



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des sciences et de la technologie
Department de chimie industrielle

MÉMOIRE DE MASTER

Domaine : Sciences et Techniques

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie chimique

Réf. : Entrez la référence du document

Présenté et soutenu par :
MERABTI Salim

Le : samedi 6 juillet 2019

Optimisation des paramètres de fonctionnement d'une unité de décarbonatation du gaz naturel

Jury :

1-	MERZOUGUI Abdelkarim	MCA	Université de Biskra	Examineur
2-	BENDJAOUHDOU Chaouki	MCA	Université de Biskra	Encadreur
3-	BARKAT Djamel	Pr	Université de Biskra	Président

Remerciements

*Avant tout, mes remerciements et mes profondes
gratitudes vont à « Dieu », qui m'a donné le courage et la
force de mener à bien ce modeste travail.*

*Je tiens remercier mon encadreur Mr.
BENDJAOUHDOU CHAOUKI pour son aide, sa
disponibilité et ses conseils judicieux durant toute la
période de réalisation de ce mémoire.*

*Grand merci à « Mr. MAAMRI Fares » et « Mr.
ZERKOUN Bilal » de m'avoir aidé*

Merci « Mme HAIMER Siham ».

Je tiens aussi à remercier « Mr. SAKRI Adel ».

*Je remercie également les membres du jury pour accepter
de juger mon travail.*

*Je remercie tous les personnels du C.p.f de Rhourde-Nouss
et à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de
loin à la réalisation et la réussite de ce travail.*

Liste des tableaux

Tableau (II.1) : Les propriétés physiques et thermodynamique de CO ₂	11
Tableau (II.2) : Les avantages et les inconvénients des solvants.....	18
Tableau (IV.1) : Composition du gaz brut	38
Tableau (IV.2) : Résultats de la simulation de l'absorbeur	40
Tableau (IV.3) : Résultats de la simulation du régénérateur	40

Liste des figures

Figure (II.1) : Le dioxyde de carbone	10
Figure (II.2) : Différentes méthodes pour la capture du dioxyde de carbone	12
Figure (II.3) : Séparation par membrane. Schéma de principe	12
Figure (III.4) : Schéma de principe simplifié d'un procédé d'absorption/désorption de gaz acide par des solutions d'Alcanolamines.	21
Figure (III.1) : Situation géographique de la région Rhourde-Nouss	24
Figure (III.2) : Schéma Simplifié Du Phase A et B ; CSC ; CPF.	27
Figure (III.3) : Schéma bloc du C.P.F.	29
Figure (III.4) : Schéma du procédé simplifié CPF.	30
Figure (III.5) : Diagramme d'écoulement de procédé de l'unité de l'unité AGRU	35
Figure (IV.1) : Schéma de l'unité de décarbonatation	38
Figure (IV.2) : Schéma de procédé de décarbonatation (HYSYS)	39
Figure (IV.3) : Teneur de CO ₂ en fonction du débit d'amine.	42
Figure (IV.4) : Teneur de CO ₂ en fonction du Température d'amine	43
Figure (IV.5) : Consommation d'énergie en fonction du débit d'amine (condenseur)	44
Figure (IV.6) : Consommation d'énergie en fonction du débit d'amine (rebouilleur).....	44

Liste d'abréviations

CPF	Central processing facility
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz pétrol
PFD	Process Flow Digrams
CSC	Centre de separation et de compression
GPSA	Gas Processors Suppliers Association
CS₂	Disulfure de carbone
H₂CO₃	L'acide carbonique
H₂O	L'eau
N₂	Azote
MEA	Monoéthanolamine
DEA	Diethanolamine
MDEA	Methyldiethanolamine
DIPA	Diisopropanolamine
TEA	Triéthanolamine
TEG	Triethylene glycol
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PCI	Pouvoir calorifique inferieur
P	Pression; (bar)
T	Température; (°C)
MM S m³/J	Millions standard mètre cube par jour
MB	Moyen Pression
BP	Basse Pression
FEED	Gaz Naturel riche en CO ₂
GAZ doux	Gaz naturel pauvre en CO ₂
RCY-1	Recycleur

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Le gaz naturel.	
I. 1. Généralité sur le gaz naturel	4
I. 2. Composition du gaz naturel	4
I. 3. Les types de gaz naturel	5
I. 4. Le traitement de gaz	5
I. 5. Les procédés de traitement du gaz naturel	6
I. 6. Caractéristiques du gaz naturel	6
I. 7. Gaz naturel en Algérie	8
I. 8. 1. Généralité sur le condensat	8
I. 8. 2. Définition du condensât	8
Chapitre II : La décarbonatation du gaz naturel.	
II. 1. Introduction	10
II. 2. Le dioxyde de carbone	10
II. 3. Caractéristiques phy-chimiques du dioxyde de carbone CO ₂	11
II. 4. Méthodes utilisées pour la décarbonatation du gaz naturel	12
II. 4. 1. Décarbonatation du gaz naturel par membrane	12
II. 4. 2. Décarbonatation du gaz naturel par adsorption	13
II. 4. 3. Décarbonatation du gaz naturel par absorption	13
II. 5. Critères de choix du procédé	14
II. 6. Les alcanolamines	15
II. 6. 1. Les familles des amines	15
II. 6. 2. Comparaison des solvants	18
II. 6. 3. Choix de solvant alcanolamine	19
II. 7. Mécanismes cinétiques de réaction avec les alcanolamines	19
II. 7. 1. Pour une amine tertiaire	20

II. 7. 2.	Pour une amine primaire et secondaire	20
II. 8.	Procédé de la decarbonatation dans l'industrie gazière	21

Chapitre III : Traitement de gaz du champ Rhoude-Nouss

III. 1.	Situation géographique	24
III. 2.	Description des différents complexes de la région RNS	25
III. 3.	Présentation générale de CPF	28
III. 4	Descriptions de l'unité de décarbonatation.....	32
III. 4. 1.	But de l'unité de décarbonatation	32
III. 4. 2.	Entrée des gaz acides	32
III. 4. 3.	Absorbeur de CO ₂	32
III. 4. 4.	Ballon de Flash d'amine	32
III. 4. 5.	Échangeur de chaleur amine riche/pauvre	33
III. 4. 6.	Régénération d'amine	33
III. 4. 7.	Stockage d'amine	34

Chapitre IV : Modélisation & Simulation de l'unité de décarbonatation

IV. 1	Problématique	37
IV. 2	Description de l'unité de décarbonatation	38
IV. 3	Simulation et logiciel HYSYS	39
IV. 3. 1.	Définition de la simulation	39
IV. 3. 2.	Les étapes de simulation	39
IV. 3. 3.	Définition de logiciel HYSYS	39
IV. 3. 4.	L'utilisation de logiciel HYSYS	39
IV. 4.	Simulation de l'unité de décarbonatation et validation du modèle	40
IV. 4. 1.	La liste des composants	40
IV. 3. 2.	Choix du modèle thermodynamique	40
IV. 3. 3.	Le schéma PFD de l'unité	41
IV. 3. 4.	Validation de modèle	42

IV. 4.	Optimisation du l'unité de décarbonatation (cas actuel)	43
IV. 4. 1	Débit d'amine VS teneur en CO ₂	44
IV. 4. 2	Température d'amine VS la teneur en CO ₂	45
IV. 4. 3	La consommation énergétique	46
IV. 5.	Conclusion	47
	Conclusion générale	48

Bibliographies

Résumé

Introduction Générale

Le gaz naturel occupe la troisième place dans le classement des sources d'énergie les plus utilisées dans le monde après le pétrole et le charbon. Son importance réside dans le fait qu'il présente moins d'impacts environnementaux par rapport aux autres sources d'énergie. Néanmoins; le gaz naturel dans la nature est impur et se trouve contaminé d'où l'intérêt de son traitement.

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_2 , H_2S) ainsi que d'autres contaminants (eau, mercaptans...). L'objectif principal des différents procédés du traitement du gaz naturel sera donc d'éliminer ces impuretés.

La présence du gaz carbonique (CO_2) 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_2) dans les zones de liquéfaction du gaz naturel fonctionnant à des températures très basses. Le CO_2 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_2 est: **la Décarbonation**.

Dans ce cadre et afin de contribuer à l'étude et la compréhension du procédé de décarbonation du gaz naturel, on a effectué un stage pratique au sein d'une unité de décarbonation au champ gazier (SONATRACH-RNS) où le procédé de décarbonation est effectué en utilisant l'absorption chimique à l'aide d'une solution d'amine.

Le CPF de RNS est conçu pour traiter une charge nominale de $10^7 \text{SM}^3/\text{Jours}$ (janvier 2014) de gaz naturel provenant d'un gisement (non conventionnel), à une teneur élevée en CO_2 d'environ 9 % (molaire). L'objectif de l'unité de décarbonation dans le CPF est de réduire la teneur en CO_2 à une valeur inférieure à 2 %, soit la norme exigée en termes de qualité et des spécifications.

Le comportement de gisement non conventionnel est différent de celui de gisement conventionnel. Dans notre cas, la déplétion du gisement est considérable. Par conséquence une chute de débit du gaz brut traité jusqu'à $6 \times 10^6 \text{ SM}^3/\text{Jours}$ (Mai 2019) a été remarquée.

Cela exige la redéfinition des nouveaux paramètres adaptés avec les nouvelles conditions d'exploitation. notre travail consiste donc à étudier les différentes optimisations des procédés techniques d'exploitation et du traitement du gaz naturel en fonction des changements de la charge de celui-ci et cela au sein d'un gisement non conventionnel.

I. 1. Généralité sur le gaz naturel :

Le gaz naturel est un combustible fossile composé d'un mélange d'hydrocarbures présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. Dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualité écologique, prix compétitif. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport, la distribution.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH_4). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et la carbone, d'où son nom d'hydrocarbure.

Le gaz naturel est exploité pour la production de chaleur et d'électricité, ainsi que dans le cadre de processus industriels. Son usage s'est accru dans le contexte de prise de conscience environnementale de ces dernières décennies [1].

I. 2. Composition du gaz naturel :

Le constituant principal du gaz naturel est le méthane CH_4 et on peut le trouver en quantité extrêmement variable d'un gisement à un autre :

- ✓ Des hydrocarbures plus lourds que le méthane (de C_2 à C_8).
- ✓ Du dioxyde de soufre SO_2 .
- ✓ Du sulfure d'hydrogène appelé aussi gaz acide H_2S .
- ✓ Du dioxyde de carbone CO_2 .
- ✓ De l'azote N_2 .
- ✓ Parfois de petites quantités d'Hélium (He) et de Mercure (Hg) [2].

I. 3. Les types de gaz naturel :

La présence et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz selon les conditions de pression et de température dans le réservoir de gisement et en surface conduit, à distinguer :

A/ Le gaz sec : Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

B/ Le gaz humide : Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase liquide dans les conditions de surface et le gaz est moins concentré en méthane.

C/ Le gaz à condensât : Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase condensée riche en hydrocarbures lourds dans le réservoir.

D/ Le gaz associé : C'est un gaz de couverture qui coexiste avec la phase d'huile dans les réservoirs d'huile (Gisement de pétrole) [3].

➤ **NB :** le gaz existant au champ de Rhourde - Nouss est un gaz humide.

I. 4. Le traitement du gaz naturel :

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer partiellement ou totalement les constituants présents à la sortie du puits, tel que l'eau, les gaz acides et les hydrocarbures lourds. Ce traitement a pour but d'amener le gaz à des spécifications commerciales ou de transports bien définis.

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

- H₂S: toxique et corrosif.
- CO₂ : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Hg : corrosif dans certains cas.
- H₂O : conduisant à la formation des hydrates.
- Les hydrocarbures lourds : condensant dans les réseaux de transport.
- N₂ : de valeur thermique nulle [4].

I.5 Procédé de traitement :

Les deux procédés les plus utilisés sont : le procédé HUDSON et le procédé PRITCHARD.

I.5. 1. Procédé PRITCHARD :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant, pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de (-23°C).

I.5. 2. Procédé HUDSON :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et complété par une détente à travers un TURBO-EXPANDER, qui permet d'atteindre un niveau de température inférieur à -43°C .

Le procédé HUDSON est très performant, il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

I. 5. 3. Procédés mixtes :

Ils sont les plus performants car ils utilisent le Turbo-Expander, la vanne Joule Thomson et la Boucle de propane, où l'on atteint les ($- 66^{\circ}\text{C}$).

Les procédés mixtes sont plus performants du fait qu'ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides [3].

N.B : le procédé mis en œuvre pour le champ de RNS est le procédé HUDSON.

