

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

**Université Mohammed Seddik Ben Yahia - Jijel**

**Faculté des Sciences et de la Technologie Département de Génie des Procédés**



**Mémoire de Fin d'Études**

En vue de l'obtention du diplôme de **Master**

**Filière : Sciences et Génie de l'Environnement**

**Option : Génie des Procédés de l'Environnement**

**Thème :**

**Optimisation des paramètres de  
fonctionnement de l'unité de  
décarbonatation Tiguentourine pour  
réduire le problème de moussage**

**Réalisé par : M<sup>r</sup> ZABAR Ayed**

**Encadré par : Dr. L. AMIROUCHE**

**Encadré sur site par : Dr. M. HAFANI**

**Année Universitaire 2021/2022**

# Dédicaces

*En premier lieu à ma mère et mon père qui ont consenti beaucoup de sacrifices pour me permettre de réaliser mes objectifs.*

*Mes sincères remerciements vont à ma chère épouse et mes enfants Tasnime et Abderrahmane et le poussin Ghayte pour leurs grands sacrifices avec moi*

*A tous mes amis là où ils sont. A toute ma famille.*

*Mes remerciements particuliers vont à mon collègue et ami Saidj Smail qui m'a beaucoup aidé dans l'accomplissement de ce travail*

*A tous mes amis et mes collègues du division exploitation*

*A tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'à maintenant.*

*A toutes ces personnes et celles que j'ai peut-être oublié.*

*ZABAR Ayed*

# Remerciement

*En premier lieu, je tiens à remercier Dieu le tout puissant, pour le courage et la patience qu'il m'a donné pour accomplir ce modeste travail. Ce mémoire de master est réalisé au sein du laboratoire de complexe gazier Tiguentourine, In Amenas. Il n'aurait pu être mené à bien sans l'aide, la patience et le soutien de nombreuses personnes auxquelles j'aimerais adresser tous mes remerciements.*

*Je remercie chaleureusement mes directeurs du mémoire Mme AMIROUCHE Leïla et Mr HAFANI Mustapha pour leurs orientations et conseils.*

*Je tiens aussi à exprimer mes profonds remerciements aux membres de jury qui m'a fait l'honneur de juger notre travail*

*Je tiens à exprimer également ma reconnaissance et ma gratitude à l'ensemble du personnel de la division d'exploitation pour leurs conseils, leurs encouragements et leurs aides, durant toute la période de formation.*

*Mes sincères remerciements à tous les enseignants de l'université de Jijel pour leurs aides et orientations durant notre formation théorique.*

*Je remercie également tout le personnel du site Tiguentourine qui m'a beaucoup aidé à réaliser ce travail.*

*Enfin, je remercie toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*ZABAR Ayed*

# TABLE DES MATIERES

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des unités

Liste des abréviations

Introduction générale	1
Chapitre I Présentation du site gazier de Tiguentourine	3
I.1 Introduction	3
I.2 Situation géographique et présentation du complexe gazier	3
I.3. Présentation du groupement (SONATRACH – BP–Equinor)	4
1.Sonatrach	4
2.British petroleum	4
3.Equinor	4
I.3.1 Présentation de la direction joint-venture	5
I.4.Organisation de la direction du complexe gazier	5
I.4.1. Division HSE (Health Security Environment)	6
I.4.1.1. Sécurité et Environnement	6
I.4.1.2. Moyens de surveillance	7
I.4.1.3. Moyens de détection	7
I.4.1.4. Moyens d'intervention	7
I.4.2. Division Exploitation Puits (DEP)	7
I.4.3. Division Technique et Support	7
I.4.4. Division Maintenance	8
I.4.5. Division Exploitation	8
I.4.6. Division Logistique	8
I.5. Présentation du complexe de traitement	8
I.5.1. But des installations	9
I.6. Utilisation des produits	10
Chapitre II : Généralités sur le gaz naturel (GN)	11
II.1 Introduction	11
II.2 Définition	11
II.3 Types du gaz naturel	12
II.3.1 Le gaz sec	12
II.3.2 Le gaz humide	12
II.3.3 Le gaz à condensats	12
II.3.4 Le gaz associé	12
II.4 Propriétés physico-chimiques du gaz naturel	12
II.4.1. Pouvoir calorifique	13
II.4.1.1 Pouvoir calorifique supérieur (PCS)	13
II.4.1.2 Pouvoir calorifique inférieur (PCI)	13
II.4.2. Densité	13
II.5. Filière du gaz naturel	14
II. 5.1 Description des opérations de transformation	14
II. 5.1.1 L'exploration	15
II. 5.1.2 L'extraction	15

II. 5.1.3 Le traitement-----	15
II. 5.1.4 Le Transport et le stockage-----	16
II. 5.1.5 Secteurs d'utilisation-----	17
II.6. Procédés de traitement du gaz brut-----	18
II.6.1 Le procédé ( PRITCHARD)-----	18
II.6.2 Le procédé (HUDSON)-----	19
II.7.1. Traitement de gaz-----	20
II.7.2. Traitement des liquides-----	20
II.7.3 Description des utilités-----	21
II.7.3.1 Utilités Communes-----	21
II.7.3.2 Utilités Process-----	21
II.8. Spécifications du Gaz brut et des produits finis-----	21
II.8.1. Spécifications du Gaz brut-----	21
II.8.2 Spécifications des produits finis-----	22
Chapitre III : Description générale de l'unité de décarbonation du ( GN)-----	24
III.1 Introduction-----	24
III. 2 Généralités sur l'absorption-----	24
III.2.1 Phénomène d'absorption-----	24
III.2.2. But et performances des absorbeurs-----	24
III.2.3 Types d'absorbeurs-----	25
III.2.3.1 Colonnes à garnissage-----	25
III.2.3.1.1 Différents types de garnissages-----	26
III.2.4 Choix du liquide de lavage-----	27
III.2.4.1 Absorption des gaz acides par solvant-----	27
III.3. Généralités sur l'amine-----	28
III.3.1 les types d'amines-----	28
III.4. Description de l'unité de décarbonation de gaz naturel-----	29
III.4.1. Le but de l'unité de décarbonation-----	30
III.5.1 Absorbeur de CO2 V-112-----	34
III.5.2 Ballon du gaz traité V-114-----	35
III.5.3 Colonne de flash V-116-----	36
III. 5.4 Condenseur de la colonne de flash BP E-112-----	37
III.5.5 Ballon de reflux de la colonne de flash BP V-115-----	37
III.5.6 Régénérateur d'amine V113-----	38
III.5.7 Rebouilleur Du Régénérateur d'amine E-115-----	39
III.5.8 Échangeur d'amine pauvre/ riche E-116-----	40
III.5.9 Pompe booster d'amine pauvre P-113A/B-----	41
III.5.10 Aérorefrigerant d'amine pauvre E113-----	41
III.5.11 Filtre d'amines pauvres V-118/V-119/V-1120-----	41
III. 5.12 Unité d'injection anti-mousse-----	42
III.6. Problèmes rencontrés dans les procédés de décarbonation-----	43
III.6.1 La Corrosion-----	43
III.6.2 Pertes de la solution d'amine-----	44
III.6.3 Les sels thermostables-----	44
III.6.3.1 Les sources des sels thermostables-----	46
III.6.3.2 Méthodes de contrôle-----	46
III. 6.3.3 Procédure de neutralisation des sels thermostables-----	47
III.6.4 Le Moussage-----	48
III.6.4.1 Les composés tensioactifs-----	49
III.6.4.2 La tension superficielle-----	49
III.6.4.3 Facteurs favorisant le moussage-----	50

Chapitre IV : Partie Pratique (Analyse du problème) -----	52
Introduction -----	52
IV.1 Essais et analyses effectuer au niveau du complexe gazier -----	52
IV.2 Analyse du problème : -----	53
IV.3 Analyses de la concentration (d'amine neuve) et pauvre (régénérer) -----	54
IV.4 Détermination du potentiel de moussage des solutions d'amine -----	56
IV.5 Facteurs précurseur de moussage -----	58
IV.5.1 L'influence de la concentration MDEA sur le phénomène de moussage -----	58
IV.5.2 Influence des hydrocarbures lourds sur le moussage : -----	60
IV.5.3 Influence de la température da la MDEA sur le moussage -----	62
IV.5.4 Influence de l'excès d'anti-mousse sur le volume de la mousse -----	64
IV.5.5 Influence des fines particules solides de corrosion sur le moussage -----	66
IV.5.6 Influence de l'ajout d'inhibiteur de corrosion sur le moussage -----	68
IV.6 Etude sur l'élimination des( HSS) par résine échangeuse d'ions -----	70
IV.7 Essais au laboratoire : Choix de la résine pour capter les anions -----	73
IV. 8 Etude de conception d'une unité d'élimination de Hss par résine échangeuse d'ions -----	75
IV.8.1 Volume total d'amine diluée dans l'unité de décarbonatation -----	75
IV.8.2 Principe de calcul de l'échangeur d'ions -----	76
IV.8.3 Régénération de la résine -----	79
IV.8.3.1 Taille de ballon -----	80
IV.8.3.2 Type de ballon d'échange d'ions -----	81
IV.9 Étude économique -----	81
IV.10 Recommandations -----	81
Conclusion générale -----	85
Références bibliographiques	
Résumé	

