les procédés les plus utilisés sont les suivants :

1-Procédé Selexol.

2-Procédé Rectisol.

3-Procédé Fluor.

II.5.2. Procédé d'adsorption :

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, ce derniers est retiré au cours de la régénération par l'écoulement du gaz non corrosif chaud à travers le lit. Parmi les procédés d'adsorption mentionnée ci-dessus le tamis moléculaire est le plus approprié pour l'enlèvement de la petite concentration de CO₂ à partir du gaz naturel.

Le tamis fait usage de la zéolite cristalline synthétique solide pour éliminer les impuretés du gaz. La structure cristalline crée un grand nombre de charges polaires localisées appelé site actif. La molécule de gaz polaire comme H₂S forme une liaison ionique faible avec le site actif.

Les molécules non-polaires, tels que les hydrocarbures ne se lie pas au site actif.

Bien que la molécule du dioxyde de carbone est non-polaire et ne se lie pas au site actif, mais en raison de la structure linéaire CO_2 , petite concentration de CO_2 sera piégé dans les pores. Le procédé est donc plus applicable pour les gaz d'alimentation avec une faible concentration de CO_2 .

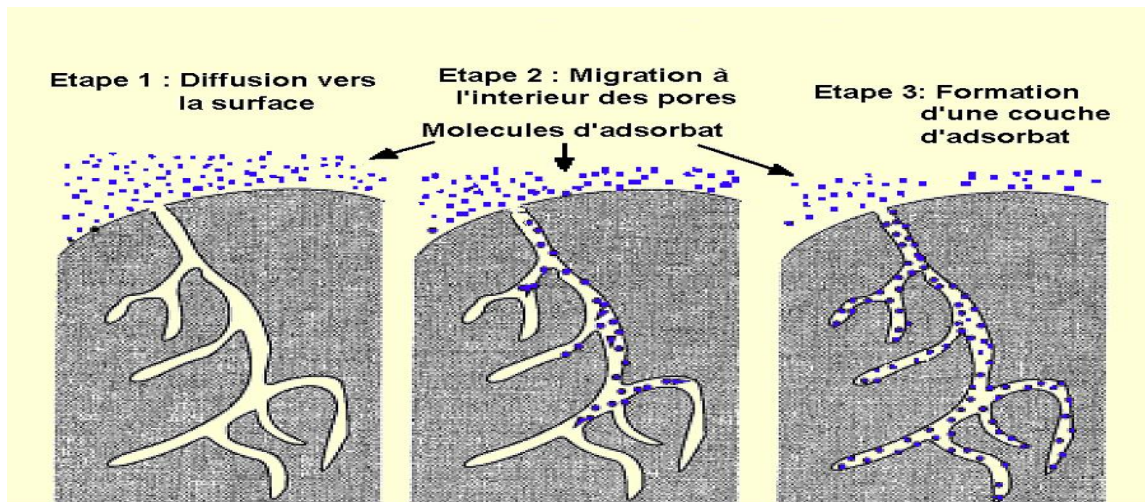


Figure II.3 : LES ETAPES DU PROCÉDE D'ADSORPTION

II.6. Choix Du Procédé :

II.6.1. Diagramme Comparatif Pour Le Choix Du Procédé D'extraction Du CO_2 d'Alrar :

Le choix du procédé de décarbonatation est surtout dicté par des considérations thermiques Et économiques.

D'une manière générale, les solvants utilisés dans l'absorption doivent être dans la mesure des possibles, thermiquement stables, peu volatiles, pas chers, non toxiques, non corrosifs et non inflammables. Ils doivent être en plus sélectifs et facilement séparables des constituants entraînés.

En plus de cela, les solvants ne doivent pas être visqueux et ne doivent pas produire des mousses, afin d'avoir une grande capacité d'absorption et une facilité de régénération.

Selon la figure (II.4), le procédé choisi est la décarbonatation par absorption chimique en utilisant un alcanolamine comme solvants.

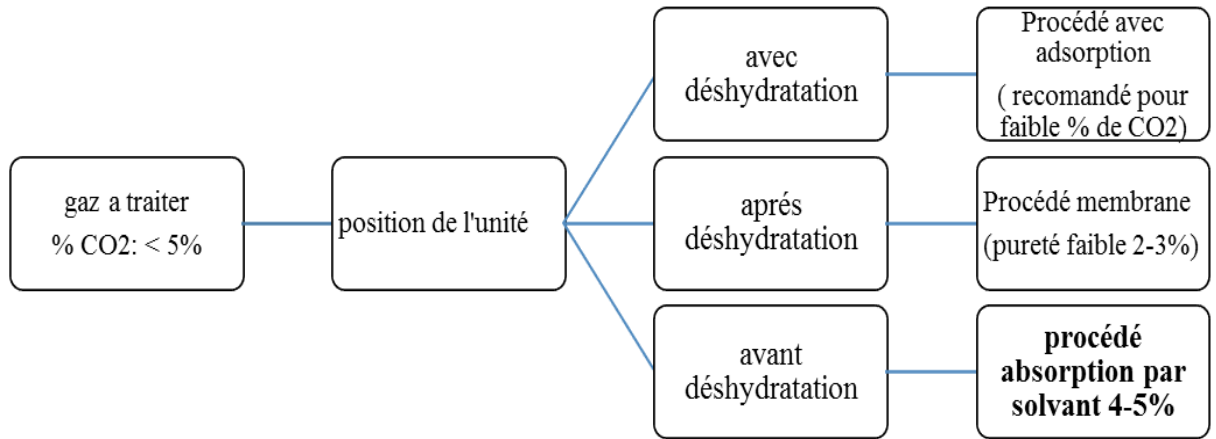


Figure II.4 : ORGANIGRAMME MONTRE LA POSITION DE L'UNITE

II.6.2. Justification Du Choix :

On a choisi la décarbonatation par absorption chimique (solvant : solution mono-alcanolamine) pour les raisons suivantes :

- ✓ La concentration du CO₂ dans le gaz brut est relativement faible (4% dans notre cas), avec la présence des hydrocarbures lourds, les amines sont considérés les plus recommandés dans ce cas-là (Tennyson et al, 1977).
- ✓ Les amines sont les moins corrosifs parmi les absorbants utilisés, ils sont parfois utilisés comme des inhibiteurs de corrosion, ils sont un peu corrosifs en présence de CO₂ à haute température.
- ✓ Les amines peuvent traiter le gaz naturel jusqu'à des très faibles teneurs en CO₂. Donc ils sont les plus adaptés à la variation des conventions.

- Une fois qu'une solution d'alcanolamine a été identifiée comme étant de choix, la sélection de la solution de procédé appropriée dépend surtout des points suivants :

- Pression et température du gaz à traiter.
- La composition.
- Degré de pureté.

II.7. Description Du Procédé D'absorption Par Solvant (MEA) :

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 CO₂ 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.

Conclusion :

Après avoir décrit brièvement le procédé de décarbonatation du gaz et la justification du choix d'absorption chimique (solvant : solution mono-alcanolamine) pour le cas étudié dans ce travail. Nous allons exposer dans la partie 3 un aperçu sur la modélisation et la simulation des procédés, principe de fonctionnement des simulateurs de procédés et leur rôle dans le domaine d'engineering, ainsi qu'une brève explication sur la manière dont ASPEN HYSYS.

III. MODELISATION ET SIMULATION DE L'UNITE DE DECARBONATATION :

III.1. Généralité Sur Procédé A Simulé :

La possibilité d'éliminer le CO₂ dans le gaz naturel a augmenté les contraintes environnementales. La méthode la plus usuelle pour éliminer le CO₂ est l'absorption chimique. Elle utilise des solvants à base amine. La figure (III.1) montre Le principe du procédé. Les solvants les plus utilisées pour l'élimination de CO₂ sont les alcanolamines (MEA (monoéthanolamine), DEA (diéthanolamine) ...etc.).