I. 6 Caractéristiques du gaz naturel :

Le gaz naturel est incolore, inodore, insipide, sans forme particulière et plus léger que l'air. Il se présente sous sa forme gazeuse au-delà de -161°C . Pour des raisons de sécurité, un parfum chimique, le mercaptan, qui lui donne une odeur d'œuf pourri, lui est souvent ajouté afin de permettre de détecter une fuite de gaz éventuelle. Bien que la composition du gaz naturel varie, son composant principal est le méthane (au moins 90%). Il possède une structure d'hydrocarbure simple, composé d'un atome de carbone et de quatre atomes d'hydrogène (CH_4). Le méthane est extrêmement inflammable. Il brûle facilement et presque totalement et n'émet qu'une faible pollution. Le gaz naturel n'est ni corrosif, ni toxique, sa température de combustion est élevée et il possède un intervalle restreint d'inflammabilité, ce

qui en fait un combustible fossile sûr comparé à d'autres sources d'énergie. En outre, en raison de sa densité de 0,60, inférieure à celle de l'air (1,00), le gaz naturel a tendance à s'élever et peut, par conséquent, disparaître facilement du site où il se trouve par n'importe quelle fissure. [3].

Au stade final de son exploitation le gaz naturel a les caractéristiques suivantes :

a) la masse volumique :

– C'est la masse de l'unité de volume du gaz exprimé en Kg / m³, elle est fonction de la température et de la pression, en d'hors des conditions spécifiées on se réfère à des conditions dites normales ou standards :

- Condition normale : T = 0°C, P = 1atm.
- Condition standard : T = 15°C, P = 1atm.

b) La densité :

Elle est définie pour un gaz comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans des conditions bien déterminées de température et de pression, comme elle peut être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir à partir de sa composition chimique en utilisant la relation :

$$\boxed{\text{Densité du gaz} = \text{masse moléculaire} / 28.966}$$

c) Pouvoir calorifique :

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence, le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en Joules / m³. On distingue deux pouvoirs calorifiques :

1. Pouvoir calorifique supérieur PCS :

Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant à l'état liquide.

2. Pouvoir calorifique inférieur PCI :

Il correspond à la combustion dans laquelle l'eau reste à l'état vapeur ; le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur latente de vaporisation de l'eau [3].

I. 7. Gaz naturel en Algérie :

L'agence internationale de l'énergie classait l'Algérie au dixième rang mondial des producteurs de gaz naturel en 2015 avec 2,3 % de la production mondiale et au sixième rang mondial des exportateurs de gaz naturel avec 5,3 % du total mondial.

Les réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie étaient estimées par BP à 4500 milliards de m³ fin 2015, soit 54 années de production au rythme de 2015. Ces réserves classaient l'Algérie au 10e rang mondial avec 2,4 % du total mondial, et au 2e rang en Afrique derrière le Nigeria.

En 2015, l'Algérie a produit 83 milliards de m³ de gaz naturel, soit 74,7 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole), en baisse de 0,4 % (-6 % depuis 2005). Elle se classe au 9eme rang mondial avec 2,3 % de la production mondiale et au 1er rang en Afrique [7].

I. 8. GENERALITE SUR LE CONDENSAT

I. 8. 1 Définition du condensât :

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de l'i-C₅H₁₂ jusqu'au C₁₂H₂₆ et plus. Généralement extrait des gisements du gaz à condensât, il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression

I. 8.2 Utilisation du condensât dans le raffinage :

Le condensât est utilisé dans la production des carburants notamment les essences. Le prix de revient est plus bas que les essences produites à partir du pétrole brut car la séparation et la transformation du condensât sont moins coûteuses, et sa composition chimique riche en élément légers.

Il est utilisé dans le procédé d'isomérisation pour produire l'essence « isomérisat » en transformant les paraffines en isoparaffines qui ont un haut indice d'octane (NO), utilisé également dans le reforming catalytique [7].

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.

L'expression " traitement des gaz acides" employée dans l'industrie du gaz naturel, désigne les procédés grâce auxquels les constituants gazeux acides CO₂ et H₂S sont éliminés du gaz naturel dans le but de répondre aux conditions spécifiées du produit

L'élimination totale ou partielle de ces constituants se classe également dans le domaine du traitement des gaz acides. Le choix du procédé de traitement des gaz acides est très important, car il a une influence considérable sur l'investissement initial et les coûts d'exploitation.

II. 2. Le dioxyde de carbone :

Le dioxyde de carbone, communément appelé gaz carbonique ou anhydride carbonique, est un composé chimique composé d'un atome de carbone et de deux atomes d'oxygène et dont la formule brute est CO₂. Dans les conditions normales de température et de pression, le dioxyde de carbone est un gaz incolore, inodore et à la saveur piquante, il est présent dans l'atmosphère dans une proportion approximativement égale à 0.0375 % en volume, au début du XXI^e siècle soit 375 ppm (parties par million en volume). En 2009, cette proportion a atteint 386 ppm.

Le dioxyde de carbone est l'un des principaux gaz à effet de serre. L'excès de CO₂ dans l'atmosphère est l'une des principales causes du réchauffement climatique [4].

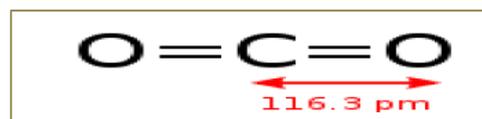


Figure (II.1): Le dioxyde de carbone.

II. 3.Caractéristiques physico-chimiques du dioxyde de carbone CO₂

Les Caractéristiques dioxyde de carbone sont montrées dans le tableau suivant :

Tableau (II.1) : Les propriétés physique et thermodynamique de CO₂ [4] :

	Propriétés	Valeurs
Générales	<ul style="list-style-type: none"> • Nom IUPAC • Numéro CAS • Apparence 	Dioxyde de carbone <ul style="list-style-type: none"> ▪ 124-38-9 ▪ Gaz incolore
Physiques	<ul style="list-style-type: none"> • Masse moléculaire • Température de fusion • Température de vaporisation • Solubilité • Densité • Viscosité dynamique • Température critique • Pression critique • Point triple • Chaleur latente de vaporisation(0°C) • Chaleur latente de vaporization (-16.7°C) • Chaleur latente de vaporisation (-28.9°C) • Chaleur latente de fusion (à -56,6°C) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 44,01 g/mol ▪ -78,5 °C (195 °K) ▪ -57 °C (216 °K) ▪ 1,45 kg/m³ ▪ 1,87 kg/m³(298°K1,013bar) plus dense que l'air ▪ 0.07 Cp à -78 °C ▪ 31,1°C ▪ 7,4 MPa ▪ -56,6°C à 519 kPa ▪ 234,5 kJ/kg ▪ 276,8 kJ/kg ▪ 301.7 kJ/kg ▪ 199 kJ/kg
Thermochimique	<ul style="list-style-type: none"> • $\Delta_f H^\circ_{\text{gaz}}$ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ -393,5 kJ/mol

En plus, Le CO₂ se dissout dans l'eau et forme avec elle de l'acide carbonique (H₂CO₃). A partir d'une certaine concentration dans l'air, le CO₂ s'avère dangereux voire mortel .

II. 4. Méthodes utilisées pour la décarbonatation du gaz naturel :

Différents types sont proposés pour la décarbonatation du gaz naturel. Les plus importants sont : la décarbonatation par absorption, par adsorption et par membranes. La décarbonatation à absorption est le plus rencontré dans l'industrie à cause de leur maturité comparée aux autres types [5].



Figure (II.2) : Différentes méthodes pour la capture du dioxyde de carbone .

II. 4. 1. Décarbonatation du gaz naturel par membrane :

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.

Le schéma de principe d'une opération de séparation par membrane est représenté sur la figure (II.3). 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 [3].

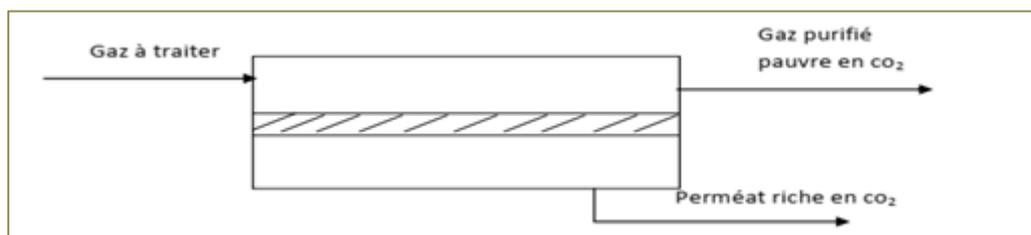


Figure (II.3) : Séparation par membrane. Schéma de principe

II. 4. 2. Décarbonatation du gaz naturel par 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 dernier est retiré au cours de la régénération par l'écoulement du gaz non corrosif chaud à travers le lit. Parmi les procédés d'adsorption; 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 molécule de gaz polaire comme H₂S forme une liaison ionique faible avec le site actif [5].

II. 4. 3. Décarbonatation par absorption :

Plusieurs techniques de séparation des gaz acides sont utilisées dans l'industrie. L'une des principales est la captation par absorption dans une phase liquide. Trois grandes familles de procédés peuvent être recensées: l'absorption chimique, l'absorption physique et la combinaison des deux procédés.

❖ **Rappel théorique sur l'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 des installations avec une grande dépense d'énergie.

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.

A/ Absorption physique :

Cette technique de lavage est basée sur la capacité de solvants organiques à solubiliser préférentiellement les gaz acides par rapport aux autres entités présentes dans l'effluent gazeux. Le procédé d'absorption physique peut être considéré comme une alternative intéressante de procédés utilisant des amines. Le schéma de principe est quasiment le même que pour les solvants chimiques. Ce type de procédé est utilisé généralement dans le cas où :

- ✓ La pression partielle des gaz acides dans le flux d'entrée est assez élevée (supérieure à 3,5 bars)
- ✓ La concentration des hydrocarbures lourds dans le gaz est faible
- ✓ L'élimination d'une grande quantité du gaz acide est nécessaire

Ce type de procédé est très attrayant à cause de la très faible quantité d'énergie nécessaire pour la régénération.[5].

B/ Absorption chimique :

Dans l'industrie du traitement des gaz acides, l'absorption chimique permet l'élimination des composés acides par réaction avec une entité basique présente dans le solvant.

Les solvants chimiques communément utilisés pour décarbonatation du CO₂ sont des solutions aqueuses d'amines. Les amines les plus utilisées sont les alcanolamines[3].

II. 5. Critères de choix du procédé :

On a choisi la décarbonatation par absorption chimique pour les raisons suivantes :

- ✓ Le débit du gaz à traiter, dans l'industrie les débits traités sont important.
- ✓ La présence des impuretés et les hydrocarbures lourds dans le gaz naturel ; les amines sont considérés les plus recommandées dans ce cas
- ✓ Les coûts d'investissement et d'exploitation relativement faibles par rapport aux autres procédés.
- ✓ Les amines sont les moins corrosifs parmi les absorbants utilisés, ils sont parfois utilisés comme des inhibiteurs de corrosion ;
- ✓ Les amines peuvent traiter le gaz naturel jusqu'à des très faibles teneurs en CO₂.

II. 6. Les alcanolamines :

Parmi les solvants chimiques, les solutions d'alcanolamines sont les plus utilisées dans les procédés d'absorption des gaz acides. Le gaz réagit chimiquement avec l'absorbant liquide pour former des complexes plus ou moins liés. La structure moléculaire des alcanolamines contient au moins un groupement hydroxyle (-OH) et un groupement amine (-N).

Le groupement hydroxyle augmente la solubilité dans l'eau et diminue la pression de vapeur de la solution aqueuse et le groupement amine fournit l'alcalinité nécessaire en solution aqueuse pour assurer l'absorption des gaz acides CO₂ et H₂S.

Le groupement amine assure la basicité de la solution nécessaire à la réaction avec les gaz acides. Ces amines sont classées suivant le degré de substitution de leur atome d'azote.

II. 6. 1. Les familles des amines :

Les amines peuvent être classées en trois grandes familles : les amines primaires, secondaires et les tertiaires [6].

A. Les amines primaires :

La monoéthanolamine (MEA) et la diglycolamine (DGA). Ce sont des amines très réactives avec les gaz acides et qui permettent l'obtention des teneurs faibles de l'ordre de PPM. Cependant, leur capacité d'absorption du CO₂ est relativement faible. L'absorption d'une mole de CO₂ nécessite deux moles d'amine car le carbamate formé par la réaction entre le CO₂ et l'amine est très stable.

Un carbamate est un ion contenant un groupement COO⁻. Ce carbamate n'est donc que peu hydrolysé sous forme de bicarbonate.

De plus l'utilisation de ces amines entraîne des problèmes de corrosion et de dégradation. En ce qui concerne la MEA, il y a une réaction irréversible avec le COS, CS₂ et les mercaptans dégradant encore la capacité d'absorption. Un solvant à base de MEA est aussi très corrosif, notamment lorsque la concentration en amine est supérieure à 20 % massique et que le taux de charge en gaz acides est élevé.