## *Liste des figures*

Figure I.1. Situation géographique de Tiguentourine -----	3
Figure I.2. Logo des trois sociétés -----	4
Figure I.3. Structure de la JV -----	6
Figure I.4. complexe de traitement Tiguentourine-----	9
Figure I.5. Produits finis -----	9
Figure.I.6. Schéma simplifié du procédé de traitement de gaz Tiguentourine complexe de traitement ---	10
Figure II.1 : Schéma de la filière gazière-----	14
Figure II.2 : Les étapes du procédé ( PRITCHARD)-----	19
Figure II.3 : Les étapes du procédé (HUDSON)-----	19
Figure. III.1. Différents arrangements de distribution des phases dans les colonnes à garnissage contre-courant. -----	26
Figure III.2. Différents types de garnissages-----	27
Figure III.3 : Schéma du procédé de Décarbonatation au niveau du complexe de traitement d’In Amenas -----	33
Figure.III.4 : Schéma simplifié pour colonne d’absorption du CO <sub>2</sub> -----	35
Figure III.5: Schéma du ballon tampon -----	36
Figure.III.6 : schéma de la colonne BP flash d’amine -----	37
Figure III.7 : schéma du régénérateur d’amine-----	39
Figure III.8 : schéma du rebouilleur -----	40
Figure III.9 : schéma du l’échangeur a plaque-----	40
Figure.III.10 : Pompes Booster D'amine Pauvre( P-113A/B)-----	41
Figure III.11: schéma Filtre d’amines pauvres (V-118/V-119/V-1120)-----	42
Figure.III.12 : Unité d’injection anti-mousse -----	42
Figure III.13 : Précipité de FeS récupérer de la solution d’amine au niveau des filtres -----	44
Figure.III.15 : Les composés tensioactifs-----	48
Figure.III.16 : influence sur la tension superficielle-----	49
Figure.III.17 : image représente l'agent tensioactif -----	49
Figure III.18: image représente la tension superficielle -----	50
Figure.IV.1 : les analyses destinées pour le gaz export-----	52
Figure IV.2 : Analyse destinée pour le GPL -----	53
Figure IV.3 : Analyse destinée pour le condensat -----	53
Figure IV.4 : Solutions d’amine MDEA-----	54
Figure IV.5 : étapes de changement de couleur lors de titrage -----	55
Figure IV.6 : Matériel et produit utilisés pour le teste de moussage -----	57
Figure IV.7 : L’influence de la concentration MDEA sur le phénomène de moussage pour l’amine frais	59
Figure IV.8 : L’influence de la concentration MDEA sur le phénomène de moussage pour l’amine pauvre	

-----	59
Figure.IV.9 : La fraction liquide ( $C_5^+$ ) -----	60
Figure IV.10 : L'influence des hydrocarbures liquide sur le phénomène de moussage pour l'échantillon d'amine frais.-----	61
Figure IV.11 : L'influence des hydrocarbures liquide sur le phénomène de moussage pour l'échantillon d'amine pauvre -----	61
Figure IV.12 : Variation du volume de moussage en fonction de la température d'a MDEA pour l'échantillon d'amine frais.-----	63
Figure IV.13 : Variation du volume de moussage en fonction de la température d'a MDEA pour l'échantillon d'amine pauvre-----	63
Figure IV.14 : Produit anti-mousse -----	64
Figure IV.15 : Variation du volume de moussage en fonction d'excès anti-mousse-----	65
Figure IV.16 : Variation du volume de moussage en fonction de concentration des particules solides de corrosion pour l'échantillon d'amine frais -----	67
Figure IV.17 : Variation du volume de moussage en fonction de concentration des particules solides de corrosion pour l'échantillon d'amine pauvre -----	67
Figure IV.18 : produit inhibiteur de corrosion-----	68
Figure IV.19 : Variation du volume de moussage en fonction d'excès d'inhibiteur de corrosion pour l'échantillon d'amine frais-----	69
Figure IV.20 : Variation du volume de moussage en fonction d'inhibiteur de corrosion pour l'échantillon d'amine pauvre -----	69
Figure IV.21 : Résine échangeuse d'anions-----	75
Figure IV.22 : Différents ballons d'échange d'ion -----	80
Figure IV.23 : Schéma d'un échangeur d'ions -----	81



## *Liste des tableaux*

Tableau II.1 Spécifications de gaz brut -----	22
Tableau II.2 Spécifications gaz export -----	23
Tableau II.3 Spécifications de GPL -----	23
Tableau II.4 Spécifications du Condensat -----	23
Tableau III.1 : sources des sels thermostables ( Hss) -----	46
Tableau IV.1: Concentration de la solution d'amine %massique -----	56
Tableau IV.2 : Les résultats obtenus de test de moussage sur des échantillons d'amine pauvre -----	58
Tableau IV.3 : Variation du volume de moussage en fonction d'excès anti-mousse -----	65
Tableau IV.4 : Analyse de BASF d'amine de la sortie pompe (01-P-113) -----	71
Tableau IV.5 : Propriétés chimiques de ( la DOWEX™ MARATHON™ A)-----	73
Tableau IV.6 : Conditions exploitation suggérées de la résine-----	74
Tableau IV.7: paramètre de régénération de la résine-----	74
Tableau IV.8: résultats de moussage après traitement sur résine échangeuse d'ions -----	75
Tableau IV.9: Concentration des sels thermostables -----	77
Tableau IV .10 : Résumée des résultats de calcul -----	80
Tableau IV.11 : Paramètres recommandés -----	82
Tableau IV.12 : analyses journalières de l'eau -----	83
Tableau IV.13 : Mesures à prendre pour réduire le moussage. -----	83

## *Liste des unités*

Barg	Le bar relatif (bar+1,013 25 bar abs)
Normal m <sup>3</sup> (Nm <sup>3</sup> )	sont exprimés à une pression de 1 bar et à 0°C
Standard m <sup>3</sup> (Sm <sup>3</sup> )	sont exprimés à une pression de 1 bar et à 20°C.
n''	Pouce= (2,54 cm)
μS	micro siemens (unité de mesure de conductance électrique)

## *Liste des abréviations*

<i>Signe</i>	<i>Indication</i>
<b>aMDEA</b>	Méthyl diéthanolamine Activé
<b>MDEA</b>	Méthyle di-éthanolamine
<b>BASF</b>	Badische Anilin and Soda-Fabrik : « Fabrique d'aniline et de soude de Bade »,
<b>TAR</b>	Turne a round (la maintenance périodique)
<b>BP</b>	British petroleum
<b>BDV</b>	Blow Down Valve
<b>BP</b>	Basse Pression
<b>Trunk-line</b>	La ligne de collecte
<b>Slug –catcher</b>	Séparateur tri phasique d'entrée
<b>CCR</b>	Central Control Room
<b>MOC</b>	Management of Change ( Gestion des Changements)
<b>ESD</b>	Emergency Shut Down
<b>ESDV</b>	Emergency Shut Down Valve
<b>JV</b>	Joint-Venture
<b>PPM</b>	Parts per million
<b>ZTM</b>	Zone de Transfert de Matière
<b>RO Unit</b>	Reverse Osmosis Unit
<b>VRU</b>	Vapor Recovery Unit
<b>MMSCMD</b>	Million Metric Standard Cubic Meter per Day
<b>HSE</b>	Health, Safety and the Environment
<b>F&amp;G</b>	Fire and Gas
<b>GPL</b>	Gaz de Pétrole Liquéfié
<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié.
<b>GTG</b>	Gas Turbine Generator
<b>MP</b>	Moyenne Pression
<b>IGC</b>	Inlet Gas Compressor
<b>JT</b>	Joule Thomson
<b>HC</b>	Hydrocarbures
<b>TVR</b>	Tension de Vapeur Reid
<b>GN</b>	Gaz naturel
<b>GB</b>	Gaz brute
<b>PCV</b>	Pressure Control Valve
<b>PDCV</b>	Pressure Differential Control Valve
<b>PTW</b>	Permit to work
<b>PV</b>	Pressure Valve
<b>RGC</b>	Residue Gas Compressor
<b>TCV</b>	Temperature Control Valve
<b>EXP</b>	Exploitation.
<b>HSS</b>	Sels thermostable (heat salt stable)

## *Introduction générale*

Le gaz naturel est une source d'énergie plus respectueuse de l'environnement par rapport au pétrole et au charbon. Il est de plus en plus utilisé pour la production d'énergie et est déjà largement utilisé pour la consommation industrielle et domestique, ainsi que pour la production de dérivés pétrochimiques avancés. Ces faits décrivent l'importance et les perspectives du gaz naturel comme un combustible majeur, promettant d'être la source d'énergie du 21<sup>e</sup> siècle. Le gaz naturel est un hydrocarbure économique, fiable, versatile et abondant, et offre une combustion plus propre.