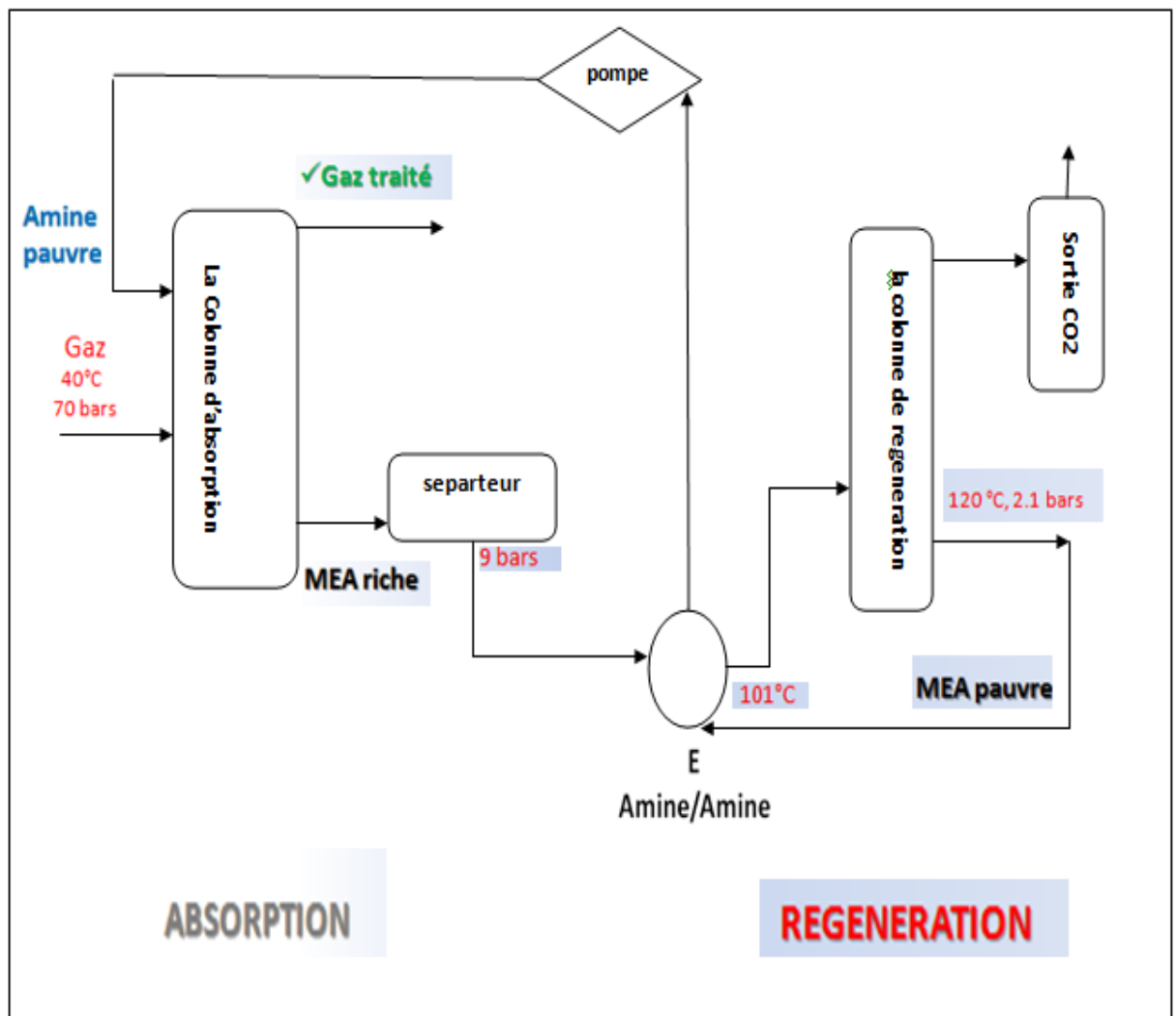


Figure III.1 : PRINCIPE DU PROCEDE DE DECARBONATATION (ABSORPTION CHIMIQUE).

(Cette unité expliquée dans la quatrième partie de notre travail)

Tant que l'essai à grande échelle est compliqué, il est normal d'employer la simulation pour évaluer de tels procédés. Plusieurs travaux de recherche sont effectués sur la simulation

de procédé d'élimination de CO₂ du gaz naturel à sa pression réel. Il y a quelques articles dans ce domaine, notamment, Desider et al. (1999), Performance modelling of a carbone dioxide removal system for power plants : Energy Conversion & Management, qui ont présenté un travail de simulation sur une unité de combustion du gaz naturel en se basant sur la simulation par HYSYS, Freguia et al. (2003), Modelling of CO₂ Capture by Aqueous Monoethanolamine, qui ont travaillé sur la capture de CO₂ par MEA en modifiant les paramètres opératoires de la colonne en utilisant le logiciel **HYSYS** comme outil de simulation et Kint Eistenberg comme le modèle liquides, Alie et al. (2005), Simulation Of CO₂ capture using MEA scrubbing a flowsheet decomposition methode, Desorber energy consumption amine based absorption plant, ont étudié la décabonation et la consommation énergétique en développant un programme Fortran pour simuler le procédé. La plupart des études cités précédemment, ont fixé le modèle de propriété Amine package. Les paramètres clés d'une simulation de l'absorption et de la désorption de CO₂ sont : le rendement, la thermodynamique du système et la consommation d'énergie. Le but de ce présent travail est modéliser et simuler par **ASPEN HYSYS™** l'élimination de CO₂ par absorption chimique par amine et d'optimiser les paramètres de marche du procédé afin de trouve les conditions de marche optimales.

III.2. Simulation de l'unité :

III.2.1. Présentation du logiciel de simulation Aspen HYSYS :

Aspen **HYSYS™** 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 modèle 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 [Aspen tech basiss wizard, 2009].

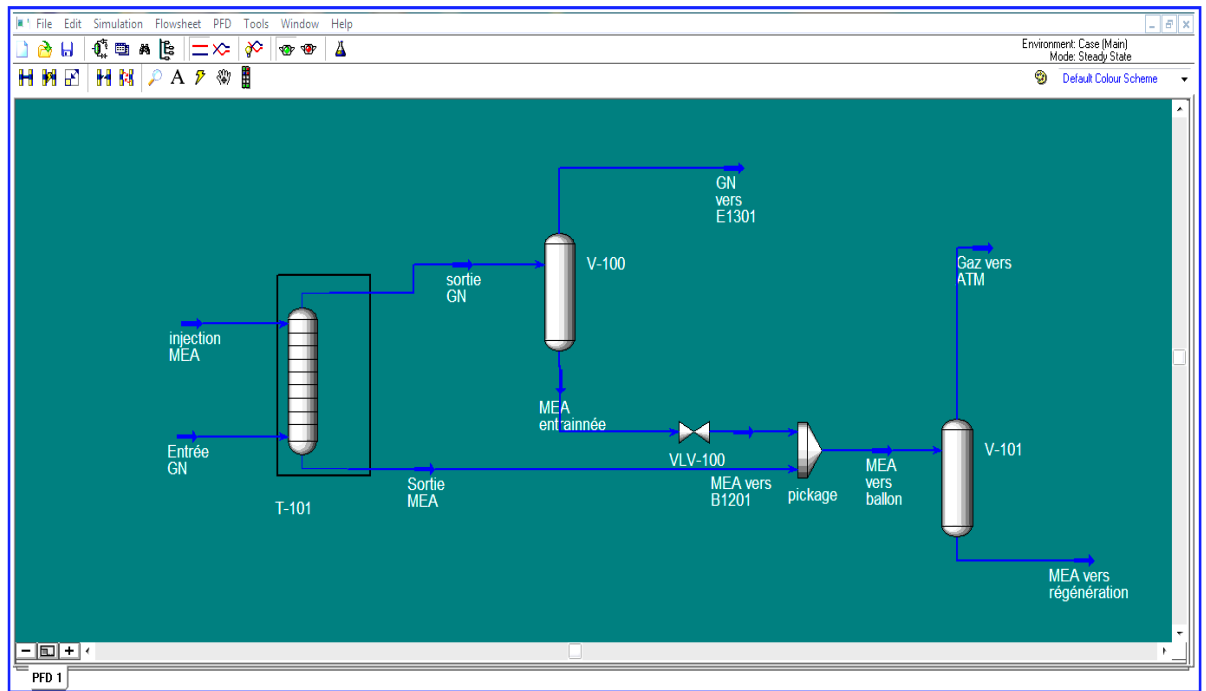


Figure III.2 : FACE DE SIMULATEUR ASPEN HYSYS

III.2.2. 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 III.3).