Le taux de charge représente le rapport entre la quantité de gaz acides dissous dans le solvant et le nombre de mole d'amine.

Il existe cependant des inhibiteurs de corrosion permettant l'utilisation d'une solution aqueuse contenant jusqu'au 30 % massique de MEA.

A. 1. Propriétés physiques : la monoéthanolamine est un liquide incolore, de faible odeur ammoniacale. Elle est soluble dans l'eau et dans nombreux solvants organiques.

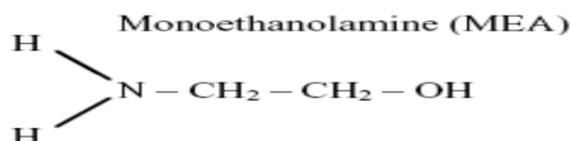
- Masse molaire : 61,08 g/mol.
- Point de fusion : 10,5°C.
- Point d'ébullition : 170,5°C sous 1 bar.
- Densité : 1.015 – 1,020 g/cm³.
- Tension de vapeur : 0,5 mbar à 20°C et 7.86 mbar à 40°C.
- Point d'éclair : 93°C en coupelle ouverte.

A. 2. Propriétés chimiques : La MEA comprend un groupe hydroxyle (OH-) qui sert à réduire la tension de vapeur et augmenter la solubilité dans l'eau et un groupe aminé qui donne au composé les caractéristiques d'élimination du CO₂. La MEA s'oxyde lentement sous l'action de l'air en se colorant en jaune ou en brun.

Elle présente les réactions caractéristiques des amines et des alcools et peut réagir vivement avec les produits oxydants. Avec les acides, il se produit un échauffement.

Certains métaux sont attaqués par la MEA, notamment les suivants : cuivre et ses alliages, fer, aluminium, alliages légers.

Formule chimique : **NH₂- CH₂ - CH₂ – OH**



B. Les amines secondaires : La diéthanolamine (DEA) et la diisopropanolamine (DIPA). Elles sont moins réactives que des amines primaires et ne sont donc à utiliser que pour des objectifs moins exigeants en termes de pureté. La dégradation avec le COS et le CS₂ est aussi moindre que pour les amines primaires. La tension de vapeur de la DEA est assez faible, limitant les pertes par évaporation. Par contre, il existe

plusieurs réactions irréversibles avec le CO₂, formant des produits de dégradation corrosifs.

La DEA est de même domaine d'application que la MEA, tel que le débit de circulation plus faible et consommation moindre d'énergie.

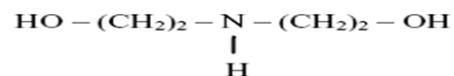
B. 1 Propriétés physiques : La diéthanolamine est un liquide incolore d'odeur ammoniacale. Elle est soluble dans l'eau et dans nombreux solvants organiques.

- Masse molaire : 105,135 g/mol.
- Point de fusion : 28°C.
- Point d'ébullition : 269°C.
- Masse volumique 1,10 g·cm⁻³ à 20 °C.
- Point d'éclair : 138°C en coupelle ouverte.

B. 2 Propriétés chimiques : La DEA est similaire à la MEA mais doit être préférée en cas de présence de COS (le sulfure de carbonyle) dans le gaz de la charge.

Formule chimique : **HO - CH₂ - CH₂ - NH - CH₂ - CH₂ - OH**

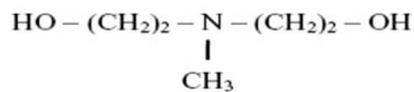
Diéthanolamine (DEA)



C. Les amines tertiaires :

La méthyl-diéthanolamine (MDEA) et la Triéthanolamine (TEA). Ces amines sont encore moins réactives que les amines secondaires mais leur capacité d'absorption est plus grande. Pour une solution aqueuse de MDEA, il faut une mole d'amine pour absorber une mole de CO₂.

Méthyl-diéthanolamine (MDEA)



C. 1 Propriétés chimiques : La MDEA comprend un groupe hydroxyle (OH-) qui sert à réduire en plus la tension de vapeur et augmenter la solubilité dans l'eau et un groupe aminé qui donne au composé les caractéristiques d'élimination du CO₂.

La MDEA présente les réactions caractéristiques des amines et des alcools et peut réagir vivement avec les produits oxydants. Avec les acides, il produit une réaction exothermique. La MDEA est un solvant qui n'est pas très corrosif.

C. 2 Propriétés physiques :

- Masse moléculaire 129.84
- Densité 0.904
- Intervalle d'ébullition (à 1 atm) 100°-243° C
- Solubilité dans l'eau complète
- Viscosité cinématique à 23 C 7(mm²/s)
- Point d'éclair (°C) 137°C

II. 7. Comparaison des solvants :

Tableau (II.2): Les avantages et les inconvénients des solvants [5]

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

II. 7. 1. Choix de solvant alcanolamine :

Le choix d'une amine lors du traitement du gaz dépend essentiellement du débit du gaz à traiter ainsi que des coûts de fonctionnement. En effet, l'étape de la régénération des amines nécessite un apport énergétique important.

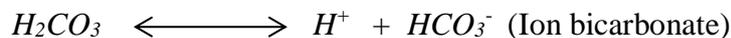
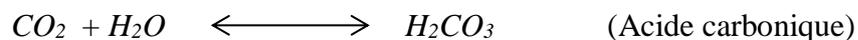
Une fois qu'une solution d'alcanolamine a été identifiée comme étant choix, la sélection de la solution de procédé appropriée dépend surtout des points suivants :

- La teneur de CO₂ dans le gaz brut à traiter (si la teneur est faible une amine primaire est suffisante, si la teneur est élevée une amine tertiaire est nécessaire) ;
- Pression et température du gaz à traité ;
- Présence des hydrocarbures lourds et impuretés (COS et mercaptants) dans la composition du gaz brut ;
- la viscosité, puisqu'un solvant moins visqueux est préféré dans le but d'éviter l'engorgement et la chute de pression dans le dispositif de pompage.
- la corrosivité, afin d'éviter des matériaux très chers [6].

II. 8. Mécanismes cinétiques de réaction de CO₂ avec les alcanolamines :

La réaction de l'amine avec le CO₂ dépend de la famille de l'amine; soit primaire, secondaire ou tertiaire.

A/ Pour une amine tertiaire : le schéma des réactions est le suivant :



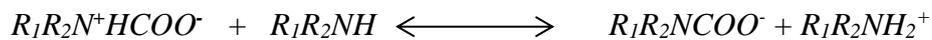
D'où la réaction bilan :



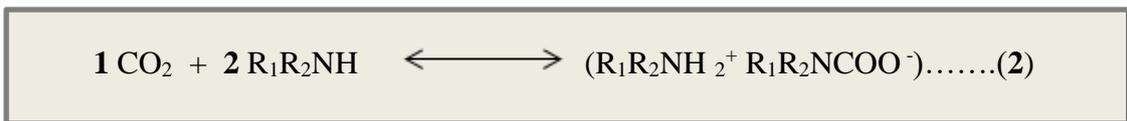
Lorsqu'il est dissout dans l'eau, le CO₂ s'hydrolyse et forme l'acide carbonique, qui se dissocie lentement en bicarbonates. Le proton formé s'engage dans une réaction acide-base avec l'amine pour donner finalement la réaction bilan (1)

B/ Dans le cas d'une amine primaire et secondaire :

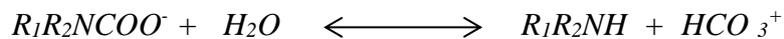
Le CO₂ réagit avec une molécule d'amine pour former un zwitterion intermédiaire, qui à son tour réagit avec une seconde molécule d'amine pour former le sel d'amine et l'espèce carbamate.



D'où la réaction bilan :



L'ion carbamate peut s'hydrolyser selon la réaction :



Comme elles ont également un caractère basique, en plus de la formation des carbamates, les amines primaires et secondaires peuvent réagir avec le CO₂ par réaction acide/base comme dans le cas des amines tertiaires. Dans tous les cas les ions HCO₃⁻ peuvent se dissocier pour former l'espèce carbonate :



Nous pouvons observer que la molécule d'eau est engagée dans la réaction bilan (1) des amines tertiaires, contrairement aux amines primaires et secondaires.

La vitesse de réaction du CO₂ via la formation du carbamate est beaucoup plus rapide que la réaction d'hydrolyse du CO₂ précédant la protonation de l'amine tertiaire. La cinétique d'absorption est donc généralement plus favorable pour les amines primaires ou secondaires.

Cependant, l'avantage des amines tertiaires est que l'équilibre d'absorption est inversé dans la régénération avec une consommation énergétique moindre que dans le

cas des amines primaires ou secondaire ; puisque les carbamates, sont plus stables thermiquement que les bicarbonates.

Enfin la stœchiométrie amine-CO₂ dans un rapport 1/1 fait que les amines tertiaires possèdent un potentiel d'absorption du CO₂ plus important que les amines primaires et secondaires dont la capacité d'absorption est inférieure à l'unité [6].

II. 9. Procédé du lavage des gaz acides par des solutions aqueuses d'amines :

La figure (II.4) ci-dessous représente le schéma simplifié d'une opération d'élimination des gaz acides par des solutions aqueuses d'alcanolamines.

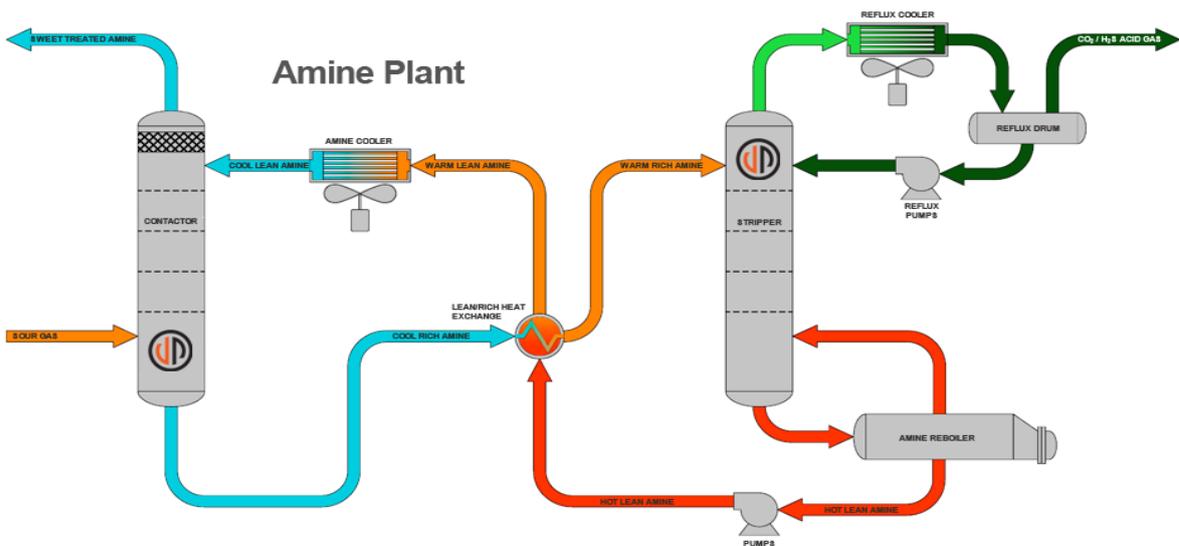


Figure (II.4): Schéma de principe simplifié d'un procédé d'absorption/désorption de gaz acide par des solutions d'Alcanolamines.

Sur cette figure, on reconnaît l'étape d'absorption, où le courant gazeux chargé en gaz acide à traiter est introduit en bas de la colonne et est mis en contact à contre courant avec la solution d'amine.

Une fois que la solution d'amine est chargée en gaz acides (Amine riche) , elle passe à travers d'un échangeur de chaleur afin d'augmenter sa température avant d'être introduite en haut de la colonne de régénération. Dans cette dernière, la

solution est mise en contact à contre courant avec de la vapeur d'eau produite dans le rebouilleur à une pression réduite. L'énergie apportée par la vapeur d'eau lors du contact avec la solution permet alors de déplacer les réactions dans le sens de la désorption des gaz acides. La solution d'alcanolamine récupérée est refroidie avant d'être réintroduite en tête de la colonne d'absorption.

L'absorbeur fonctionne à haute pression et basse température et 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 [6].

III.1. Situation géographique :

La région de Rhourde-Nouss fait partie de la Willaya d'Illizi. Elle est située à 350 Km au Sud/Sud est de Ouargla à 1200 Km au Sud/Sud est d'ALGER et à 270 Km au Sud/Sud est de Hassi Messaoud. La direction régionale de Rhourde-Nouss se trouve à la lisière de l'ERG Oriental avec une alternance de Hamada (ou Gassi) et d'ERG (ou Siouf) de direction généralement Nord/Sud.