En Algérie, le secteur des hydrocarbures représente la principale source de revenus du pays (ce secteur représente 95% du volume total des exportations et 60% des recettes budgétaires en moyenne). Il est peut-être considéré comme le seul pilier pouvant supporter l'économie et le développement de notre pays qui possède d'importantes réserves en pétrole et gaz naturel.

Le gaz naturel à ses conditions géologiques des gisements contient un certain constituant contaminant à savoir, le CO<sub>2</sub>, le H<sub>2</sub>S, le CO et les mercaptans, qui constituent un grand risque environnemental majeur pour l'atmosphère et les équipements des procédés gaziers. Avant d'être mis sur le marché, le gaz extrait du gisement doit subir un traitement pour satisfaire les exigences techniques et commerciales.

La chaîne de traitement du gaz naturel, depuis la tête de puits jusqu'à une utilisation commerciale, comporte plusieurs étapes successives qui vont dépendre de la nature du gaz, des conditions de disponibilité (température, pression, débit), de l'application visée (gaz naturel liquéfié ou non) et des spécifications imposées, du fait de l'application visée mais aussi variables selon les pays. Le choix des technologies est donc dépendant de critères techniques mais aussi de critères économiques.

La présence de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le gaz naturel peut provoquer la corrosion et le givrage des équipements et des tuyauteries en raison de la formation de cristaux de dioxyde de carbone dans la zone de liquéfaction du gaz naturel fonctionnant à basse température. Le CO<sub>2</sub> agit également comme un diluant, réduisant la valeur énergétique du gaz tout en augmentant les coûts de transport.

L'élimination du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) se fait souvent par des procédés d'absorption utilisant des solvants chimiques. Les solvants les plus utilisés sont les "alcanolamines" tel que la monoéthanolamine (MEA), la diéthanolamine (DEA), la méthyl diéthanolamine (MDEA), la triéthanolamine (TEA), etc....

L'extraction des gaz acides ou adoucissement du gaz naturel par ces solvants engendre quelques problèmes. Nous citons par exemple la corrosion, la dégradation des amines, les pertes

d'hydrocarbures dans les amines, et inversement, les pertes d'amines dans les phases hydrocarbures.

Ces deux derniers facteurs ont fait l'objet de plusieurs études car ils jouent un rôle important dans l'optimisation du fonctionnement des procédés d'extraction.

L'opération d'élimination du dioxyde de carbone est appelée "décarbonatation".

Le problème le plus rencontré dans l'unité de décarbonatation est le problème de moussage dans la colonne d'absorption. Les solutions d'amines ont tendance à mousser, il s'agit là d'un problème très grave puisque malgré tous les séparateurs d'entraînement que l'on puisse installer en tête de la colonne, les solutions d'amine sortent sous forme de mousse, soit avec le gaz traité, soit avec le CO<sub>2</sub> dans la colonne de régénération.

L'objectif de ce travail est de comprendre les anomalies dans la section de décarbonatation et la détermination des causes qui provoquent le moussage, d'autre part, et d'étudier l'influence des différents paramètres physico-chimiques sur le phénomène de moussage.

Ce mémoire se compose en quatre chapitres.

Le premier chapitre est un aperçu sur le site gazier de Tiguentourine, sont situation géographique, centres de production, ses différentes divisions ainsi que la présentation du complexe gazier.

Le second chapitre est consacré aux généralités sur le gaz naturel, ses propriétés physico-chimiques et les différents procédés de traitement du gaz naturel seront discutés.

Le troisième chapitre est une description détaillée de l'unité de décarbonatation et son utilité pour l'épuration du gaz naturel, Les solvants mise en jeu et les différents problèmes rencontrés dans ce procédé.

Le quatrième chapitre est consacré à une étude au niveau du laboratoire du complexe pour la détermination de l'influence de plusieurs facteurs qui peuvent contribuer au phénomène de moussage suivie d'une étude technique de conception d'une unité de régénération d'amine des sels thermostable HSS avec une résine échangeuse d'ions ainsi que la présentation des résultats obtenus, l'interprétation et la discussion de ces résultats.

Enfin, on termine par une conclusion générale qui résume l'ensemble des résultats obtenus et présente les perspectives de cette étude.

## I.1 Introduction

Dans ce chapitre, sera présenté le site gazier de Tiguentourine, de par son historique et son développement ainsi que l'organisation de ces différents départements.

## I.2 Situation géographique et présentation du complexe gazier

Le champ de Tiguentourine est situé dans la partie Sud du bassin d'Illizi, à environ 40Km au Sud-ouest de la ville d'In Amenas qui se localise à 1600km au Sud-est d'Alger, à 820km d'Ouargla et à 240km au Nord-est d'Illizi (figure I.1). Il est exploité depuis 2006 par le géant pétrolier britannique BP, le norvégien equinor et la Sonatrach algérienne jusqu'à 2019 le partenaire( statoil) changer son nom par equinor.

En 2021 Sonatrach et son partenaire norvégien Equinor (ex-Statoil) ont procédé à la signature d'un Mémoire d'Entente pour examiner les opportunités de coopération dans les domaines d'exploration et de production des hydrocarbures, en Algérie et à l'international. L'accord porte également sur la coopération dans la protection de l'environnement, les nouvelles technologies et la performance opérationnelle, relatives aux hydrocarbures [1].

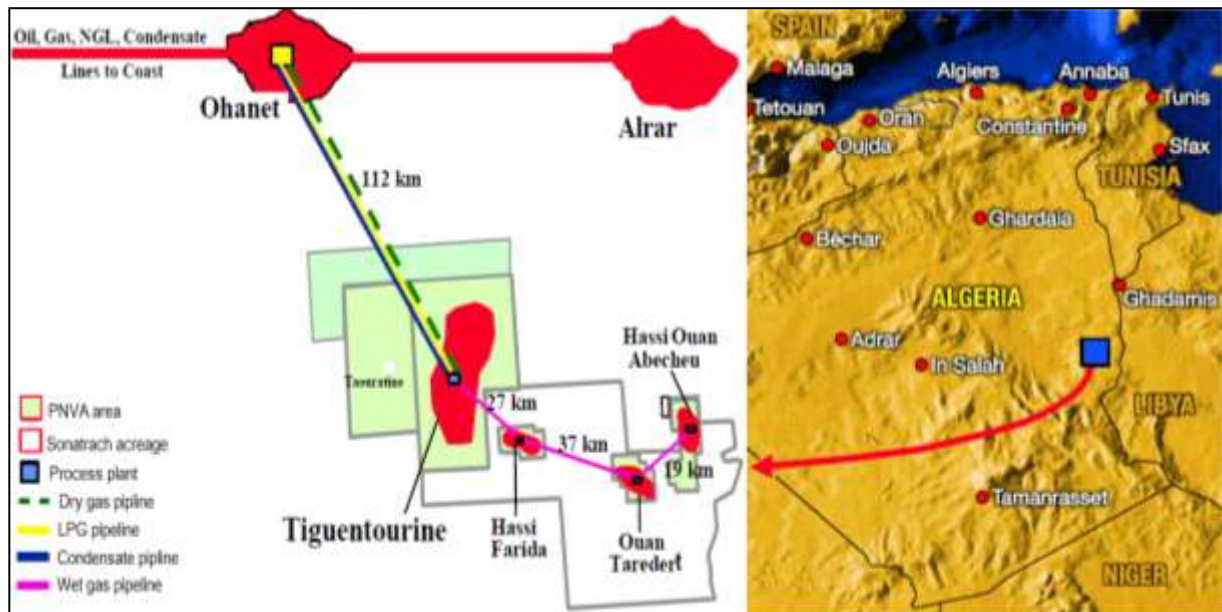


Figure I.1. Situation géographique de Tiguentourine

Le gaz alimentant le Centre de Traitement de Gaz (complexe de traitement in Amenas) est acheminé des 54 puits par un réseau de collecte se terminant par six collecteurs ou trunk-line à l'entrée de l'usine de Traitement de Gaz qui a une capacité de traitement de 30 millions de  $\text{Sm}^3/\text{jour}$  pour livrer à la sortie 25 millions de gaz traité et 4460 t/j Condensat et 2630 t/j GPL.