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.

- Un ensemble de méthodes numériques de résolution des équations des modèles.

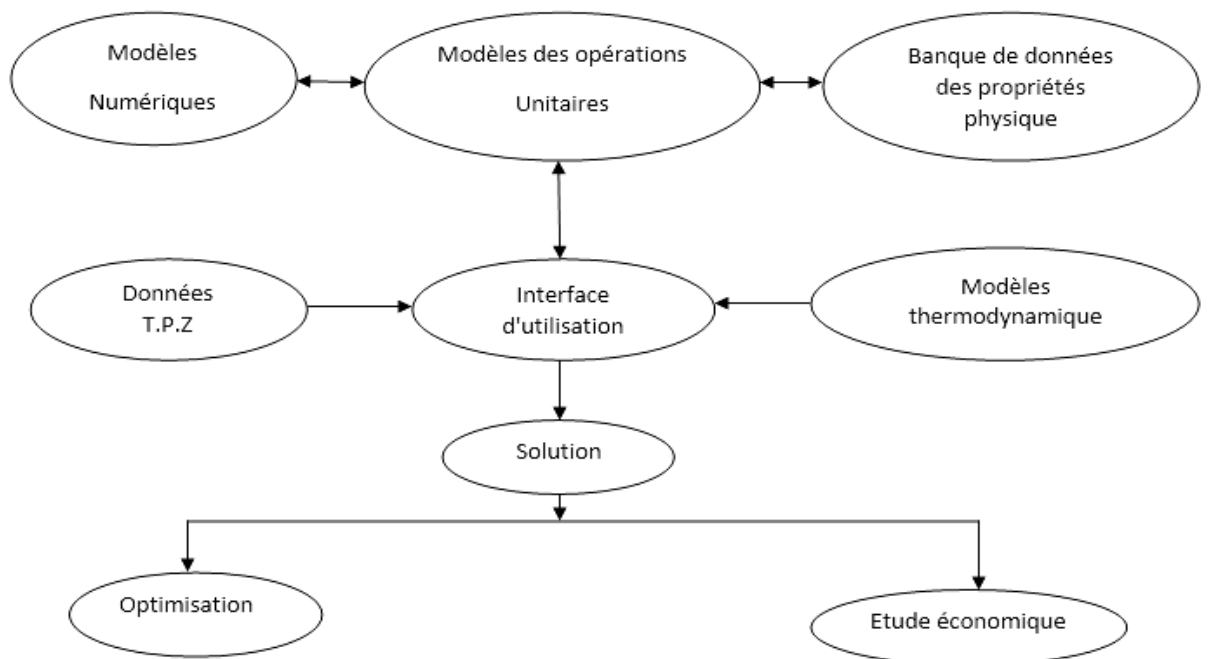


Figure III.3 : STRUCTURE GENERALE DU HYSYS

III.2.3. Modèle thermodynamique :

III.2.3.1. Choix de modèle thermodynamique :

Les modèles thermodynamiques sont nécessaires pour le calcul des propriétés physiques des fluides dont les hydrocarbures sur un éventail de conditions de fonctionnement.

A. Le modèle thermodynamique choisie (Amine pkg) :

Le modèle d'amine (Amine pkg) contient les modèles thermodynamiques développés par Robinson et al (1978) pour les propriétés du système. Leur modèle de propriété d'amine est disponible sur une option avec Aspen HYSYS nous donnant accèdent à un modèle prouvé de propriété pour la simulation fiable pour l'utilisation d'amine, tout en maintenant la capacité d'employer les possibilités d'écoulement puissantes dans l'Aspen HYSYS.

La base de données de propriété chimique et physique est limitée aux amines et aux composants suivants :

Tableau III.1 : les classes des systèmes qui utilisent le modèle d'amine

Classe composante	Eléments Spécifiques
Gaz Acides	CO ₂ , H ₂ S, COS, CS ₂
Hydrocarbures	CH ₄ , C ₇ H ₁₆
Oléfine	C ₂ =, C ₃ =
Mercaptans	M-Mercaptan, E-Mercaptans
Non Hydrocarbures	H ₂ , N ₂ , O ₂ , CO, H ₂ O

Source : IFP (Gadon, 1987).

L'absorption de CO₂ par les solutions aqueuses d'alcanolamines implique des réactions exothermiques. Les effets de la chaleur sont des facteurs important dans les procédés d'absorption par solution d'amine et sont correctement pris en considération dans le modèle de propriété d'amines. Les corrélations pour les solutions sont installées en fonction de composition et d'amine.

B. Modèles de colonne dans le logiciel de simulation :

Une colonne d'absorption de CO₂ est une unité où le gaz coule vers le haut et le liquide (par exemple une solution d'amine) coule vers le bas. Le CO₂ est transférée à partir de la phase gazeuse à la phase liquide où elle réagit avec la solution d'amine. Les phases de gaz et de liquide sont effectuées pour obtenir en contact à l'aide des plateaux de la colonne ou de garnissage structuré. La colonne de désorption de CO₂ également à des plateaux ou garnissage, et cette colonne à un rebouilleur au fond pour fournir la chaleur au solvant riche, et un condensateur au-dessus pour la sortie de CO₂.

Une situation de base a été établie en utilisant les étapes suivantes, la première étape est de choisir paquet liquide approprié, ici le paquet d'amine et le modèle liquides de Kent-Eisernberg est choisi en tant que dans figure(III.4) ci-dessous :

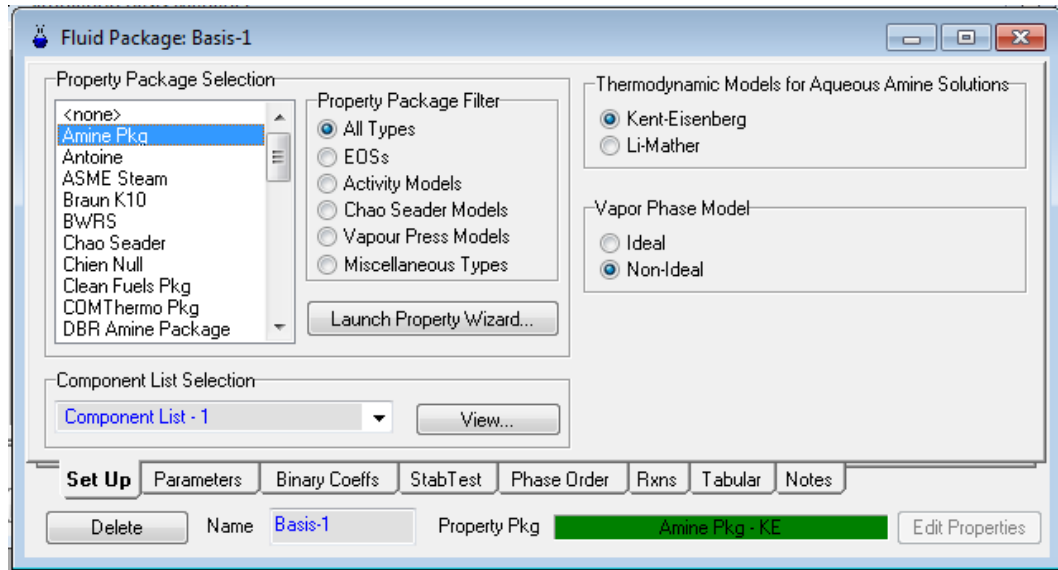


Figure III.4 : CHOIX DU MODELE THERMODYNAMIQUE (AMINE PKG)

La fenêtre composante de choix est ouverte en choisissant la vue dans l'exposition **de composant-liste** dans la figue(III.4). Figure (III.5) fenêtre de dialogue est utiliser pour le choix de composants.