- ✓ L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer.
- ✓ Son climat est désertique (sec avec un très faible taux d'humidité).
- ✓ Ecart important de température entre l'hiver et l'été (-5°C à 50°C).
- ✓ Elle enregistre une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an).
- ✓ Fréquence importante des vents de sable.

La région de Rhourde-Nouss est composée de plusieurs champs (Gisements) sur un rayon de 100 Km par rapport au siège de la direction régionale qui est située dans le champ de Rhourde-Nouss centre.

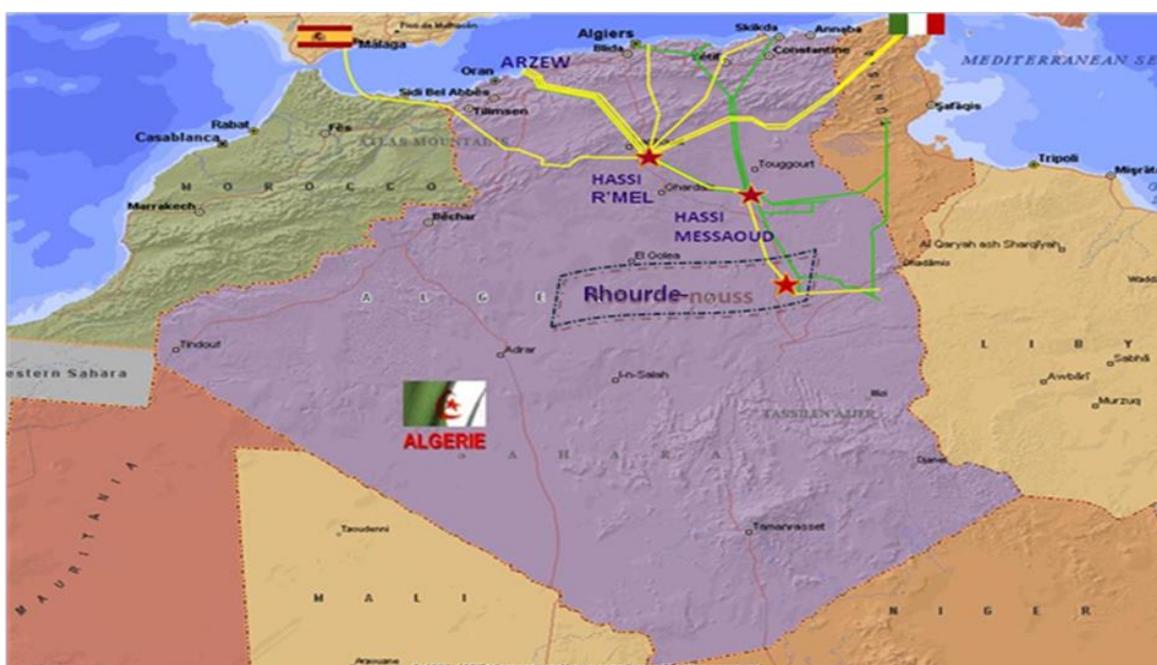


Figure (III.1) : Situation géographique de la région Rhourde- Nouss.

III. 2 Présentation des différents complexes de la région :

La région de Rhourde-Nouss est à vocation principalement gazière. Elle est dotée de :

- ✓ **La phase A** : Production de 50 million Sm³/j de gaz.
- ✓ **La phase B**: Traitement de 30 million Sm³/j de gaz naturel pour récupérer le GPL, et les traces du condensât.
- ✓ **CSC** : Un centre de compression et de séparation pour la production d'huile.
- ✓ **CPF (Quartzite de Hamra)** : Traitement de 10 million Sm³/j de gaz.

III. 2. 1. La phase A :

Le complexe de la phase A est composé de quatre trains identique, qui font la séparation et le traitement du gaz brut venant des puits producteurs, chacun comporte un ensemble d'équipements (ballons séparateur, échangeurs, sécheurs) dans le but de :

Réaliser une bonne séparation afin de récupérer le maximum du condensât (C5+), assurer la compression du gaz (partie HP) vers la phase B et le recyclage du gaz sec traité (C1 et C2) vers la réinjection et l'expédition. Le cinquième train (U-70) fait seulement le traitement du gaz brut. L'usine existante traite actuellement une charge de 43 million Sm³/j de gaz brut avec une production de 2600 t/j du condensât.

III. 2. 2. Phase B (G.P.L) :

Les installations de cette usine sont conçues pour récupérer le GPL contenus dans le gaz de vente produit par l'usine (phase A).

Le GPL produit est envoyé dans un pipeline vers HAOUDH ELHAMRA (HEH), le condensat résultant du fractionnement est renvoyé vers stockage dans la phase A, et le gaz résiduaire est aussi renvoyé aux installations de la phase A pour être dirigé vers la vente ou la réinjection.

III. 2. 3. C.S.C (Centre de Séparation et de Compression) :

Le centre de séparation et de compression (CSC) a pour but de séparer l'huile, l'eau et le gaz provenant des 33 puits. Ils sont regroupés suivant leur niveau de pression et sont connectés à trois séparateurs pour séparer le gaz et le condensat. Les gaz provenant de la ligne de tête des trois séparateurs de différentes pressions (MP, BP, TBP) sont comprimés dans le système de compression pour obtenir la pression de batterie à l'usine de gaz Rhourde Nouss, qui est de 83 bars où ils sont acheminés. Les bruts récupérés au séparateur TBP sont expédiés

au dessaleur de brut, et puis sont envoyé vers la colonne de stabilisation ; après le traitement, le brut dessalé et stabilisé provenant de la colonne est stocké dans le bac de stockage de brut avant son expédition vers HAOUDH ELHAMRA (HEH).. L'objectif prioritaire de cette installation est la production d'huile.

La capacité journalière du (CSC) d'après le design est de 1000 m³/jour pour le brut et de 8.7 MMSCMD pour le gaz.

III. 2. 4. C.P.F (Central Processing Facility) :

La nouvelle installation de traitement de Quartzite de Hamra (QH) est conçue pour traiter 11 millions Sm³/jour de gaz (base sèche) provenant de 33 puits de production dans quatre (4) champs, dans la région de Rhourde-Nouss. L'usine a une production nominale de 10 millions Sm³/jour et produit du gaz résiduaire sec ayant un pouvoir calorifique supérieur (PCS) entre 9 800 et 9 900 Kcal/Sm³ et un contenu de CO₂ inférieur à 2,0 % molaire.

- Le gaz d'exportation est envoyé vers le gazoduc GR4 du réseau de transport
- Condensat non stabilisé à diriger vers la phase A.
- Gaz (associé) lourd à diriger vers la phase A.
- Le dioxyde de carbone CO₂ dirigé vers l'incinérateur.

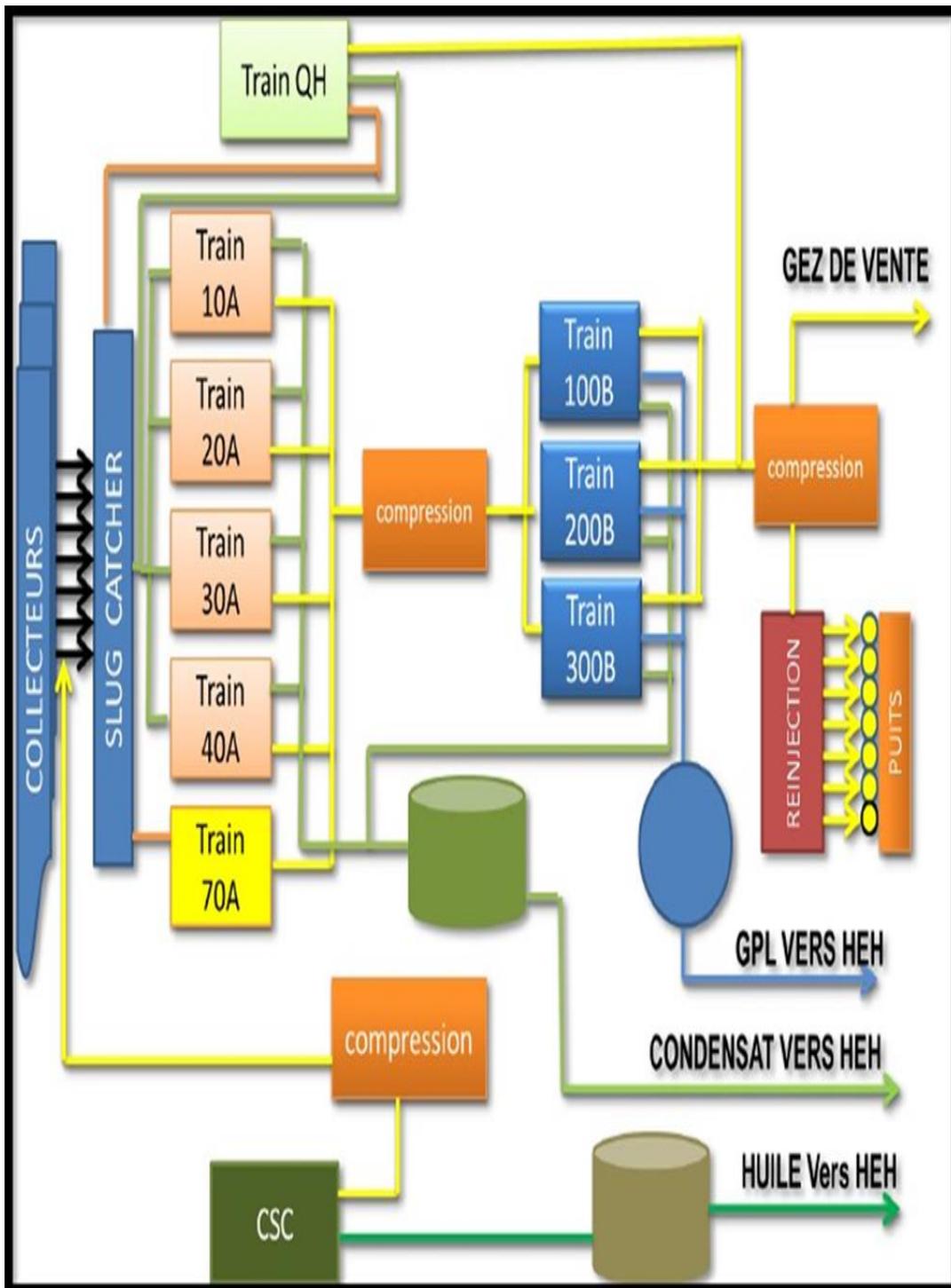


Figure (III.2): Schéma simplifié du phase A et B ; CSC ; CPF.

III. 3. Description générale de CPF(QH) [8] :

La nouvelle installation de traitement de Quartzite de Hamra (QH) est conçue pour traiter 11 millions Sm³/jour de gaz (base sèche) provenant de 33 puits de production dans quatre (4) champs, dans la région de Rhourde Nouss. L'usine a une production nominale de 10 millions Sm³/jour et produit du gaz résiduaire sec ayant un Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) entre 9 800 et 9 900 Kcal/Sm³ et un contenu de CO₂ inférieur à 2,0 % molaire. Le gaz d'exportation est envoyé vers le gazoduc GR4 du réseau de transport TRC.

Le mélange multiphasique de gaz, condensat et eau entre dans le slug catcher de l'usine à une pression opérationnelle normale d'environ 40 barg, à une température d'environ 50 °C et contenant jusqu'à 8,6 % molaire de CO₂. Dans le slug-catcher, le gaz est séparé du condensat et de l'eau libre.

À l'intérieur de l'installation de traitement, le gaz est comprimé par des compresseurs booster (2 x 50%) jusqu'à 85 barg et passe à travers une unité de décarbonatation (Acid Gas Removal Unit ou AGRU) afin de réduire le contenu de CO₂ à moins de 2,0 % molaire.

Le gaz sortant de l'unité AGRU, qui est saturé en eau, passe à travers une unité de déshydratation sur tamis moléculaires afin de réduire son humidité à moins de 1,0 ppmv.

Le gaz sec passe ensuite à travers une unité d'expansion où le condensat du gaz est séparé grâce à l'effet de refroidissement causée par l'expansion isentropique. Ce processus permet de corriger, selon les besoins, le pouvoir calorifique du gaz. Après cela, le gaz décarbonaté sec est comprimé à 96 barg et refroidi à 60°C avant d'être mélangé au gaz de retour de l'usine GPL. Le gaz sortant de la nouvelle installation de traitement, soit 8,6 millions Sm³/jour, est mélangé avec le gaz d'exportation produit dans les installations existantes de Rhourde Nouss, soit 49 millions Sm³/jour aux conditions de conception. Une partie du mélange, soit 34 millions Sm³/jour, est envoyé vers le gazoduc GR4 du réseau national par un nouveau pipeline d'expédition. Ce nouveau pipeline de 28" comprend une station de comptage fiscale.