Trois conduites sont utilisées pour le transfert des produits vers le réseau transport Sonatrach

au point de connexion sis à Ohanet (à environ 87 km).

### I.3. Présentation du groupement SONATRACH – BP–Equinor

Le projet est géré par l'association des trois sociétés : Sonatrach (51%), British Petroleum et Equinor par (49%) [2]. La figure.I.2 représente les logos de ces sociétés.



Figure I.2. Logo des trois sociétés

#### 1. Sonatrach

« Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures » est une entreprise publique algérienne et un acteur majeur de l'industrie pétrolière, c'est la clé de voûte de l'économie algérienne. Le groupe pétrolier et gazier Sonatrach intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés.

Sonatrach se développe également dans les activités de pétrochimie, de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer et d'exploitation minière [2].

#### 2. British petroleum

C'est une compagnie britannique de recherche, d'extraction, de raffinage et de vente de pétrole fondée en 1909, Anciennement nommée Anglo-Persian Oil Company (APOC, 1909), puis Anglo-Iranien Oil Company (AIOC, 1935), puis British Petroleum Company (BP, 1954), puis BPAmoco (2001) [2].

#### 3. Equinor

C'est une compagnie pétrolière norvégienne fondée en 1972. C'est la plus grande entreprise de Norvège avec environ 29 000 employés. Equinor est coté à la bourse d'Oslo et au NYSE, néanmoins l'État norvégien détient toujours la majorité de la société, avec 70,26 % des actions, dont 3,26 % par Folketrygdfondet, le fonds national d'assurances [2].

### **I.3.1 Présentation de la direction joint-venture**

Joint-venture : Le terme anglais désignant un projet déterminé commun pour lequel plusieurs entreprises se sont groupées. Il s'agit généralement d'une alliance technologique et industrielle pour mettre en commun l'expertise des partenaires de la joint-venture pour la réalisation d'un projet industriel ou de projet d'infrastructures.

La joint-venture peut être contractuelle et les parties peuvent chercher dans le contrat à exclure la responsabilité solidaire en prévoyant qu'il ne s'agit pas d'une association de nature sociétaire [2].

Le projet In amenas est une association (JV) entre SONATRACH, BP et Equinor pour le développement et l'exploitation des gisements de gaz naturel situés dans la région d'In amenas à 1600Km au sud-est d'Alger.

### **I.4.Organisation de la direction du complexe gazier**

L'exploitation des hydrocarbures et leur développement nécessite plusieurs divisions, pour un résultat désirable et satisfaisant. Les différentes divisions de site gazier de Tiguentourine sont représentées par l'organigramme suivant :

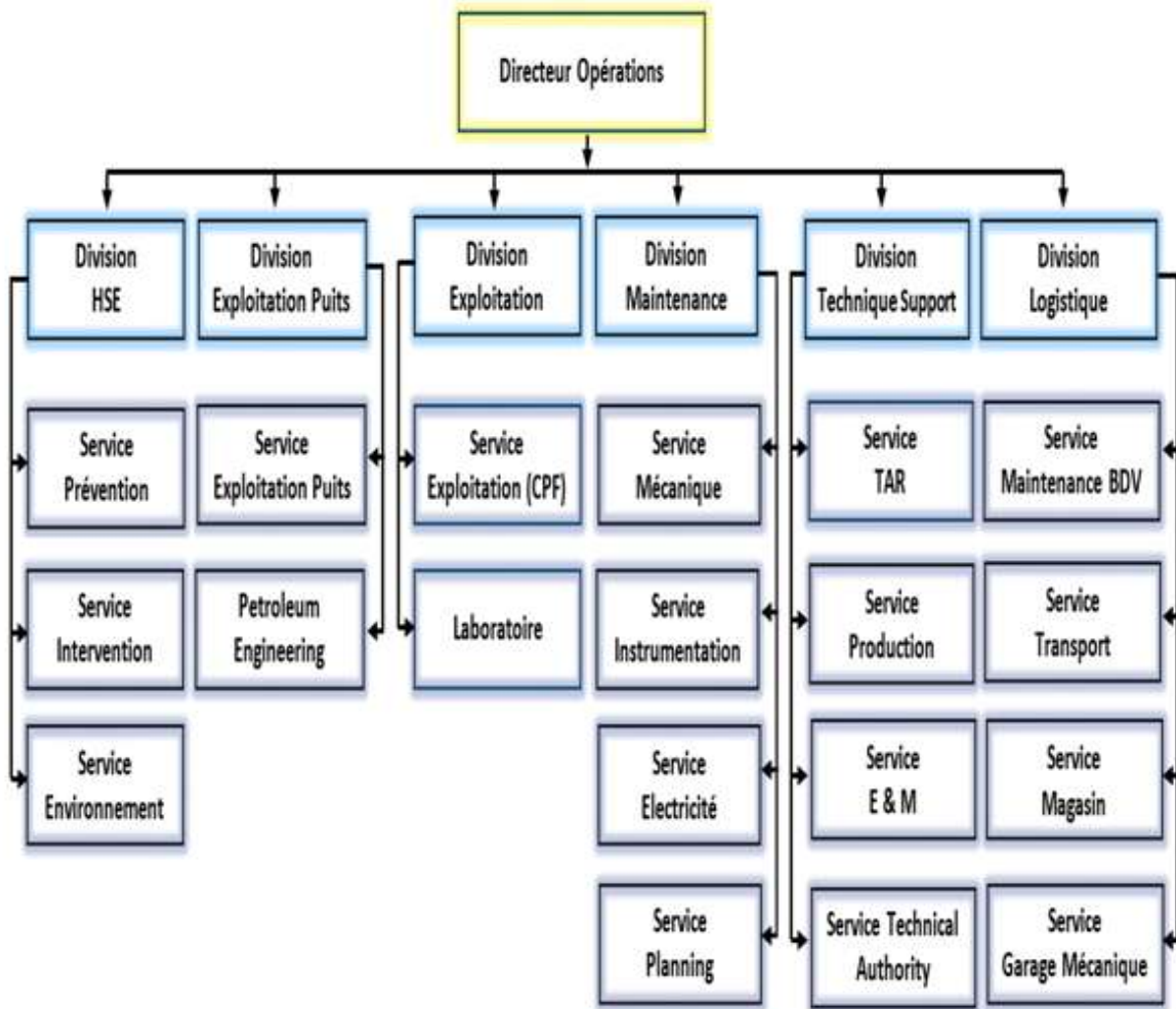


Figure I.3. Structure de la JV

#### I.4.1. Division HSE (Health Security Environment)

La division HSE a pour but d'assurer la sécurité du personnel, du matériel et de l'environnement. Elle est chargée aussi de faire les évaluations des risques en participant à la délivrance du permis de travail avant d'entamer les tâches de maintenance préventives et correctives [3].

##### I.4.1.1. Sécurité et Environnement

La sécurité, l'intégrité des travailleurs et des équipements est l'une des précautions majeures de l'entreprise.

En plus des sécurités process liées aux installations (PSV, BDV, Arrêt d'urgence), l'association s'est dotée d'une organisation adaptée aux risques potentiels liés à l'exploitation des installations de traitement de gaz [3].



- Formation et qualification personnelle
- Respect des procédures
- Dotation du personnel en équipements de protection individuelle.
- Application de règles d'or (permis de travail, isolation d'énergie, espace confiné, travaux en hauteur, sécurité routière, excavation, moyens de levage, gestion des modifications, communication)
- Evaluation continue des risques
- Evaluation des compétences.