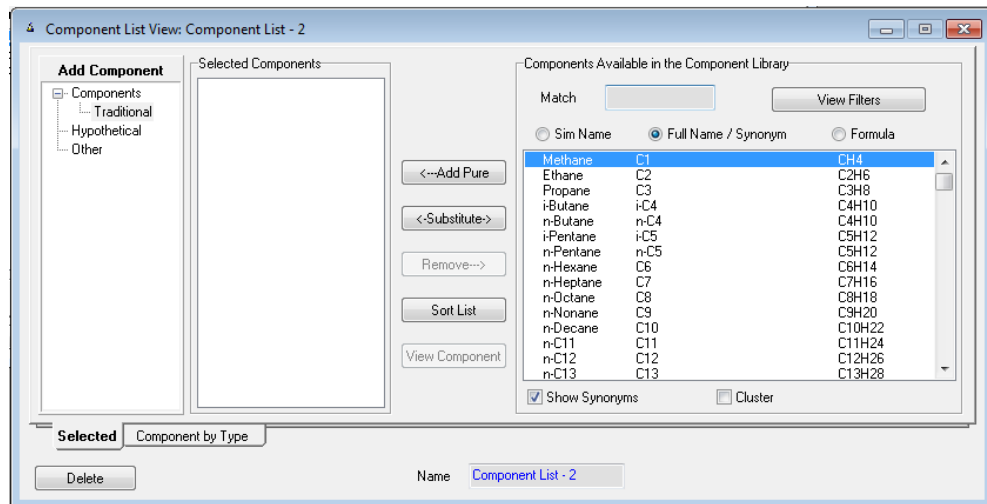


Figure III.5 : CHOIX DES COMPOSANTS DU FLUIDE

Après choix du composant du fluide, on peut maintenant écrire l'environnement de simulation Là où l'organigramme de procédé (PFD) est établi. L'environnement de simulation de l'amine PFD est représenté sur Figure(III.6) ci-dessous :

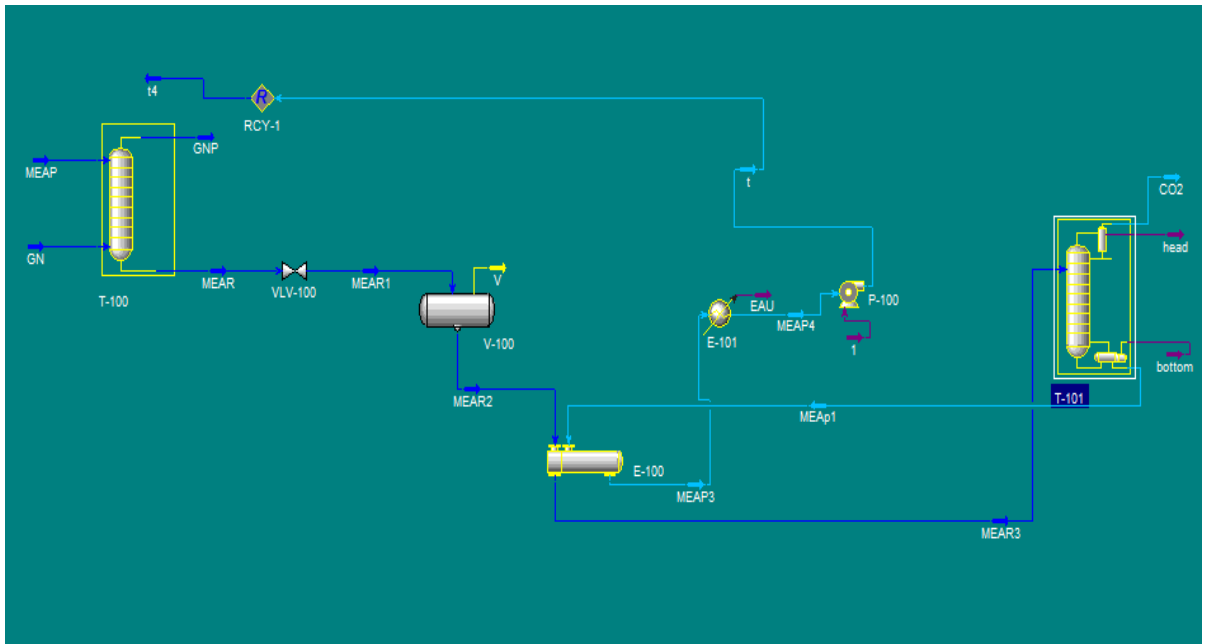


Figure III.6 : ORGANISME DE SIMULATION DE PROCEDURE D'ABSORPTION PAR AMINE

La simulation du procédé commence par la simulation du jet aigre de gaz d'alimentation près indication de la température de gaz, la pression et le débit (**couleur bleu**) et le HYSYS calculer les paramètres restants (**couleur noire**) comme représenté sur Figure (III.7)

Ci-dessous :

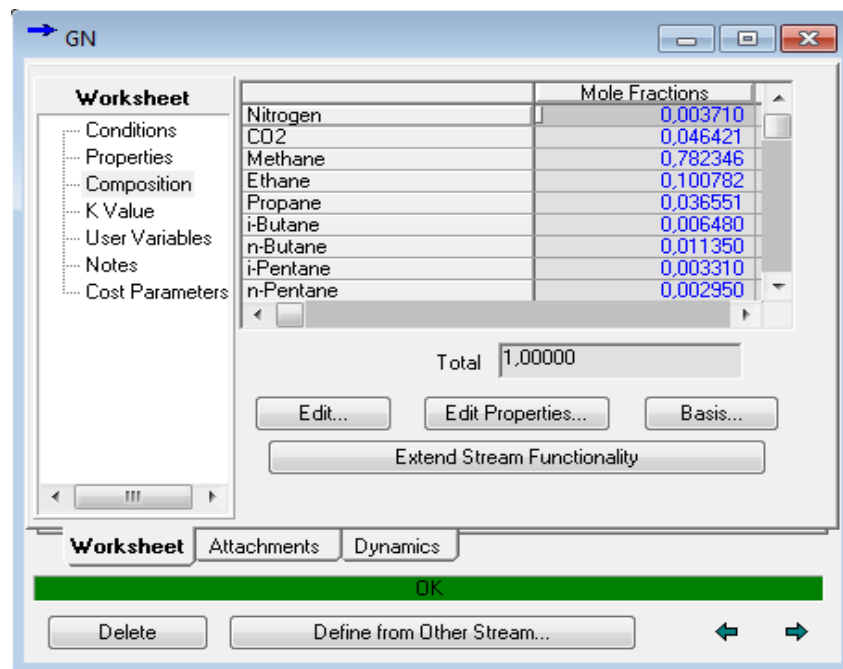


Figure III.7 : FENETRE D'INFORMATION D'ENTREE GAZ

D'autres caractéristiques de jets faites sont ; l'alimentation régénérée hors de la chaleur d'amine-amine la température d'échangeur pour commander le facteur de pi d'échangeur, MEA à la température de conjoncteur la pression et le débit, composent la température de l'eau et le MEA pour réutiliser la température. Avec ces caractéristiques faites, HYSYS se servent de sa flexibilité du calcul en avant et pour simuler vers l'arrière complètement le procédé. Une des tâches rigoureuses est convergence de l'amortisseur et du régénérateur, pour converger l'amortisseur la température et de la pression dessus et bas ont été indiquées et course, Figure(III.8). Tandis que le régénérateur est convergé en indiquant la pression de condensateur et de re-chaudière, le rapport de reflux et le passage évaluent, la colonne est alors couru, Figure(III.9).