Le CO₂ extrait du gaz par l'unité de décarbonatation est envoyée avec le BTEX vers l'incinérateur pour la combustion de BTEX avec CO₂ à 900°C puis vers l'atmosphère,

Le condensat instable, à un débit de conception de 145 m³/h (110 m³/h nominal aux conditions d'opérations), est récupéré du gaz humide entrant dans l'usine et est déshydraté à moins de 0,1 % volume avant d'être envoyé aux installations existantes de l'usine Phase A pour stabilisation.

Les eaux huileuses produites sont envoyées vers une unité de traitement pour être traitées conformément aux exigences de qualité de SONATRACH, soit moins de 10 mg/L d'huile libre et d'huile en suspension dans l'eau, avant d'être envoyées dans un bassin d'évaporation. La capacité de traitement est de 500 m³/jour.

L'unité de traitement de gaz de Rhourde Nouss indiqué par CPF (Central Processing Facility). Le CPF est subdivisé en six (6) sections :

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

Schéma bloc du C.P.F :

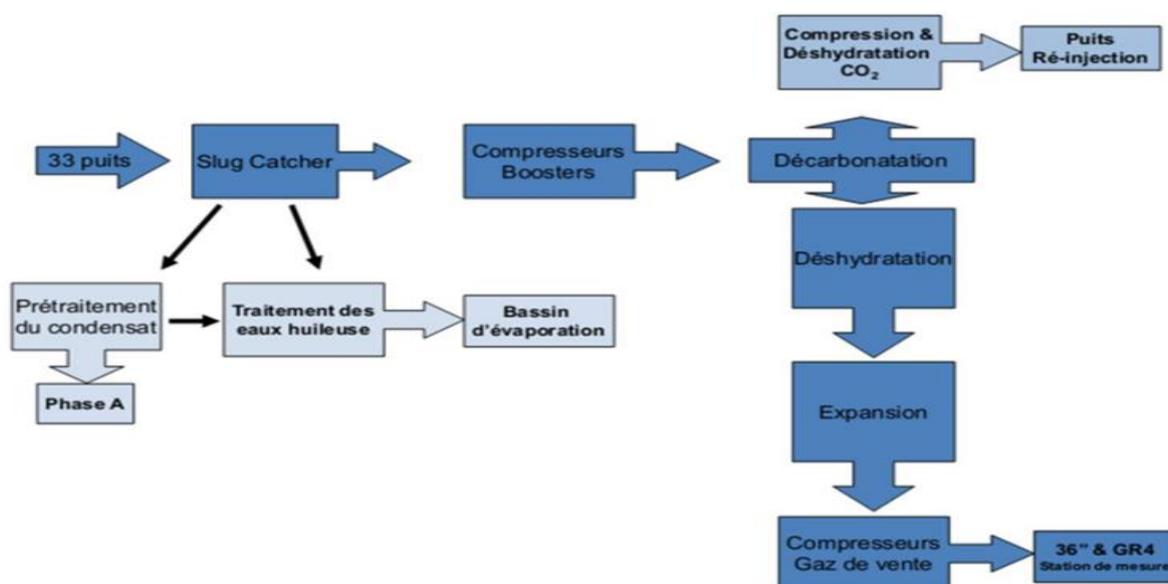


Figure (III.3) : Schéma bloc du C.P.F [8].

Schéma du procédé simplifié CPF :

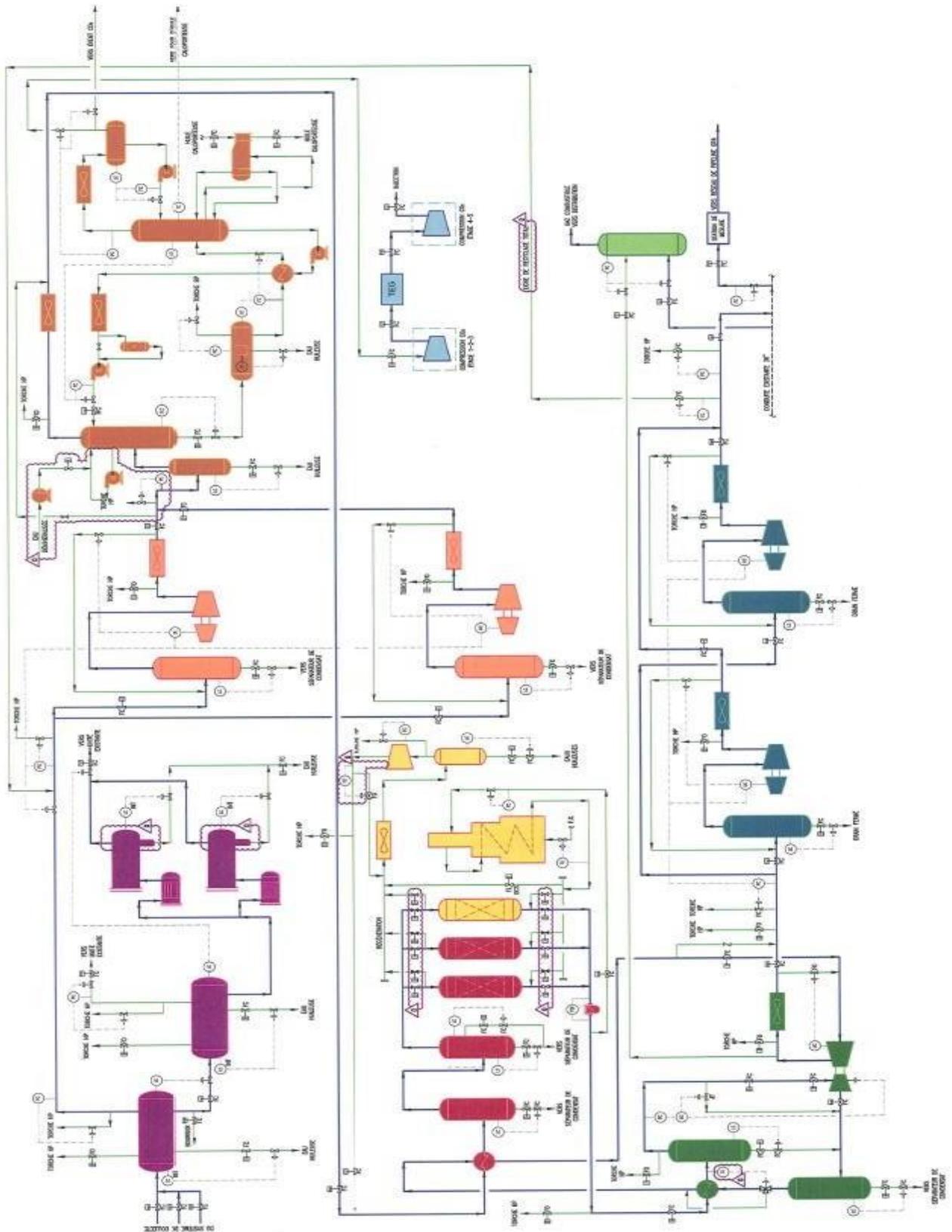


Figure (III.4) : Schéma du procédé simplifié CPF [8].

III. 4 Description de l'unité de décarbonatation :

III. 4. 1. Le but de l'unité de décarbonatation :

Le but de l'unité de décarbonatation est de réduire la quantité de dioxyde de carbone (CO_2) du gaz d'alimentation de 9 % molaire à la spécification final 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_2 est éliminé de la solution d'amine [8].

III. 4. 2. Entrée des gaz acides :

Les gaz acides entrent dans le séparateur de l'entrée de l'unité de décarbonatation à une pression de 82 barg et une température 55 °C puis acheminés vers l'absorbeur de CO_2 . Dans le séparateur, les traces de liquides présents dans le courant du gaz sont séparées et envoyées dans le système de traitement des eaux huileuses.

III. 4. 3. Absorbeur de CO_2 :

Les gaz acides sont véhiculés en bas de la colonne d'absorption (G64-C A-28-01) où ils entrent en contact à contrecourant à travers 18 plateaux à clapets avec une solution d'amine pauvre qui entre en haut de la colonne. Les gaz décarbonatés (gaz doux) sortant du haut de l'absorbeur, ayant une teneur inférieure à 2 % molaire de CO_2 et étant saturé d'eau, sont refroidis de 73°C à 60°C par une batterie d'aéros-refroidisseurs du gaz décarbonaté (G64 - GC-28-03A/B), ensuite acheminés vers le système de déshydratation de gaz.

Le gaz doux est plus chaud que le gaz acide entrant dans l'absorbeur dû au fait que l'absorption du CO_2 par l'amine est une réaction exothermique.

Afin de minimiser les pertes d'amine dans les gaz doux sortant de la colonne, la partie supérieure de l'absorbeur est pourvue d'un système de lavage avec une eau déminéralisée qui est recirculée continuellement par des pompes d'eau de lavage.

III. 4. 4. Ballon de flash d'amine :

Dû au fait que l'absorption du CO_2 par la solution d'amine est un processus exothermique, la température de l'amine riche (saturée en CO_2) qui sort du fond de la colonne est plus chaude que l'amine pauvre.

L'amine riche qui provient de l'absorbeur de CO₂ à 80 °C est acheminée vers le Ballon de flash d'amine riche afin d'enlever une partie de CO₂ et les hydrocarbures légers en réduisant la pression de l'amine riche du 82 barg jusqu'à 4.8 barg.

Le ballon de flash est équipé d'une écumoire qui permet le drainage d'une couche d'hydrocarbures, qui peut apparaître pendant le fonctionnement normal. Ce drainage se fait vers le système des eaux huileuses.

III. 4. 5. Échangeur de chaleur amine riche/pauvre :

L'amine riche, à 80°C et provenant du ballon de flash passe à travers les tubes des Échangeurs de chaleur amine pauvre/riche pour le préchauffer jusqu'à 103 °C par un échange thermique avec l'amine pauvre chaude provenant du Régénérateur.

L'amine riche préchauffée est ensuite dirigée vers le régénérateur d'amine.

III. 4. 6. Régénération d'amine :

Le régénérateur d'amine s'élève à 40 mètres au-dessus du sol et compte 17 plateaux à clapets qui a comme objectif de séparer le CO₂ de l'amine (désorption).

le CO₂ est séparé de l'amine (désorption) par augmentation de température en utilisant des rebouilleurs.

L'énergie pour les rebouilleurs est fournie par de l'huile caloporteuse. Pour éviter la dégradation de l'amine, la température des rebouilleurs est maintenue en-dessous de 128 °C.

Le gaz de tête du régénérateur, qui est constitué essentiellement de CO₂ saturé d'eau, est envoyé vers le condenseur afin de condenser l'eau en refroidissant le gaz de 90 à 55 °C. Ensuite, le mélange CO₂/eau condensée est acheminé vers le ballon de tête du régénérateur d'amine (ballon de reflux) où l'eau condensée est séparée du gaz.

Le CO₂ est envoyé vers l'incinérateur pour élimination. par contre, l'eau est renvoyée vers la tête de régénérateur comme reflux. Ce dernier apporte le refroidissement nécessaire à la colonne.

La quantité d'amine dans le système est continuellement réduit dû aux pertes d'amine dans le gaz doux et le CO₂. Pour cela , un appoint d'eau déminéralisée et d'amine est nécessaire.

La solution d'amine pauvre «chaude» recueillie au fond de la colonne du régénérateur est pompée à 10 barg à un débit de 665 m³/h par les pompes booster d'amine jusqu' aux calandres des échangeurs de chaleur amine pauvre/riche pour échange thermique avec l'amine

riche «froide» qui vient du ballon de Flash Amine Riche, réduisant la température de 128 °C à 90 °C.

L'amine pauvre provenant des échangeurs de chaleur amine pauvre/riche est acheminée vers les aérefroidisseurs d'amine, réduisant la température de 90 à 60 °C.

Dans le but d'éviter la condensation d'hydrocarbures, qui pourrait favoriser le moussage dans la colonne d'absorption, la température de l'amine pauvre doit être maintenue 5°C plus chaude que celle du gaz acide qui alimente l'absorbeur de CO₂.

En aval des aérefroidisseurs d'amine, afin d'éliminer les traces d'hydrocarbures, un écoulement d'environ 10% du débit total d'amine passe dans un filtre au charbon activé.

Pour pouvoir introduire l'amine pauvre dans l'absorbeur, on utilise des pompes dédiées qui assure une pression de 90 barg.

III. 4. 7. Stockage d'amine :

L'unité de décarbonatation est pourvue d'un réservoir de stockage d'amine ayant la capacité de rétention du volume de toute l'unité. Le réservoir tampon d'amine est muni d'un gaz tampon (azote) afin d'éviter le contact de l'amine avec de l'oxygène [8].