#### **I.4.1.2. Moyens de surveillance**

- Réseau de caméras télé surveillance
- Poste de surveillance.

#### **I.4.1.3. Moyens de détection**

- Détecteurs de gaz
- Détecteurs de feu.

#### **I.4.1.4. Moyens d'intervention**

- Réservoir eau incendie (14810 m<sup>3</sup>), camion anti-incendie
- Réseau incendie (lances, flexibles, extincteurs)
- Système CO<sub>2</sub> (package turbine et sous station électrique)
- Système anti mousse (bac de stockage)
- Système déluge (pomperie expédition, aéro-réfrigérants)
- Pompes incendie (jockey 34 m<sup>3</sup>/hr, principale et secours diesel 500 m<sup>3</sup>/hr)
- Groupe électrogène de secours
- Plan orsec (organisation des secours).

#### **I.4.2. Division Exploitation Puits (DEP)**

Elle est chargée d'exploiter les puits, le système de production et le réseau de collecte. Elle assure également l'acheminement du gaz brut au complexe de traitement pour le traitement.

#### **I.4.3. Division Technique et Support**

La division technique et support a pour rôle de suivre la production et d'établir les bilans, de préparer et programmer les arrêts de révision programmé (TAR) et d'effectuer l'étude et la

gestion de modifications (MOC). La division apporte aussi un support technique multidisciplinaire à la maintenance à travers le service « Technical Authorities ».

#### **I.4.4. Division Maintenance**

La division maintenance est constituée de quatre services (mécanique, électricité, instrumentation et planning). Elle est chargée de préparer et faire toutes les réparations mécaniques et électriques au niveau du complexe de traitement, le système de réseau de collecte et les puits (maintenance corrective et préventive).

#### **I.4.5. Division Exploitation**

La division d'exploitation a pour rôle de gérer tous le centre de traitement, et veiller sur le bon fonctionnement de tous les équipements et la performance des installations de traitement afin de minimiser les pertes et d'assurer la continuité de service, la qualité et les spécifications requises des produits finis.

#### **I.4.6. Division Logistique**

La division logistique a le rôle de mettre à disposition et d'assurer tous les moyens de travail, transport, pièces de rechange, etc. pour toutes les autres divisions.

### **I.5. Présentation du complexe de traitement**

Complexe de traitement : est une unité centrale de traitement de gaz provenant des puits gaziers qui sont situés et répartis un peu partout aux proximités d'In amenas. Le gaz provenant des puits à 72 bar et 82°C est admis dans le slug catcher V-051 où il subit une première séparation gaz-liquide. A la sortie du slug catcher, le gaz alimente trois trains où il est purifié, séché et refroidi en vue de récupérer le maximum d'hydrocarbures liquides.

Les hydrocarbures liquides récupérés sont séparés par fractionnement en GPL et condensats. [4]

Le complexe de traitement est composé des sections suivantes :

- Installation de réception.
- Trois trains de traitement identiques.
- Section de compression de gaz résiduel.
- Section de stockage et expédition de GPL et condensat.
- Les utilités communes et de process.



Figure I.4. Complexe de traitement Tiguentourine

### I.5.1. But des installations

Le but des installations est le traitement et séparation du gaz brut pour avoir les trois produits suivants :

- Gaz sec ( $C_1, C_2$ )
- GPL : gaz de pétrole liquéfié ( $C_3, C_4$ )
- Condensat ( $C_{5+}$ )

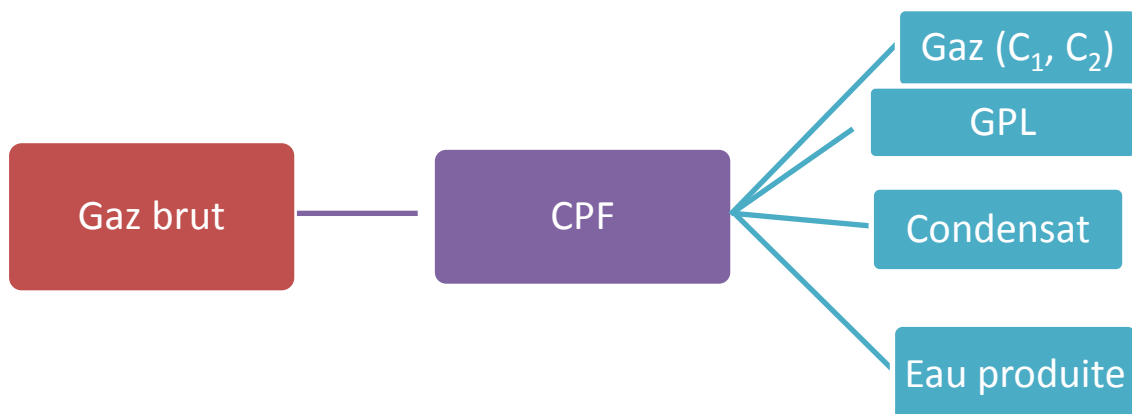


Figure I.5. Produits finis

### I.6. Utilisation des produits

- Méthane ( $\text{CH}_4$ ) : usage domestique (chauffage).
- Ethane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) : industrie pétrochimique (polyéthylène).
- Propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) : industrie pétrochimique (polypropylène).
- GPL ( $\text{C}_3/\text{C}_4$ ) : combustion moteurs.
- Condensats ( $\text{C}_5+$ ) : fabrication des essences.

Le complexe de traitement est représenté sur la figure I.6

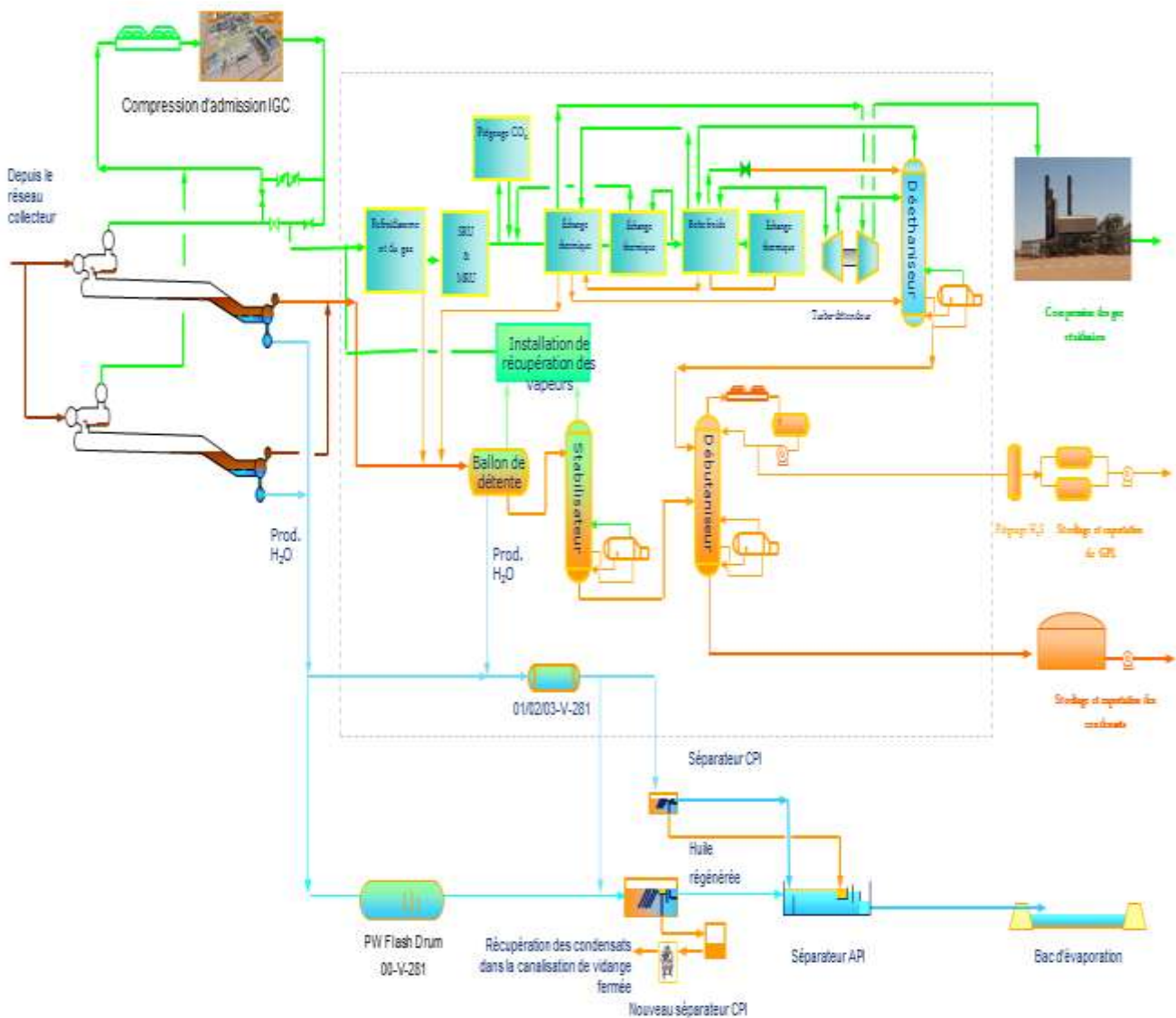


Figure.I.6. Schéma simplifié du procédé de traitement de gaz Tiguentourine complexe de traitement

## II.1 Introduction

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde et de plus en plus utilisé. Il dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de la production, de traitement et de transport.

Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour le 21<sup>ème</sup> siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique.

## II.2 Définition

Le gaz naturel est un combustible fossile présent naturellement sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol. Il s'est formé il y a des millions d'années par la transformation de matières animales et végétales enfouies sous la roche sédimentaire, sous l'effet de la pression et de la chaleur. Le gaz naturel est habituellement piégé sous des couches de roche qui l'empêchent de remonter à la surface.

Le gaz naturel est un hydrocarbure naturel. Les hydrocarbures forment une classe de composés organiques constitués de carbone et d'hydrogène c'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane ( $\text{CH}_4$ ) et on peut le trouver en quantité extrêmement variable d'un gisement à un autre, mais il peut également contenir une certaine quantité d'autres alcanes supérieurs (de  $\text{C}_2$  à  $\text{C}_8$ ), et parfois un faible pourcentage de :

- ✓ Du dioxyde de soufre  $\text{SO}_2$ .
- ✓ Du sulfure d'hydrogène appelé aussi gaz acide  $\text{H}_2\text{S}$ .
- ✓ Du dioxyde de carbone  $\text{CO}_2$ .
- ✓ De l'azote  $\text{N}_2$ .
- ✓ Parfois de petites quantités d'Hélium (He) et de Mercure (Hg). [6]

### II.3 Types du gaz naturel

L'apparition d'une phase liquide associée au gaz dépend des conditions de pression et de température dans le réservoir et en surface, ceci nous conduit à distinguer les types de gaz suivants :

#### II.3.1 Le gaz sec

Ce type de gaz contient un grand pourcentage de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), il ne forme aucune phase liquide dans les conditions de production.

#### II.3.2 Le gaz humide

Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et/ou condensats) au cours de la production dans les conditions de surface quand il y'aura des chutes de pression et/ou de température, il est moins concentré en hydrocarbures légers.

#### II.3.3 Le gaz à condensats

Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et/ou condensats) dans le réservoir et au cours de la production, la phase condensée est plus riche en constituants lourds.

#### II.3.4 Le gaz associé

Ce dernier type de gaz se trouve généralement dans les gisements pétroliers il coexiste dans le réservoir avec la phase huile soit sous forme libre (gaz de couverture) ou sous forme dissoute dans la phase huile. Le gaz dissous sera récupéré après la distillation atmosphérique du pétrole brut.

### II.4 Propriétés physico-chimiques du gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane, de l'éthane, du propane, des butanes et des pentanes. D'autres composés tels que le  $\text{CO}_2$ , l'hélium, le sulfure d'hydrogène et l'azote peuvent également s'y trouver. 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 ( $\text{CH}_4$ ). Le méthane est extrêmement inflammable. Il brûle facilement et presque totalement et n'émet qu'une faible pollution, 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. [6]

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  $-161^{\circ}\text{C}$ . 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.

Le gaz naturel est également une source d'énergie très sûre tant en ce qui concerne son transport et son stockage, que son utilisation.

#### II.4.1. Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur qui serait dégagée par la combustion complète d'un mètre cube normal ( $\text{Nm}^3$ ) de gaz sec dans l'air à une pression absolue constante et égale à 1,01325 bar, le gaz et l'air étant à une température initiale de  $0^{\circ}\text{C}$ , tous les produits de combustion étant ramenés à  $0^{\circ}\text{C}$  et une pression de 1,01325 bar (1 atm).

On distingue deux pouvoirs calorifiques :

##### II.4.1.1 Pouvoir calorifique supérieur PCS

C'est la quantité de chaleur (KWh ou MJ) qui serait dégagée par la combustion complète d'1  $\text{m}^3$  normal de gaz, l'eau formée pendant la combustion restant à l'état liquide, et les autres produits étant à l'état gazeux.

##### II.4.1.2 Pouvoir calorifique inférieur PCI

Il correspond à la chaleur dégagée par la combustion complète d'1  $\text{m}^3$  normal de gaz dont laquelle l'eau formée se transformerait en vapeur.

Le PCI se calcule en déduisant du PCS la chaleur latente de vaporisation ( $2511 \text{ KJ/Kg}$ ) de l'eau au cours de la combustion.

$$PCI = PCS - \text{chaleur latente de vaporisation}$$

#### II.4.2. Densité

La densité se définit par le rapport de sa masse volumique dans les conditions de références choisies (Ex : 1 atm et  $15^{\circ}\text{C}$ ) à celle de l'air dans les mêmes conditions ( $1,225 \text{ Kg/m}^3$ ).

Elle peut aussi être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir au moyen



de sa composition chimique en utilisant la relation suivante :

$$\text{Densité de gaz} = \text{masse moléculaire} / 28,97$$

Où la masse molaire de l'air = 28,97g/mol

## II.5. Filière du gaz naturel

La filière gazière est organisée en cinq grandes fonctions : l'exploration, l'extraction, le traitement, le transport (auquel on adjoint généralement le stockage) et la distribution aux consommateurs finals. L'organisation de la filière gazière peut être résumée dans la figure II.1 :

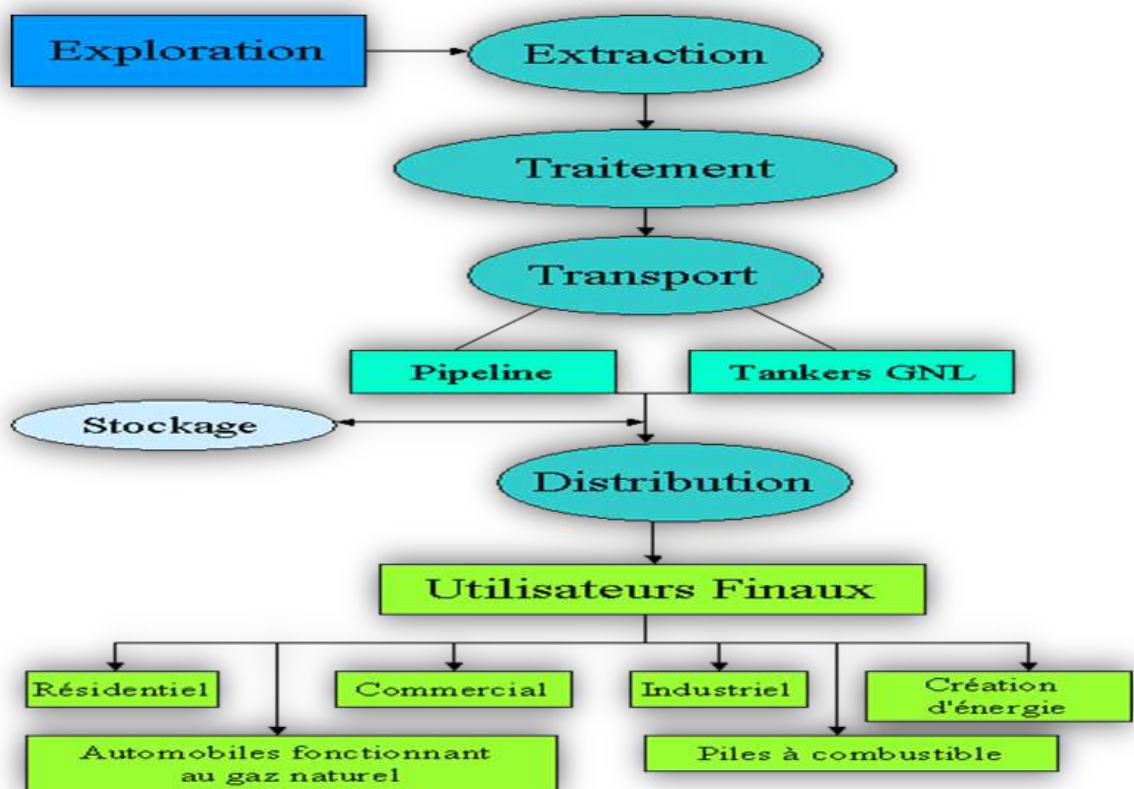


Figure II.1 : Schéma de la filière gazière [7]

### II. 5.1 Description des opérations de transformation

Le processus de production du gaz naturel est simple et très proche de celui du pétrole. Le gaz naturel est tout d'abord extrait du sol ou des océans par forage, puis transporté par voie terrestre (gazoducs) ou maritime jusqu'à une installation de nettoyage et de transformation pour être ensuite acheminé vers une zone de stockage et de traitement, puis envoyé vers des cavités creusées dans le sol ou des installations de stockage.