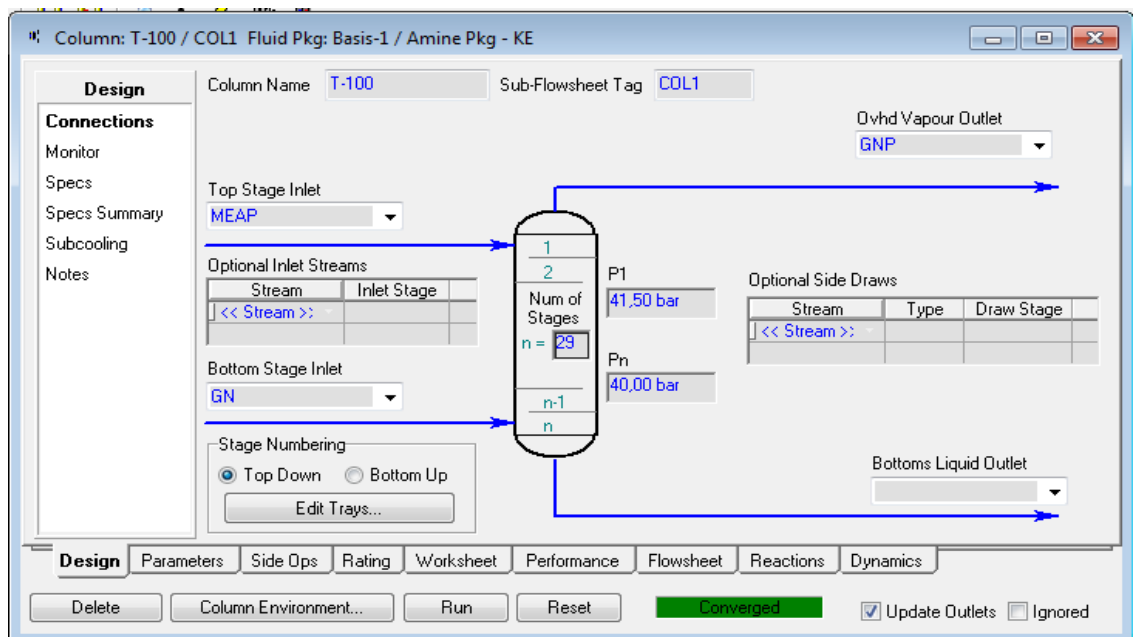


Figure III.8 : FENETRE CONVERGEE DE L'ABSORBEUR DE CO2

- le diamètre de l'absorbeur est calculé à partir de l'équation suivant :

$$D_A = \sqrt{(Q_v / 0.7854 V_{\max})}$$
 avec :

- Q_v le débit volumique du gaz riche en CO2
- $V_{\max} = 75 \sqrt{(P_A - P_G) / p_G}$ la vitesse maximum de gaz riche en CO2

Et que la densité moyenne de la solution d'amine $d_A = 0.982$

- Calcule le nombre de plateaux de l'absorbeur en utilisant l'équation :

$$N_p = \log [Y_S / Y_E] / \log [1 - E]$$

Avec Y_S et Y_E respectivement le rapport molaire de CO_2 dans le gaz pauvre et dans le gaz riche et ($E=0.127$) constante des clapets

Et la colonne de régénération convergée, comme montré dans la figure (III.9)

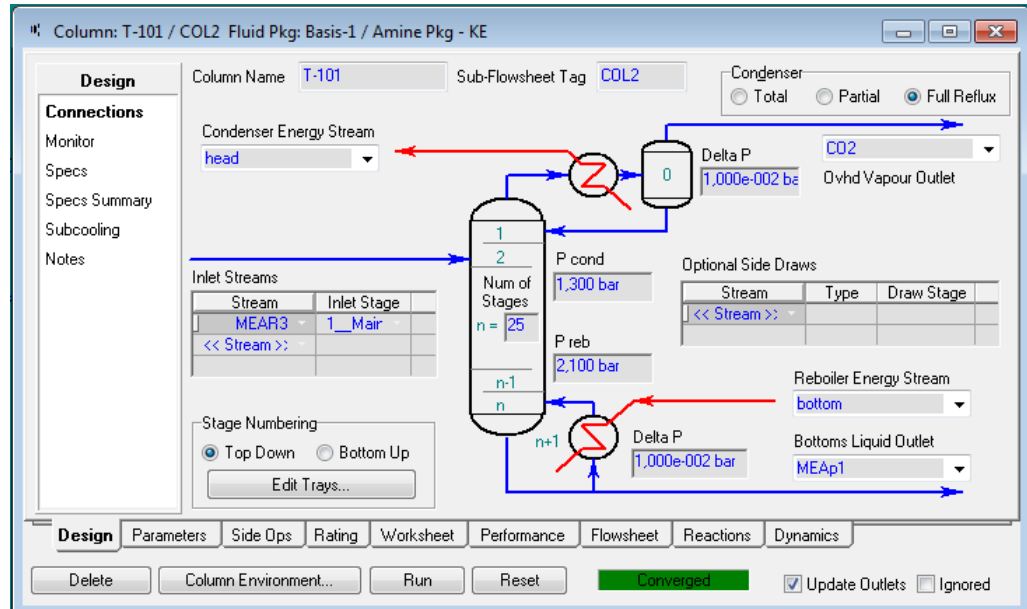


Figure III.9 : FENETRE CONVERGEE DE LA REGENERATEUR D'AMINE

Avec la convergence de l'amortisseur et les unités de régénérateur une amine complète la simulation pour la situation de base a été établie comme représenté sur la figure(III.10).