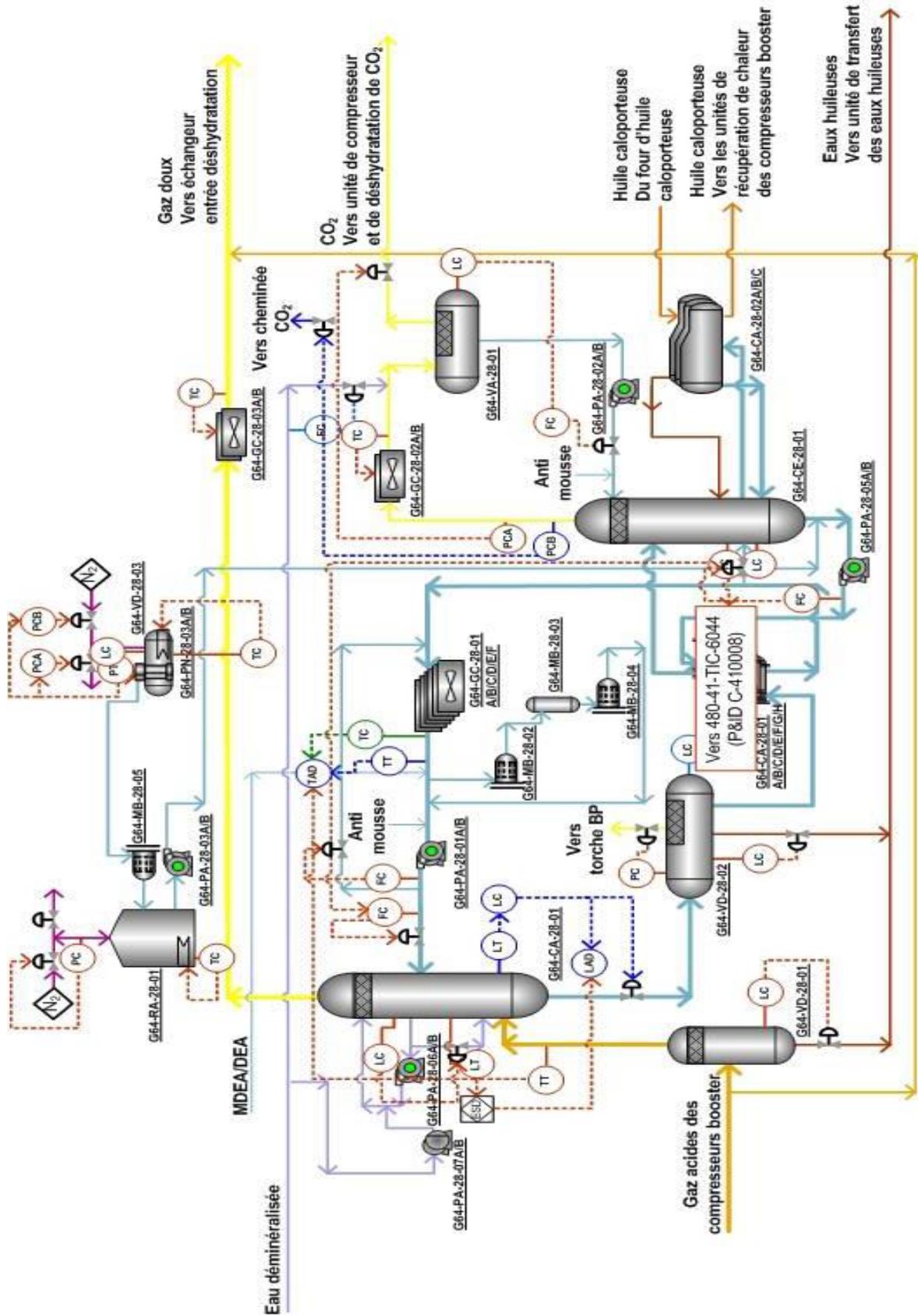


Figure (III.5) : Diagramme d'écoulement de procédé de l'unité de l'unité AGRU [8]

IV.1 Problématique :

Le CPF de RHOUD NOUSS est conçu pour traiter une charge nominale de 10MMSM³/J de gaz naturel provenant d'un gisement (non conventionnel), à une teneur élevée en CO₂ environ 9 % (molaire). L'objectif de l'unité de décarbonatation dans le CPF est de réduire la teneur en CO₂ inférieur à 2 %, soit la norme exigée en terme de qualité et spécifications,

Le procédé choisis dans cette unité est la décarbonatation par absorption chimique avec une solution d'amine, qui se compose de MDEA/DEA, dont la composition est 50 % H₂O, 48 % MDEA et 2 % DEA en masse.

Pour atteindre l'objectif ; l'unité fonctionne avec des paramètres bien défini tel que : débit, température et composition d'amine,

Le comportement du gisement non conventionnel est différent de celui conventionnel. Dans notre cas, la déplétion du gisement est considérable. Par conséquence une chute de débit du gaz brut traité, Sachant qu'au début de l'exploitation du complexe CPF (Janvier 2014), on traitait 10⁷ SM³/J, actuellement on traite 6*10⁶ SM³/J (Mai 2019).

Cela exige la redéfinition des nouveaux paramètres adapté avec les nouvelles conditions d'exploitation qui présente l'objectif principale de notre travail.

On utilise un simulateur de procès « HYSYS » qui permet l'optimisation de cette unité ; Pour ce faire, on opte à suivre le plan suivant :

- Description de l'unité de décarbonatation.
- Simulation de l'unité cas design.
- Simulation de l'unité cas actuel.
- Optimisation de l'unité cas actuel.
- Résultats et interprétations.
- Conclusion.

IV. 2 Description de l'unité de décarbonatation :

Le gaz naturel brut riche en CO_2 qui pénètre la colonne d'absorption à une température de 55°C et une pression de 81 bars, ou il y a extraction du CO_2 du gaz à l'aide de l'amine pauvre qui entre en haut de la colonne.

Le gaz traité ou pauvre en CO_2 sort de la tête avec une concentration en CO_2 de 1.89 % et du bas de la colonne, l'amine riche en CO_2 sort avec une température de 84°C et une pression de 82.5 bars.

Une fois que la solution d'amine est chargée en gaz acides (Amine riche), elle passe à travers d'un échangeur de chaleur afin d'augmenter sa température avant d'être introduite en haut de la colonne de régénération. Dans cette dernière, la solution est mise en contact à contre-courant avec de la vapeur d'eau produite dans le rebouilleur à une pression réduite. L'énergie apportée par la vapeur d'eau lors du contact avec la solution permet alors de déplacer les réactions dans le sens de la désorption des gaz acides. La solution d'alcanolamine récupérée est refroidie avant d'être réintroduite en tête de la colonne d'absorption.

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

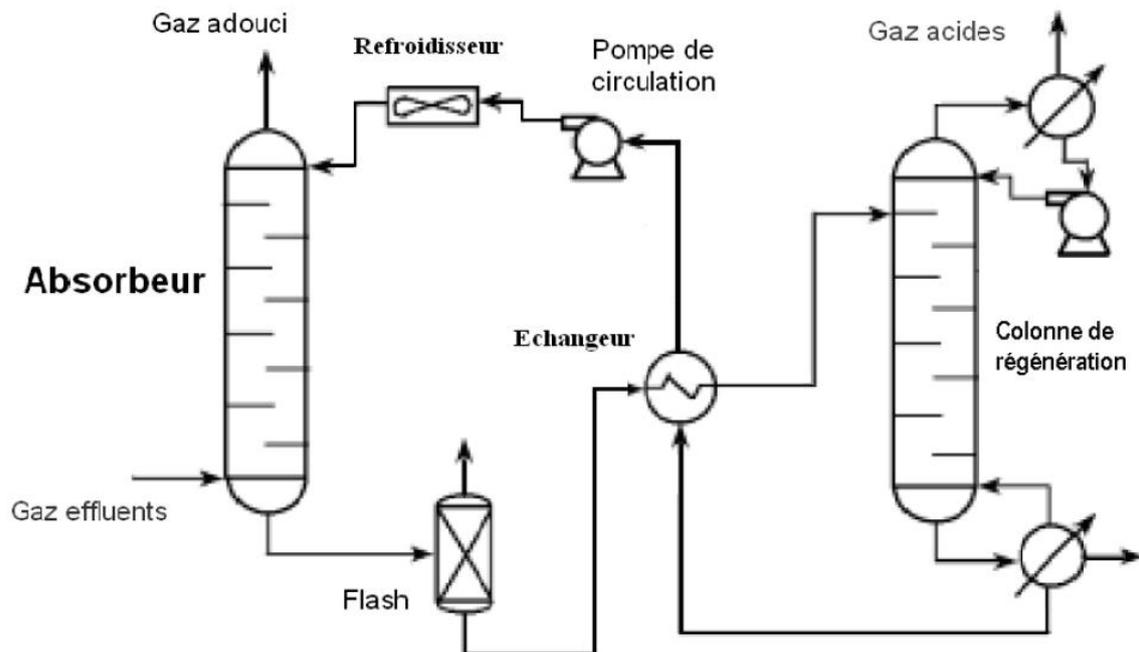


Figure (IV.1) : Schéma de l'unité de décarbonatation.

IV. 3. Simulation et logiciel HYSYS :

IV. 3. 1. Définition de la simulation :

La simulation peut être définie comme l'utilisation d'un modèle mathématique pour générer une description du comportement d'un système physique et chimique.

L'avantage majeur de la simulation est la fourniture d'un bon aperçu du comportement du système réel.

IV. 3. 2. Les étapes de simulation :

- Etablir la liste des composants (CO₂, H₂O, Amine, C1, C2.....etc.) ;
- Le choix d'un modèle thermodynamique (amine pkg) ;
- Établir le schéma de procédés PFD ;
- Spécification des paramètres et conditions opératoires pour chaque stream ou équipement (pression, température, débit.....) ;
- Interprétation des résultats ;
- Conclusion.

IV. 3. 3. Définition de logiciel HYSYS :

Le Simulateur HYSYS est un ensemble de modèles mathématiques, corrélations des opérations unitaires (distillation, séparation, ...etc.).

Le HYSYS est un programme informatique pour la simulation des procédés de l'industrie de gaz, des procédés de raffinage et de la pétrochimie.

IV. 3. 4. L'utilisation de logiciel HYSYS :

- 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 [9].

IV.4. Simulation de l'unité de décarbonatation et validation du modèle (cas design) :

IV. 4. 1. La liste des composants :

Le tableau ci-dessous présente la composition du gaz brut à l'entrée de l'unité:

Composition	%Mol
Azote	0.5255
CO ₂	8.5798
Méthane	81.3801
Ethane	5.0603
Propane	1.8813
i-butane	0.5896
n-butane	0.5804
i-pentane	0.3212
n-pentane	0.1557
n-hexane	0.2323
n-heptane	0.1429
n-octane	0.0493
n-nonane	0.0270
n-décane	0.1010
n-C11	0.0031
H ₂ O	0.4360
TOTAL	100

Tableau (IV.I): Composition réel du Gaz brut à l'entrée de l'absorbeur

IV. 4. 2. Choix du modèle thermodynamique :

Les modèles thermodynamiques sont nécessaires pour le calcul des propriétés physiques, chimique et énergétique des fluides.

Le modèle thermodynamique est utilisé pour calculer les propriétés de mélange (masse volumique, facteur de compressibilité, enthalpie....) ; ainsi que pour calculer l'équilibre des phases dans les courants (Stream), et dans les unités des séparations.

Pour les procédés de traitement de gaz acide par solution d'amine, Le modèle "Amine pkg" est recommandé dans ce cas, car il contient les formules thermodynamiques et les corrélations développées pour les propriétés du système (amine-gaz acides-eau).