### II. 5.1.1 L'exploration

L'exploration est une étape très importante du processus. Au cours des premières années de l'industrie du gaz naturel, lorsque les connaissances dans ce domaine étaient encore limitées, les puits étaient uniquement creusés à l'intuition. Aujourd'hui, au regard des coûts d'extraction très élevés, les compagnies ne peuvent pas prendre le risque de forer n'importe où les géologues jouent alors un rôle essentiel en identifiant les poches de gaz naturel [6].

### II. 5.1.2 L'extraction

Le gaz naturel est extrait en creusant un trou dans la roche. Le forage peut être effectué sur terre ou en mer. Le matériel employé est fonction de la localisation de la poche de gaz et de la nature de la roche.

Une fois le gaz naturel localisé, il doit être extrait efficacement. Le taux de recouvrement le plus efficace est donné par la quantité maximum de gaz naturel pouvant être extraite sur une période de temps donnée sans endommager la formation. Plusieurs tests doivent être effectués à ce stade du processus.

Le plus souvent, le gaz naturel sous pression sortira du puits sans intervention extérieure. Toutefois, il est parfois nécessaire de faire appel à des pompes ou à d'autres méthodes plus complexes. La méthode d'extraction la plus répandue est basée sur le recours à des équipements de pompage [6].

### II. 5.1.3 Le traitement

A sa sortie du gisement, le gaz naturel est inutilisable en l'état. Le gaz brut extrait est composé essentiellement de méthane, mais contient une quantité variable d'autres composants dont certains sont impropres à la consommation. [6]

Le gaz naturel subit une série d'opérations de traitement pour éliminer les éléments nocifs, conserver ceux qui peuvent être commercialisés et donner au gaz son odeur caractéristique, et ces opérations consistent à :

#### a) La détente

Pour pouvoir être transporté dans de bonnes conditions, il faut réduire la pression et la température du gaz naturel. Il sort du puits à une pression de plusieurs centaines de bars et à plus de 100°C, on lui fait donc subir une détente qui ramène sa pression de l'ordre de 80 bars et à une température de 50°C.

**b) Le séchage**

On sèche le gaz naturel en éliminant l'eau qu'il contient naturellement. Lors de sa combustion, la vapeur d'eau se dégage sous cette forme et elle n'est pas gênante. En revanche, à l'état liquide elle provoque la corrosion des canalisations, le bouchage des détendeurs par la formation du givre ou d'hydrates de gaz qui risquent de colmater les conduites.

On élimine l'eau du gaz par les procédés :

- Détente du gaz où son refroidissement abaisse sa température : l'eau se condense.
- Lavage sélectif du gaz par un liquide hygroscopique : tri éthylène glycol (TEG).
- Adsorption de l'eau par des tamis moléculaires [6].

**c) L'Extraction des gaz acides**

L'extraction se fait essentiellement pour le sulfure d'hydrogène  $H_2S$  qui est à la fois toxique et corrosif, et le dioxyde de carbone  $CO_2$  qui est également corrosif et de valeur thermique nulle.

**d) La séparation des hydrocarbures (dégazolinage)**

Cette opération permet de récupérer les hydrocarbures lourds présents dans le gaz naturel : Elle est basée sur le principe de refroidissement progressif du gaz pour condenser tous les hydrocarbures liquides (condensables) contenus dans le gaz. Ces liquides sont récupérés dans des ballons séparateurs puis envoyés vers la section de stabilisation et de fractionnement. [8]

**e) L'odorisation**

Le gaz naturel est inodore, incolore et sans saveur donc indétectable par les sens humains. L'odorisation est une mesure de sécurité qui consiste à communiquer au gaz naturel une odeur caractéristique qui ne puisse être confondue avec aucune autre et qui soit détectable par tous. Cette odeur varie selon les pays, en France elle provient de l'addition de THT (TétraHydroTyophène)  $C_4H_8S$ .

**II. 5.1.4 Le Transport et le stockage**

Une fois le gaz naturel traité, il va être acheminé vers son lieu d'utilisation. Il peut être transporté :

**a) Par gazoduc**

Moyen de transport du gaz le plus utilisé car il est fiable et rentable. Des tubes d'acier sont

soudés pour former une canalisation pouvant atteindre plus de 3000Km de long. Le diamètre de ces tubes varie entre 50 centimètres et un mètre.

Lorsque le gaz est sous pression, il occupe moins de volume et circule plus vite : il peut atteindre une vitesse de 40 km/h dans les gazoducs. Pour garantir une vitesse optimum et éviter les déperditions énergétiques, des stations de compressions sont installées à intervalles réguliers le long du gazoduc (tous les 100 à 200 km). La pression est fixée entre 16 et 100 bars.

Pour des raisons de sécurité et d'environnement, les gazoducs sont le plus souvent enterrés dans le sol, à un mètre de profondeur dans les zones peuplées. Elle peut cependant aussi être installée sous l'eau, ou sur terre à l'air libre (en zone à sol dur ou bien en zone désertique).

### **b) Par Tankers GNL**

Le gaz naturel peut également être transporté par mer. Dans ce cas, il est transformé en Gaz naturel liquéfié (GNL). Le procédé de liquéfaction permet d'extraire l'oxygène, le dioxyde de carbone, les composés sulfuriques et l'eau. Les principaux composants de ce processus sont : une usine de liquéfaction, des bateaux de transport pressurisés et à température faible et des installations de regazéification. [6]

Avant d'arriver chez le consommateur, le gaz naturel passe parfois par une phase de stockage (dans des réservoirs souterrains). De ce fait, l'industrie du gaz naturel peut faire face aux fluctuations saisonnières de la demande. Ces réservoirs sont habituellement situés à proximité des marchés finaux afin de permettre aux compagnies de distribution de gérer les pics de consommation et d'approvisionner leurs clients sans délai [9].

## **II. 5.1.5 Secteurs d'utilisation**

Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être employée dans des domaines très variés. Traditionnellement, la fourniture de chauffage et d'électricité en sont les principaux débouchés. En outre, les préoccupations grandissantes liées à la protection de l'environnement devraient conduire à accroître encore le recours au gaz naturel dans les transports [10].

### **a) Utilisateurs domestiques**

Les applications domestiques sont les principaux débouchés du gaz naturel. Ce dernier peut être utilisé pour cuisiner, laver, sécher, faire chauffer de l'eau, chauffer une maison ou la climatiser

### **b) Applications commerciales**

Les principaux utilisateurs commerciaux de gaz naturel sont les fournisseurs de services (restaurants, hôtels, services médicaux, bureaux, etc.). Les applications commerciales du gaz naturel incluent la climatisation (air conditionné et réfrigération), la cuisson et le chauffage.

### **c) Industrie**

Le gaz naturel entre dans la fabrication de la pâte à papier, du papier, de certains métaux, produits chimiques, pierres, argile, verre et dans la transformation de certaines denrées. Il peut également être employé pour le recyclage des déchets, pour l'incinération, le séchage, la déshumidification, le chauffage, la climatisation et la cogénération.

### **d) Production d'électricité**

Les installations électriques et les fournisseurs d'énergie indépendants emploient de plus en plus le gaz naturel pour alimenter leurs centrales du fait de son coût d'exploitation. En général, les centrales fonctionnant au gaz naturel sont moins coûteuses, plus rapides à construire, plus productives et moins polluantes que des centrales utilisant d'autres combustibles fossiles.