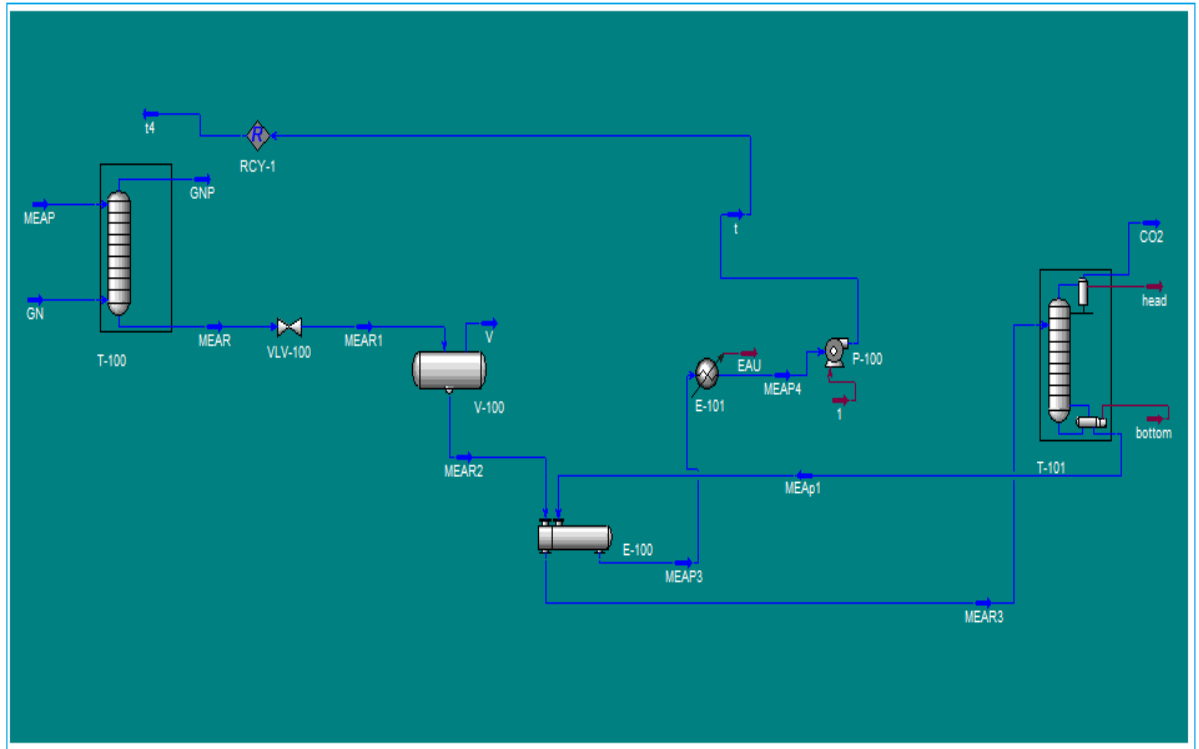


Figure III.10 : L'UNITE D'ABSORPTION COMPLETE SIMULEE

Conclusion :

Dans cette partie nous avons présenté un aperçu sur la modélisation et 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.

IV.DISCUSSION DES RESULTATS :

Le gaz naturel brut riche en CO_2 qui pénètre la colonne d'absorption (T100) à une température de 40°C et une pression de **70 bars**, ou il y a extraction du CO_2 du gaz à l'aide de la solution MEA pauvre qui entre en haut de la colonne (T100).

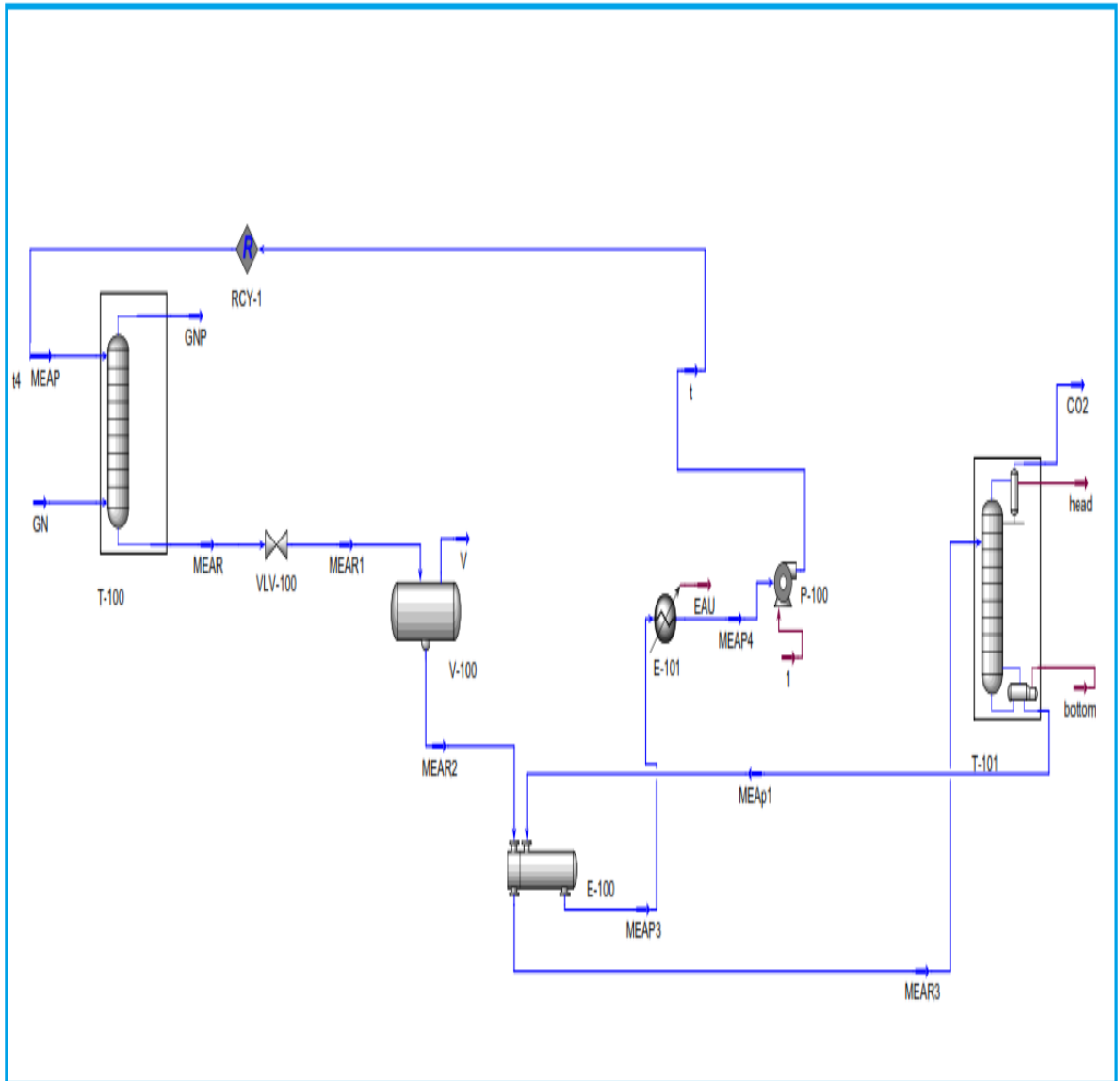


Figure IV.1 : SCHEMA DE L'UNITE DE DECARBONATATION PAR LE MEA (SIMULATION HYSYS)

Le simulateur Aspen HYSYS travail avec des données réelles pour cela durant notre stage nous avons pu relever tous les paramètres de fonctionnement de chaque appareil constituant le cycle de décarbonation du gaz naturel en termes de température pression...etc. (tableau IV.1).

Tableau IV.1 : les caractéristiques physiques et chimiques du gaz naturel d'ALRAR entrée et sortie de l'absorbeur.

	ENTREE L'ABSORBEUR	SORTIE L'ABSORBEUR
Pression	70 bar	40 bar
Température	40°C	39.98°C
Débit massique	2.498*10 ⁵ kgmol/h	2.56*10 ⁵ kgmol/h
Constituants	Fraction molaire	Fraction molaire
H2O	0.00152	0.0021
N2	0.00371	0.00389
CO2	0.04642	0.000000
C1	0.78233	0.82
C2	0.10078	0.10
C3	0.03655	0.04
iC4	0.00648	0.007
nC4	0.01135	0.012
iC5	0.00331	0.0035
nC5	0.00295	0.0031
nC6	0.00262	0.0027
C7	0.00135	0.0014
C8	0.00048	0.0001
C9	0.00011	0.0000
C10	0.00002	0.000

Source : GENESIS-SONATRACH - DEC – champ STAII, complexe ALRAR le 24/08/2014

D'après le tableau précédent la concentration de CO₂ dans le gaz traité (sortie de la colonne d'absorption) est 0.000, donc le MEAmine absorbe le gaz acide au niveau de la colonne.