IV. 4. 3. Le schéma PFD de l'unité de décarbonatation :

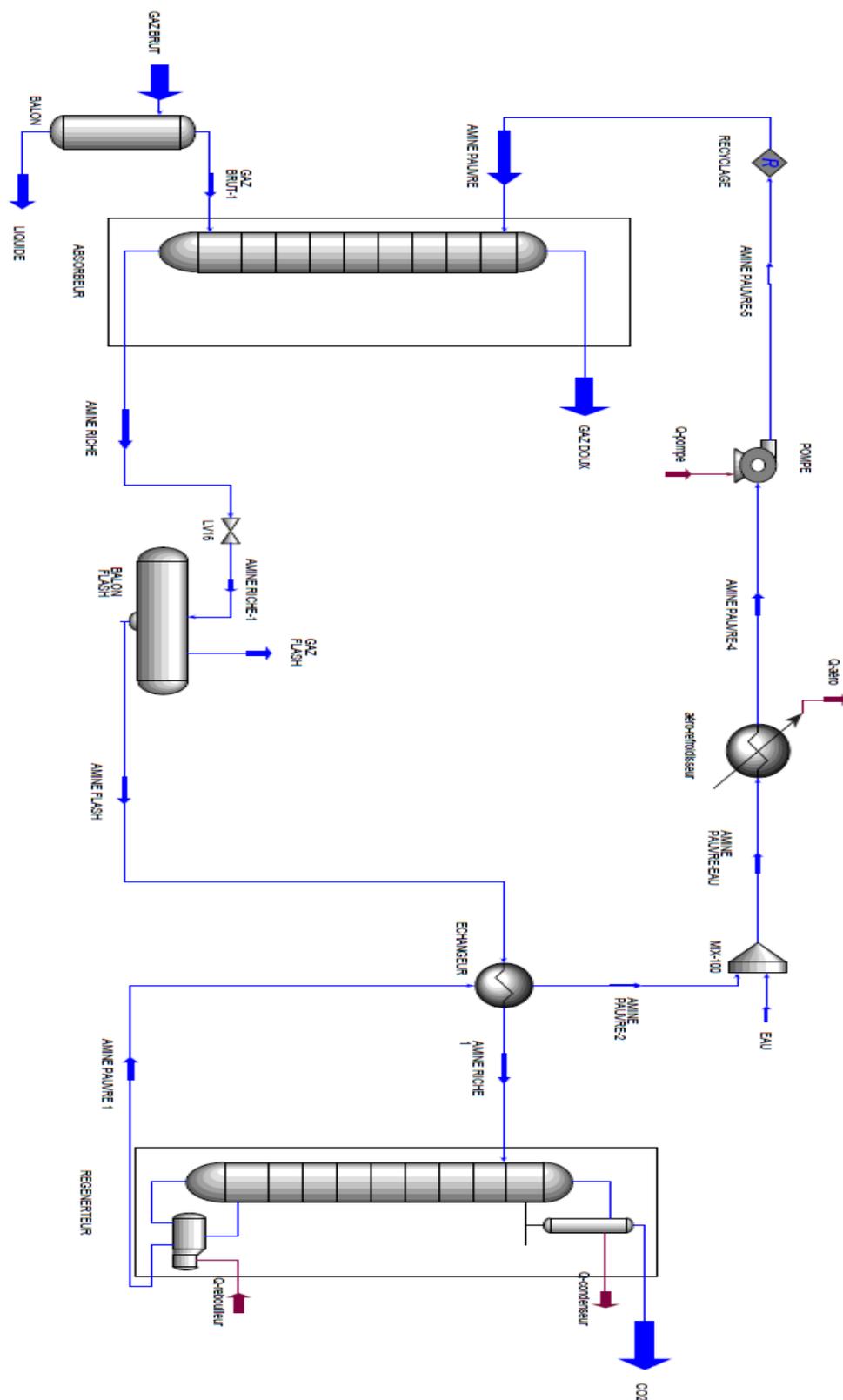


Figure (IV.2) : Schéma de procédé de décarbonatation (HYSYS).

IV. 4. 4. Validation de modèle : Afin d'obtenir des résultats fiables dans notre étude pour le cas actuel de l'unité de décarbonatation, on doit valider en premier lieu le modèle choisit. en comparant les résultats trouvés de notre modèle du cas design avec les résultats existants (constructeur); en tenant compte la marge d'erreur ne doit pas dépasser 5%.

A) L'absorbeur :

Paramètres opératoires						
	Gaz traité			Amine riche		
	Design	Simulé	Erreur(%)	Design	Simulé	Erreur(%)
Pression (bar)	82.30	82.30	0	82.5	82.5	0
Température (°C)	73.00	64.74	11.31	80.1	84.3	5.24
Débit (kgmole/h)	15797	15820	0.78	21825	21720	0.48
Composition						
MDEA	-	-	-	11.89	12.01	1.01
DEA	-	-	-	0.56	0.57	0.01
N ₂	0.52	0.55	5.76			
CO ₂	1.81	1.87	3.31	5.55	5.45	0.06
H ₂ O	0.53	0,49	7.54	81.73	81.81	0.04
Méthane	87.38	87.45	0.08	0.10	0.09	3.14
Ethane	5.42	5.44	0.36	-	-	-
Propane	2.01	2.02	0.32	-	-	-
i-butane	0.63	0.63	0	-	-	-
n-butane	0.62	0.62	0	-	-	+
C5 ⁺	1.08	0.98	4.23	-	-	-
TOTALE	100	100	-	100	100	-

Tableau (IV.2) : Résultats de la simulation de l'absorbeur.

B) Le régénérateur:

Paramètres opératoires						
	CO ₂			Amine pauvre		
	Design	Simulé	Erreur(%)	Design	Simulé	Erreur(%)
Pression (bar)	1.9	1.9	-	2.3	2.3	-
Température(°C)	55	57.8	5.09	127.7	128.3	0.47
Débit (kgmole/h)	1654	1550	5.74	20554	20530	0.02
Composition						
CO ₂	91.25	91.57	0.35	0.2	0.3	33.33
H ₂ O	8.73	8.43	3.34	86.54	86.19	0.4
MDEA	-	-	-	12.67	12.80	0.5
DEA	-	-	-	0.59	0.6	1.2
TOTALE	100	100	-	100	100	-

Tableau (IV.3): Résultats de la simulation du régénérateur.

Suite aux résultats trouvés, comme montré dans les tableaux ci-dessus, on remarque que les erreurs sont inférieures à 5 %, ce qui valide la fiabilité de notre modèle choisi.

IV. 5. Optimisation du l'unité de décarbonatation (cas actuel) :

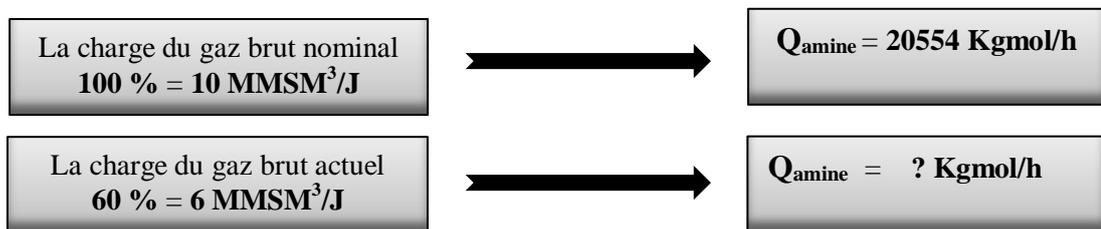
Comme expliqué auparavant, la déplétion du gisement engendre une réduction du débit du gaz brut de **10 MMSM³/J** jusqu'à **06 MMSM³/J**, Cela exige la redéfinition des nouveaux paramètres adéquats pour réduire la teneur de CO₂, qui présente l'objectif principale de notre travail. .

Cette partie consiste à étudier l'influence des paramètres opératoires sur le teneur de CO₂ et de trouvé les paramètres optimal pour la réduction de teneur de CO₂ inférieur à 2 %.

Les paramètres opératoires à étudier sont :

- Le débit d'amine.
- La température d'amine.
- La consommation énergétique.

IV. 5. 1. Débit d'amine VS teneur en CO₂ :



Si on garde le débit de design d'amine pour traiter le débit actuel du gaz brut, la teneur de CO₂ sera diminuée jusqu'à 0,7 % mol, alors que la spécification est de 2 %, le débit dans ce cas est surdimensionné, pour atteindre la valeur de 2 % en CO₂ il faut diminuer le débit d'amine.

On réduit le débit d'amine de 20554 kgmol/h à 8000 kgmol/h et on note la teneur en CO₂ correspondent, les résultats sont présentés dans la courbe ci-dessous.

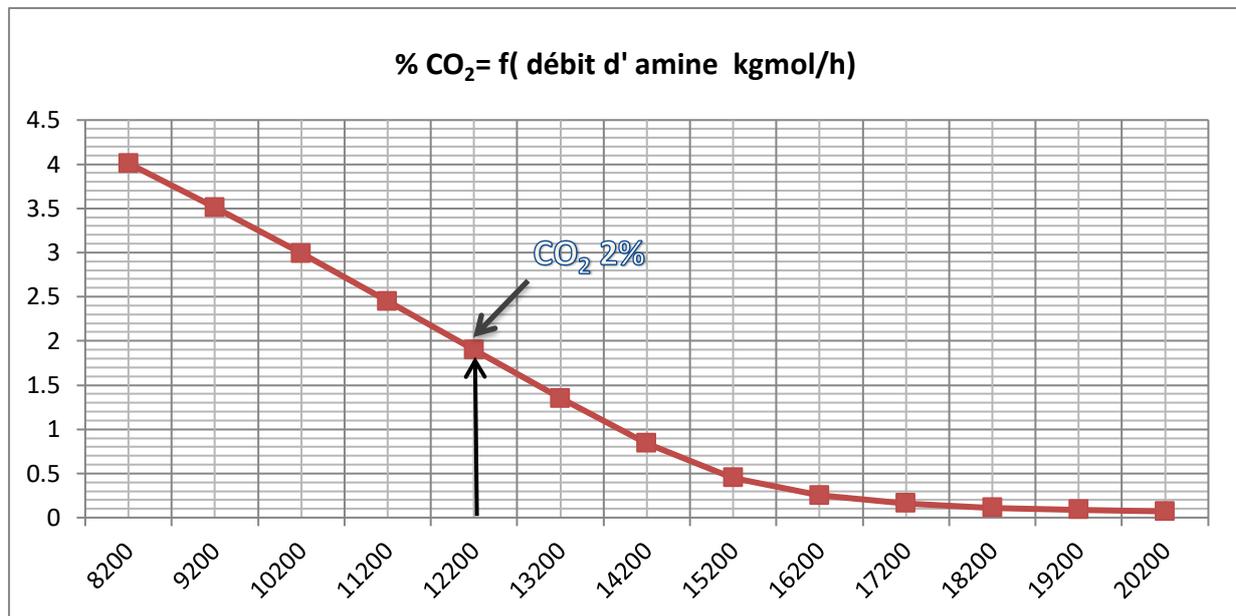


Figure (IV.3): Teneur de CO₂ en fonction du débit d'amine.

D'après la courbe, le débit optimum d'amine qui correspond à 2 % en CO₂ dans le gaz traité est de :

$$Q_{opt} = 12300 \text{ kgmol/h}$$

IV. 5. 2. Température d'amine VS la teneur en CO₂ :

Pour étudier l'effet de la température sur la teneur en CO₂, la température d'amine a été changée de 40 à 65 °C, soit un intervalle de 25°C, tout en gardant le débit optimum trouver $Q_{opt} = 12300 \text{ kgmol/h}$ fixe.

La température d'amine doit être supérieure à 5°C par rapport la température du gaz brut à l'entrée de la colonne d'absorption, pour éviter le phénomène de condensation des hydrocarbures lourds existe dans le gaz brut au niveau des plateaux supérieurs

Les résultats d'optimisation de la température montré dans la figure suivant :

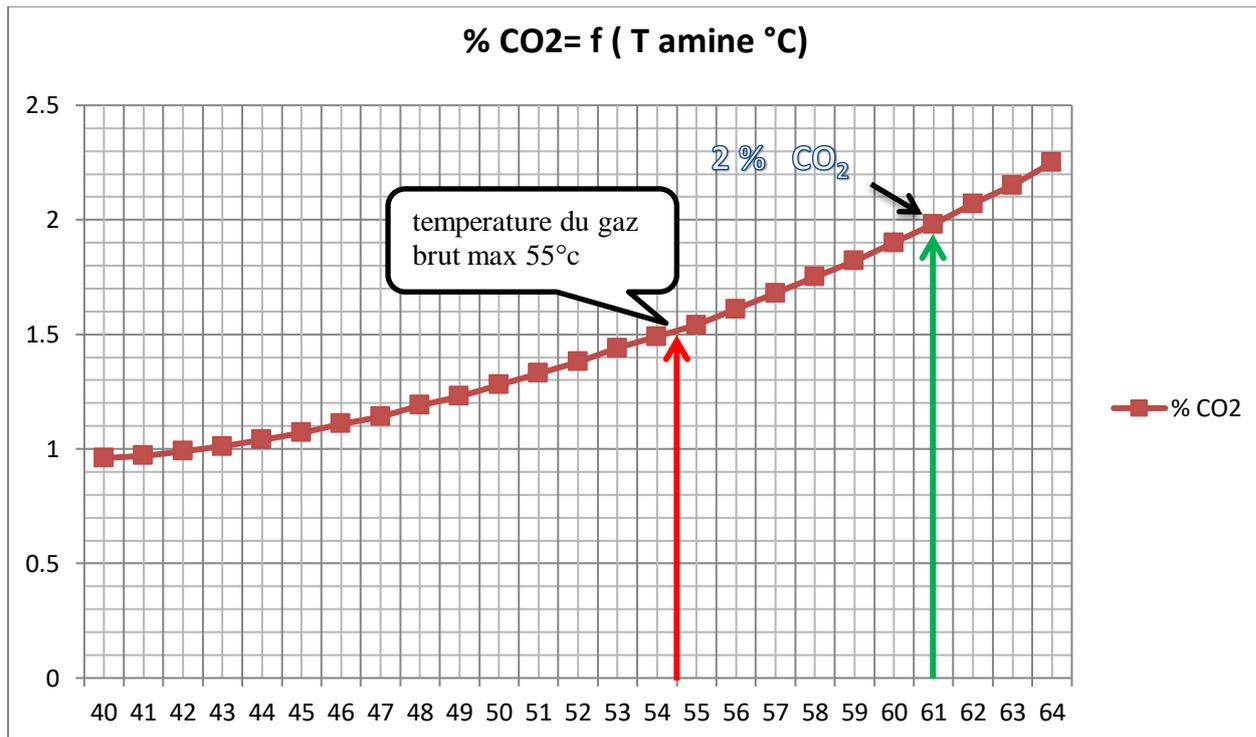


Figure (IV.4): Teneur de CO₂ en fonction du Température d'amine.