Tableau IV.2 : Composition chimique de MEA entrée de l'absorbeur et leur caractéristique physique :

Pression	70 bar
Température	40 °C
Débit massique	5.499*10 ⁵ kgmol/h
Constituants	Fraction molaire
H2O	0.80000
MEAmine	0.20000

Source : GENESIS-SONATRACH - DEC – champ STAII, complexe ALRAR le 24/08/2014

Le gaz traité ou pauvre en **CO₂** sort de la tête de (**T100**) avec une concentration en **CO₂**

De - **100 ppm**. (c'est-dire le MEA absorbe le **CO₂** de gaz naturel)

Du bas de la colonne (**T100**) sort le **MEA riche** en **CO₂** avec une température de **60.5°C** et une pression de **41.5 bars**, l'amine riche entre dans le séparateur (**V100**) à fin de séparer les hydrocarbure léger(**fuel gaz**) entrainer par l'amine riche .Le fuel gaz sort du haut de (**V100**) et l'amine riche sort du bas de (**V100**) avant d'être chauffé dans l'échangeur de chaleur (**E100**) coté tube jusqu'à une température de **101°C** par le **MEA pauvre** qui vient du bas du la colonne de désorption .

Tableau IV.3 : caractéristique physique et chimique MEA entrée et sortie de régénérateur :

	Entrée de régénérateur	Sortie de régénérateur
Pression	6.10 bar	2.10 bar
Température	101°C	123.2°C
Débit massique	5.738*10 ⁵ kgmol/h	5.499*10 ⁵ kgmol/h
Constituants	Fraction molaire	Fraction molaire
H₂O	0.9122	0.9265
N₂	0.00000	0.00000
CO₂	0.02035	0.0034
C₁	0.00012	0.0001
C₂	0.00001	0.00001
C₃	0.000003	0.000003
iC₄	0.00000	0.00000
nC₄	0.00000	0.00000
iC₅	0.00000	0.00000
nC₅	0.00000	0.00000
nC₆	0.00000	0.00000
C₇	0.00000	0.00000
C₈	0.00000	0.00000
C₉	0.00000	0.00000
C₁₀	0.00000	0.00000
MEAmine	0.06727	0.069098

L'amine riche qui sort de l'échangeur (**T101**) passe dans la colonne de désorption afin de régénérer l'amine avec une température d'entrée de **101°C**. Le dioxyde de carbone (**CO₂**) qui sort de la tête du (**T101**) passe dans un ballon de reflux d'où une partie retourne à la tête du (**T101**) afin de garder la tête de colonne de régénération froide.

Le **MEA pauvre** qui sort du bas de la colonne (**T101**) passe dans le rebouilleur une partie retourne au bas de la colonne afin de **garder** la température du bas de la colonne

à 123°C l'autre partie passe dans l'échangeur de chaleur (E100) ou il est refroidi jusqu'à une température de 83°C puis dans l'échangeur (E101) afin de refroidir la solution MEA pauvre à une température de 37.8°C. À l'aide de la pompe (P-100) on augmente la pression de la solution MEA pauvre jusqu'à une température de 40°C et une pression de 70 bars.

L'optimisation des résultats :

Optimisation du procédé a été suivie par la modification de quelques paramètres pour avoir les objectifs de projet.

Des paramètres de détail pour la situation de base et les paramètres modifiés sont donnés sous forme de tableaux (tableau IV.3) la Fraction molaire de MEAmine et de H2O respectivement sont : 0.069098 et 0.9265. Nous avons besoin à l'entrée de l'absorbeur d'une fraction molaire de 0.2 MEAmine et 0.8 H2O .On va fixer la valeur de MEAmine à 0.2 et changer l'autre valeur pour optimiser l'unité comme il est montré dans la figure suivant :

Specifications						
	Specified Value	Current Value	Wt. Error	Active	Estimate	Current
Reflux Ratio	2,999	14,3	3,7643	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Reflux Rate	3583 kgmole/h	1,01e+004	1,8225	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
CO2 Rate	<empty>	708	<empty>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
MEAP1 Rate	<empty>	2,61e+004	<empty>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Duty	1,434e+008 kcal/h	1,43e+008	-22,6156	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Duty - 2	-9,799e+007 kcal/h	-1,03e+008	-5312,6601	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Comp Fraction	0,2000	0,200	0,0001	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Figure IV.2 : FENETRE DE SPECIFICATION DE COLONNE DE REGENERATION DANS LE SIMULATEUR ASPEN HYSYS

Conclusion :

Nous avons utilisé le simulateur ASPEN HYSYS comme model de calcul, en respectant dans notre calcul tous les paramètres utilisé au niveau du complexe d'ALRAR, les résultats de calcul sont montré sous forme de tableaux comparatifs. Après analyse des résultats nous constatant que les résultats sont satisfaisants, ce qui nous confirme la fiabilité de ce logiciel, et qui nous donne un pas aux futures pour étudier d'autres procédés de décarbonation du Gaz naturel. Le taux de CO₂ devient presque 0.00% après traitement dans l'unité.

Introduction :

Dans la gestion des entreprises, la sécurité industrielle, au sens large, consiste de façon générale à garantir la sécurité des biens, des personnes et également la pérennité de l'entreprise.

Il s'agit alors de concilier les exigences de rentabilité à court terme, avec les exigences de sécurité des biens et des personnes visant à réduire les risques sur le plan environnemental, social, économique, générés par l'activité de l'entreprise sur un plus long terme, pouvant affecter ses parties prenantes (voir Responsabilité sociale des entreprises).

Dans les entreprises industrielles, dont les activités présentent des dangers et donc des risques technologiques avérés ou plausibles, la sécurité industrielle se focalise alors sur l'analyse de ces risques et sur leur maîtrise.

Chaque activité industrielle quelle que soit sa taille ou son implantation, est sujette à une grande variété d'incidents ou à des situations graves qui peuvent sérieusement perturber son fonctionnement, l'endommager et la détruire.

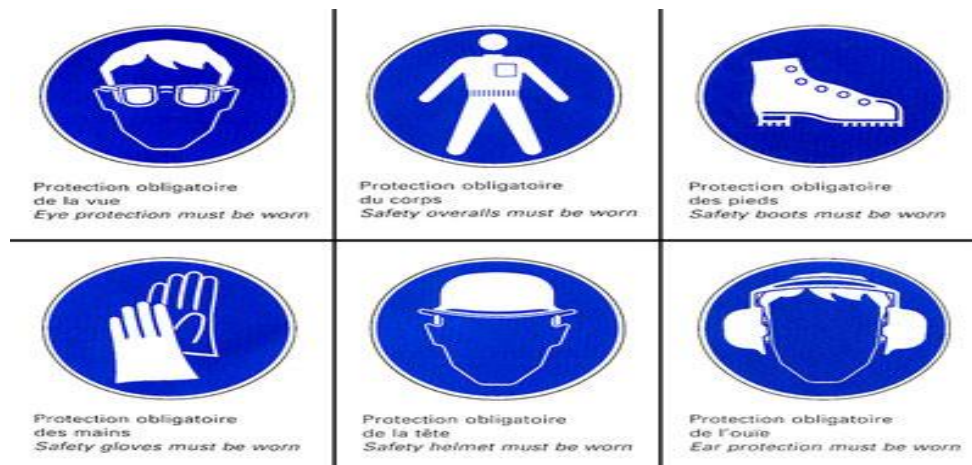


Figure V.1 : MOYEN DES SECURITE DANS L'UNITE

V.1. Conseils générales pratiques :**V.1.1. Fuite de gaz :**

Si au cours des travaux, des émanations de gaz sont constatées, les travaux doivent être immédiatement suspendus.

- Les moteurs, les postes à souder, les chalumeaux doivent être arrêtés.
- Avertir le départe
- Département sécurité et le département production.

V.1.2. Feu de gaz :

- Ne jamais chercher à éteindre un feu de gaz mais arrêter la fuite en fermant la vanne appropriée.

- Le gaz non enflammé pourrait se répandre et être à l'origine d'une explosion.
- Avertir immédiatement le service de sécurité et le département production.