D'après la courbe, la température optimal d'amine qui correspondent à 2% en CO₂ dans le gaz traité est de :

$T_{\text{optimal}} = 61 \text{ } ^\circ\text{C}$

N.B : La température est presque la même avec la température de design

IV. 5. 3. La consommation énergétique :

Les valeurs de l'énergie consommées au niveau de condenseur et de rebouilleur sont montrées dans les figures suivantes :

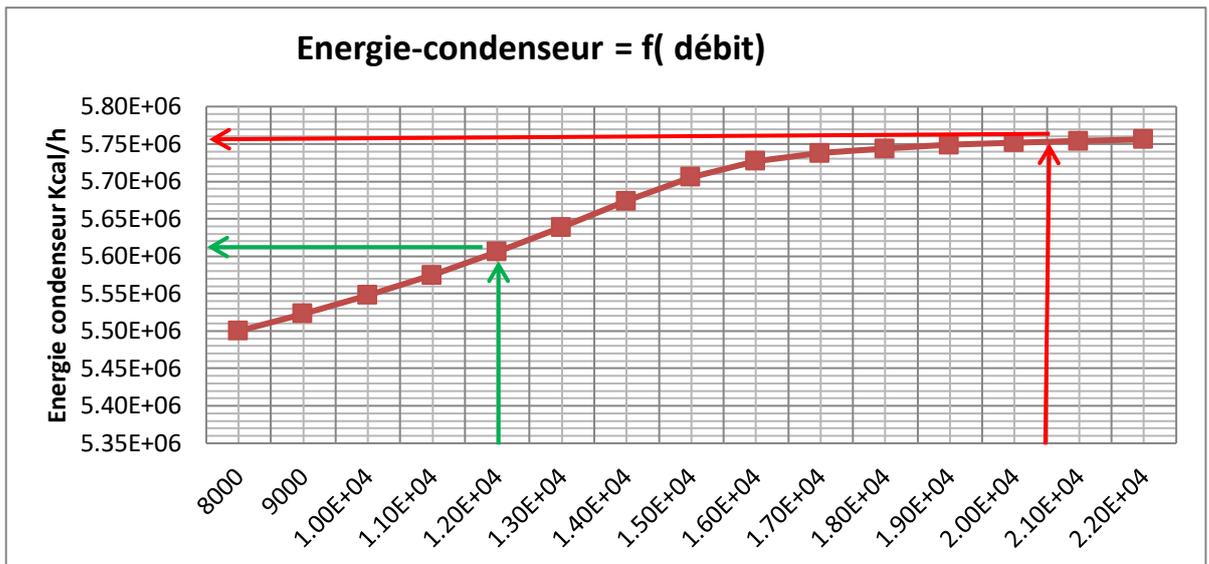


Figure (IV.5): Consommation d'énergie en fonction du débit d'amine au niveau de régénérateur (condenseur).

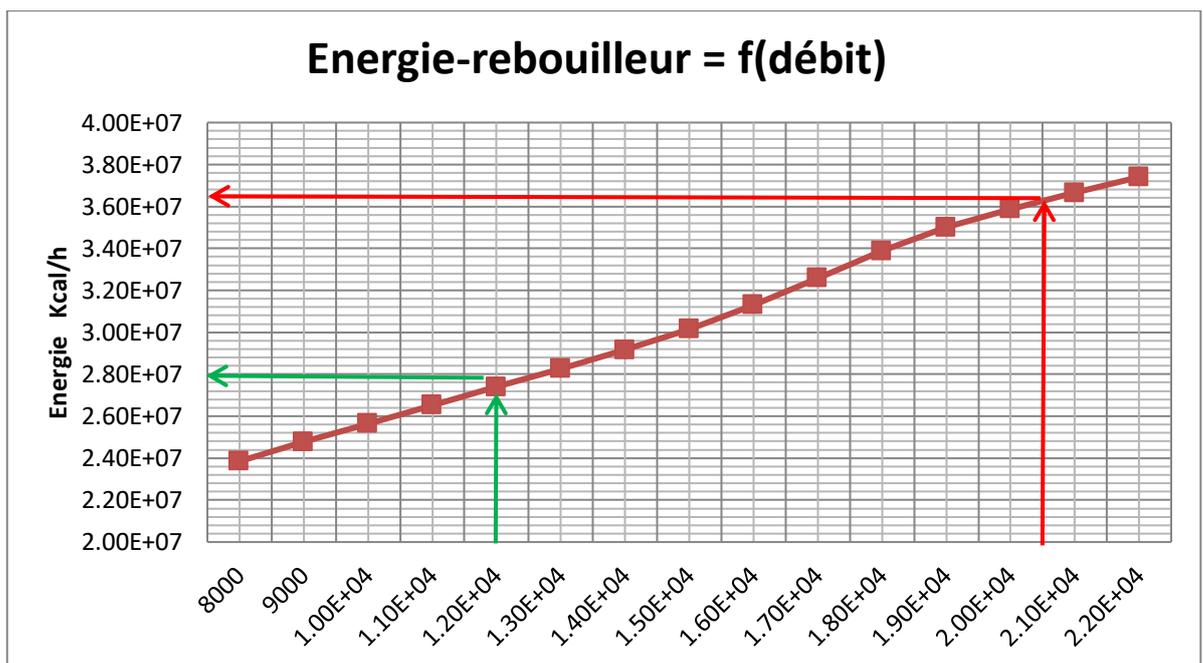


Figure (IV.6): consommation d'énergie en fonction du débit d'amine au niveau de régénérateur (rebouilleur).

Les nouveaux paramètres trouvés précédemment débit et température (Q_{opt} et T_{opt}) et comme la température d'amine pauvre est constante, par contre le débit d'amine a changé considérablement et ça influe directement sur la consommation énergétique au niveau de rebouilleur, et du condenseur de l'unité de décarbonatation.

IV. 6. Conclusion :

La simulation du cas design et du cas actuel, prouve la fiabilité du logiciel HYSYS,

L'optimisation des paramètres de fonctionnement de l'unité de décarbonatation est directement liée au phénomène d'absorption chimique, cette dernière est favorisée par la haute pression, la basse température, et le débit d'amine.

Les paramètres optimaux obtenus permettent la satisfaction des les spécifications avec une efficacité maximale.

CONCLUSION

Ce projet de fin d'étude est le résultat des travaux effectués durant une période de stage pratique au sein du complexe C.P.F de la région Rhoud Nouss (SONATRACH).

Le rôle de l'unité de décarbonatation installée au niveau du complexe CPF est de réduire la teneur de dioxyde de carbone (CO_2) du gaz d'alimentation de 9 % molaire jusqu'à 2%, cette valeur est exigée comme spécification du gaz commercial (gaz d'exportation).

Le but de cette étude est d'optimiser les paramètres opératoires de cette unité suite d'une chute de débit du gaz brut traité par l'unité ce qu'on appelle le phénomène de déplétion du gisement.

Dans ce travail nous avons simulé, l'unité de décarbonatation du CPF-RNS avec logiciel HYSYS, on a cherché les paramètres qui influent sur l'efficacité de décarbonatation pour atteindre les spécifications du gaz traité à la sortie de l'unité.

L'efficacité de l'unité est directement liée au phénomène d'absorption chimique, cette dernière est favorisée par la haute pression, la basse température, et la quantité d'amine par rapport au débit du gaz traité.

Le paramètre pression est lié au design du complexe dans notre cas est fixé à une valeur 82 barg, en plus la température est limitée par deux contraintes : la température d'air maximale qui est la source de refroidissement et la température du gaz brut à l'entrée de la colonne d'absorption.

L'intervalle de variation de débit est large par rapport aux autres paramètres pression et température, la teneur de CO_2 dans le gaz traité est inversement proportionnel au débit d'amine injecté dans la colonne.

Le nouveau débit d'amine trouvé représente 60% de débit nominal, par conséquent on constate une réduction au niveau des consommations énergétiques dans l'unité.

L'optimisation des paramètres de l'unité de décarbonatation prouve que la colonne d'absorption a une large flexibilité de fonctionnement, on peut atteindre les spécifications du gaz traité quel que soit le débit de gaz brut.

La nature des produits de dégradations et leurs influences sur la qualité d'amine et la corrosion au niveau des équipements critiques c'est un sujet intéressant pour les futures études.

Bibliographie

[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 Paris1998. ISBN 2-7108-0730-0.

[3]: A.ROJET. Le gaz naturel production traitement et transport. Edition TECHNIP « PARIS » -1997, page 253-299

[4] : GUERRICHA MA, KHELLOU S. Récupération de CO₂ rejeté vers l'atmosphère au niveau de la section décarbonatation d'une unité de traitement de gaz naturel: UNIVERSITE KASDI MARBAH OUARGLA 2012/2013.

[5] : Pierre C. Distillation. Absorption Colonnes garnies. Techniques de l'ingénieur Opérations unitaires : séparation Gaz-Liquide. "1993/03/10.

[6] FATIHAA DERGAL. Captage du CO₂ par les amines demixxantes, thèse doctorat Université TELEMCCEN 2015.

[7] : Abderrahmane K, Lamine SM. Optimisation des paramètres de fonctionnement de l'unité de décarbonatation: UNIVERSITE M'HAMED Bougara Boumerdès; 2017/2018

[8] : MANUEL OPERATOIRE CPF/ RNS , sonatrach 2012.

[9]: Hysys Process Documentation, Hyprotech, Ing, AEA Groupe, Calgary, 2000 (CD.ROM).

[10] : FORMATION D'INGENIEUR : module 26- décarbonatation sonatrach.

Résumé

Le gaz extrait du gisement de la région de Rhourde-Nouss subit un traitement dans l'unité de CPF pour réduire la quantité du dioxyde de carbone (CO₂) afin qu'il répond aux spécifications de gaz de vente. Nous avons simulé, dans ce travail, l'unité de décarbonation du CPF-RNS avec HYSYS.

On a fixé, comme objectif, d'élucider l'influence de la chute de débit du gaz brut sur les paramètres opératoires de l'unité afin de trouver ces paramètres optimale.

Mot clés: Gaz naturel, CO₂, absorption, Rhourde-Nouss, HYSYS.

Abstract :

The gas extracted from the Rhourde Nouss deposit is treated in the CPF unit to reduce the amount of carbon dioxide (CO₂) to meet the sales gas specifications. In this work, we have simulated the decarbonation unit of CPF-RNS with HYSYS.

The objective was to elucidate the influence of the flow rate drop of the raw gas on the operating parameters of the unit to find these optimal settings.

Key words: Natural gas, CO₂, absorption, Rhourde Nouss, HYSYS

ملخص :

يخضع الغاز المستخرج من حقل منطقة غورد النص للمعالجة في وحدة CPF للحد من كمية ثاني أكسيد الكربون

CO₂ لتلبية مواصفات غاز البيع. في هذا العمل ، قمنا بمحاكاة وحدة إزالة ثاني أكسيد الكربون من CPF-RNS بواسطة

برنامج HYSYS

وكان الهدف هو توضيح تأثير انخفاض معدل تدفق الغاز الخام على معاملات تشغيل الوحدة للعثور على هذه الإعدادات المثلى

الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي، ثاني أكسيد الكربون، الامتصاص، Rhourde Nouss ، HYSYS

Introduction

CHAPITRE I

Généralités sur le gaz naturel

CHAPITRE II

La décarbonatation du gaz naturel

CHAPITRE III

Traitement de gaz du champ Rhoude-Nouss

CHAPITRE IV

Modélisation et simulation

Conclusion

Bibliographie