V.1.3. Feu de liquide :

Après avoir averti le département sécurité et production :

- Fermer la vanne adéquate.
- Intervenir rapidement avec des extincteurs.
- Ne pas projeter de l'eau sur un circuit électrique sous tension.

V.2. Identification des dangers de MEA :**V.2.1. Effets sur les yeux :**

Le liquide et les vapeurs causent une irritation conjonctivale sévère et une lésion de la cornée. Des effets graves peuvent apparaître si le traitement n'est pas entrepris rapidement.

V.2.2. Effets sur la peau :

Le liquide et les solutions aqueuses contenant plus de 10% environ de la diéthanolamine, provoquent une irritation et des brûlures chimiques, qui seront graves en cas de contact prolongé.

V.2.3. Effets par ingestion :

Lors de l'ingestion, on peut avoir les effets suivants :

Forte irritation de la bouche, de la gorge et des voies digestives.

Une quantité importante peut avoir les effets suivants :

Irritation gastro-intestinale grave.

Une dose importante peut avoir les effets suivants :

Dépression du système nerveux central, évanouissement, convulsions.

A partir des études sur les animaux, on peut prévoir les effets suivants :

Lésion du foie, lésion rénale.

V.2.4. Effets par inhalation :

L'exposition aux vapeurs peut avoir les effets suivants : forte irritation du nez de la gorge et des voies respiratoires.

Une exposition prolongée ou répétée aura les effets suivants : difficultés respiratoires bronchite, lésion du foie.

L'exposition à de fortes concentrations de vapeurs peut avoir les effets suivants :

- La pulmonaire.

- Des effets graves peuvent apparaître un certain temps après l'exposition.

V.3. Premiers secours :**V.3.1. Contact avec les yeux :**

Rincer immédiatement et abondamment l'œil avec de l'eau pendant au moins 15 minutes, en maintenant l'œil ouvert. Consulter immédiatement un médecin.

V.3.2. Contact avec la peau :

Laver immédiatement et soigneusement la peau à l'eau et au savon. Oter les vêtements contaminés au fur et à mesure du lavage. Consulter un médecin si les cloques apparaissent ou si la rougeur persiste.

V.3.3. Ingestion :

Rincer la bouche avec de l'eau. Faire boire de l'eau ou du lait, par petites gorgées pour calmer les parties atteintes. Ne pas faire vomir. Si la victime est en état de choc, un traitement approprié peut s'avérer nécessaire. En cas de difficultés respiratoires, administrer de l'oxygène. Si la respiration s'arrête ou montre des signes de défaillance, pratiquer la respiration artificielle. Si le cœur a cessé de battre, pratiquer un massage cardiaque externe.

Consulter immédiatement un médecin.

V.3.4. Inhalation :

Soustraire à l'exposition. Garder la personne au chaud et au repos. En cas de difficultés respiratoires administrer de l'oxygène. Si la respiration s'arrête ou montre des signes de défaillance, pratiquer la respiration artificielle. Si le cœur a cessé de battre pratiquer un massage cardiaque externe.

Consulter immédiatement un médecin.

V.4. Systèmes de Sécurité des installations de l'unité :

Dans le système d'extraction de gaz acide, des volumes considérables d'hydrocarbures à haute température et haute pression sont manipulés.

Toute défaillance du confinement représentera une menace immédiate pour le personnel, l'environnement et l'équipement.

Il est indispensable de procéder à des contrôles physiques réguliers sur les équipements. Il est tout aussi important de ne pas neutraliser les systèmes de sécurité sans obtention des approbations et documents nécessaires.

Les dangers mécaniques et électriques liés à l'équipement rotatif existent sur l'unité d'extraction de gaz acide, par conséquent tout le personnel doit être conscient de ces dangers et doit prendre les mesures appropriées pour les réduire autant que possible.

L'agent d'absorption employé dans la zone est l'amine. Le personnel activant dans cette zone doit bien connaître les fiches toxicologiques concernant l'amine.

Le système de décarbonatation doit être lié avec des vannes de sécurité : basse débit, basse pression haute débit Pour le déclenchement de l'arrêt du système en cas d'urgence.

Le flux d'amine vers le haut du CO₂ Absorber est soumis à un contrôle de débit. Un débit bas-bas ou une pression basse-basse dans la vanne de contrôle de débit déclenchera la fermeture de la Vanne d'Arrêt en amont du préchauffeur. Cette protection a pour but d'éviter l'écoulement inverse du gaz dans l'Absorbeur vers le système d'Amine -Circulation Pumps-.

Conclusion générale :

Ce projet de fin d'étude est le résultat des travaux effectués durant une période de stage pratique au sein du département technique du complexe d'ALRAR (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 d'échappement 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 (unité sera réalisée au niveau du complexe d'ALRAR, région STAH)

En deuxième lieu, ce processus de décarbonatation a été calculé et 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.

Nous avons décrit brièvement le procédé de décarbonatation du complexe d'ALRAR

Nous avons donné un aperçu, sur la modélisation et la simulation des procédés, le 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.

Nous avons pu relever tous les paramètres de fonctionnement de chaque appareil constituant le cycle de décarbonatation en termes de température pression et dimension. Nous avons simulé en premier lieu chaque élément constituant le cycle de décarbonatation puis en deuxième lieu nous avons raccordé tous les éléments ensemble pour finaliser le processus avec HYSYS.

Nous avons finalisé notre travail par une partie qui s'intéresse à la sécurité de l'unité de décarbonatation

Références et bibliographies :

Livres :

- Manuel de l'usine ; Volumes d'installation de traitement et de recyclage du gaz d'Alrar, Fluor Texas.
- P.WITHIER, Le Pétrole raffinage et pétrochimie, Publication de l'institut française du pétrole.
- Le gaz naturel, production, traitement et transport, publication d'IFP.
- Alie, C. B. et al (2005). Simulation of CO₂ capture using MEA scrubbing: a flowsheet decomposition method. (475-487), p 46.
- Aspen tech basiss wizard. (2009). Aspen tech basiss 7.1.
- Desider, U. A. et al (1999). Performance modeling of a carbon dioxide removal system for power plants, Energy Conversion & Management. (1899-1915), p40.
- Ebenezer, S. A. (December 2005). Optimization of Amine Base CO₂ Removal Process. Trondheim, Norway: Institute of Petroleum Technology 12 à 23
- Freguia, S. R. et al (2003). Modeling of CO₂ Capture by Aqueous Monoethanolamine. (1676-1686), p 49.
- Tobiesen, F. S. (2005). Desorbed energy consumption amine based absorption plant. (201-215)
- Tigabwa Yosef Ahmed, Murni MAhmad; Flowsheet Development and Simulation of OffShore Carbon Dioxide Removal System at Natural Gas Reserves.. Chemical Engineering Department, University Technology PETRONAS.
- HYSYS. An Introduction to Chemical Engineering Simulation, for UTM Degree++ program.
- Kohl et Riesenfeld, (1985), application of DEA in the natural gas treatment.
- Tennyson et al, (1977), removal CO₂ from the natural gas by the MEA.
- Robinson et al, (1978), développement des modèles thermodynamique de HYSYS

Les theses:

- KHEBBECHE Hicham & HAFIAN Sadok (2013) ; Modélisation et simulation d'une unité d'absorption des gaz acides par solvants chimiques Alkanolamine ; mémoire de fin d'étude, Université d'Ouargla.
- DE SCAMPS, C. (juin 2004). thèse de doctorat sur l'étude de la capture du CO₂ par absorption physique dans les systèmes de production d'électricité bases sur la gazéification du charbon intégrée à un cycle combine. Paris : l'Ecole des Mines de Paris. P20 à 110.

Les rapports :

- Volumes d'installation de traitement et de recyclage de KRECHBA In Salah
 - Désacidification ; SUPPORT DE FORMATION Cours EXP-PR-PR140 ; TOTAL Révision 0.1
-