### **e) Industrie automobile**

Le gaz naturel peut être utilisé comme combustible pour les véhicules à moteur de deux manières : en tant que gaz naturel comprimé (**GNC**), qui est la forme la plus répandue ou en tant que gaz naturel liquéfié (**GNL**).

### **f) Piles à combustible**

La pile à combustible est un dispositif électrochimique qui permet de combiner l'hydrogène et l'oxygène contenus dans l'air afin de produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau. Le gaz naturel est un des multiples combustibles à partir desquels les piles à combustible peuvent fonctionner.

## **II.6. Procédés de traitement du gaz brut**

Le traitement du gaz naturel consiste à le purifier et le débarrasser de certains des Constituants présents à la sortie du puits tels que : l'eau, les gaz acides ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ...) et les Hydrocarbures lourds (condensats) pour l'amener à des spécifications commerciales. On peut distinguer deux types de procédés [11].

### **II.6.1 Le procédé PRITCHARD**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des détentes simples,

avec en plus l'utilisation d'une boucle de propane ( $C_3H_8$ ) comme fluide réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de  $-23C^\circ$ . Le principe de fonctionnement du procédé s'articule sur les quatre étapes présentées dans la figure (II.2).

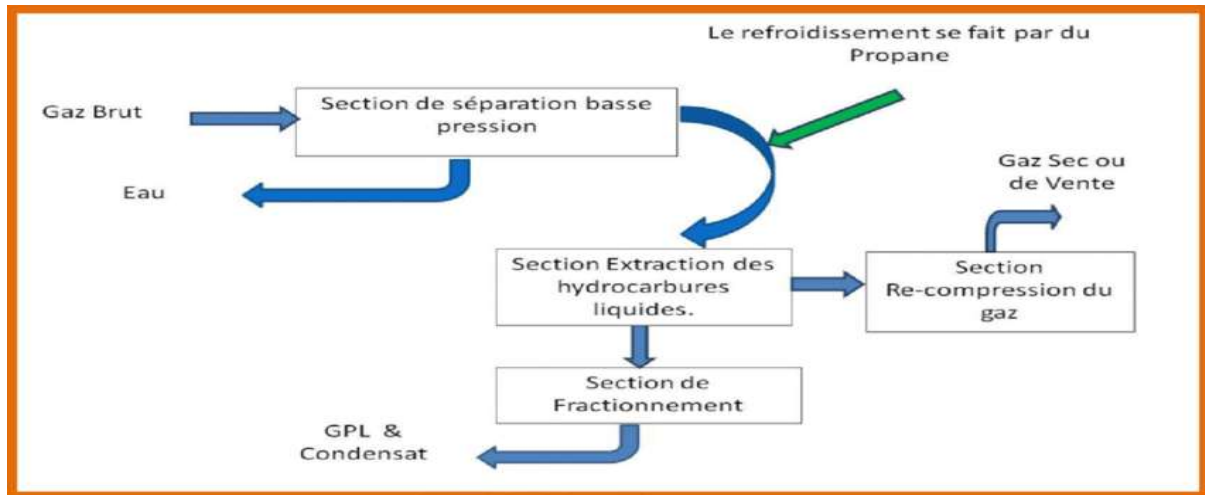


Figure II.2 : Les étapes du procédé PRITCHARD

### II.6.2 Le procédé HUDSON

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et complété par une détente à travers une machine dynamique appelée TURBO-EXPANDER, qui permet d'atteindre un niveau de température proche de  $-50^\circ C$ . Le principe de fonctionnement du procédé s'articule sur quatre étapes illustrées sur la figure (II.3).

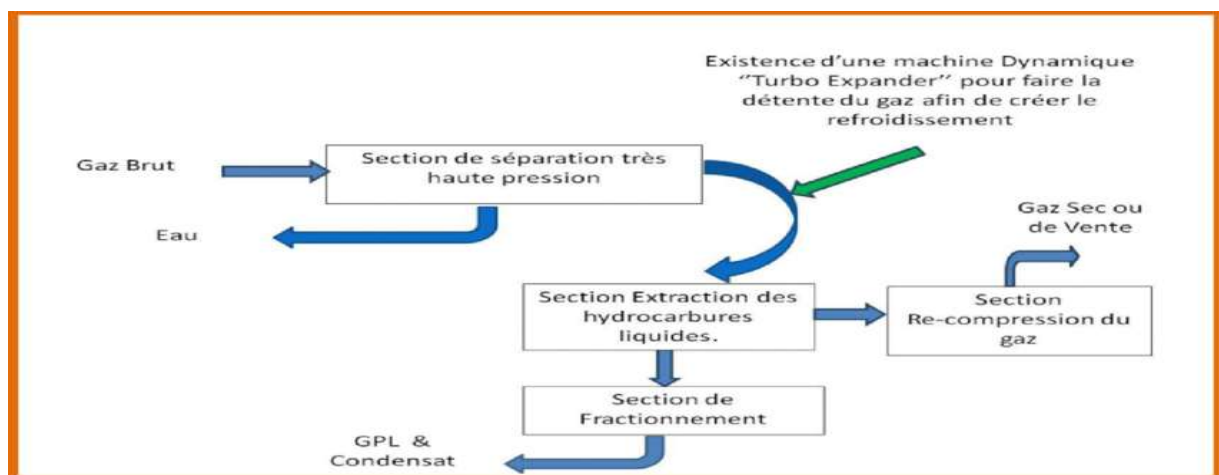


Figure II.3 : Les étapes du procédé HUDSON

### II.7. Description du procédé de traitement du gaz au complexe de traitement Tigentourine

Le gaz provenant des puits à 72 barg et à 82°C est admis dans le premier ballon séparateur V-051(slug catcher) où il subit une première séparation gaz-liquide.

A la sortie du slug catcher, le gaz alimente trois trains où il est purifié, séché et refroidi en vue de récupérer le maximum d'hydrocarbures liquides.

Les hydrocarbures liquides récupérés sont séparés par fractionnement en GPL et condensats [03].

### II.7.1. Traitement de gaz

Le gaz refroidi à 56°C dans un aéro-réfrigérant E-101, alimente le séparateur de gaz d'entrée V-101 au fond duquel on récupère une quantité d'eau et d'hydrocarbures. Le gaz sortant du ballon est filtré après avoir traversé les absorbeurs de H<sub>2</sub>S et Hg. 60% du débit de gaz filtré sont traités dans l'unité de décarbonatation et se recombinent avec les 40% restants. Une fois refroidi dans les échangeurs E-102, E-103 la teneur en eau du gaz est ramenée à moins de 0,1ppm à la sortie des sécheurs à tamis moléculaires.

Le gaz déshydraté est refroidi dans l'échangeur de gaz froid (E-141) par le gaz de tête de dééthaniseur sortant à T=-72°C et alimentant le ballon séparateur (V-141) du turbo-expander C-141. 26% du gaz sortant du V141, sous refroidi dans l'échangeur E-141 par le courant du dééthaniseur, subit une détente et sert de reflux de tête du dééthaniseur au 1<sup>er</sup> plateau (17barg) et 102°C, les 74% de gaz restant subissent une détente dans le turboexpander. La sortie de l'expander alimente le dééthaniseur au 15<sup>ième</sup> plateau (17 barg, -45°C). Si le turbo expander est indisponible l'unité peut fonctionner avec une vanne de by pass (Joule Thomson). Le produit de tête de dééthaniseur cède d'abord ses frigories dans le E-102 avant d'être comprimé à 25 barg par le compresseur entraîné par l'expander va alimenter le compresseur de gaz de vente appelé : « gaz résiduel » qui le comprime à 85 barg [4].

### II.7.2. Traitement des liquides

Les hydrocarbures liquides collectés subissent une détente dans le ballon de flash de condensat V-211 pour assurer la récupération des légers entraînés dans le condensat ; cette récupération sera complétée dans le stabilisateur de condensat V-221 par distillation.

Les vapeurs d'hydrocarbures récupérées sont envoyées à l'unité de récupération des vapeurs (VRU) pour compression et recyclage à l'entrée de l'unité.

Le condensat déshydraté, filtré et stabilisé est fractionné dans le débutaniseur pour donner le GPL en tête à 71°C et le condensat stabilisé en fond de colonne à 215°C.

Une partie de GPL liquide recueilli dans le ballon de reflux V-232 sert de reflux du

débutaniseur, l'autre partie après traitement dans l'absorbeur d' $H_2S$  est stockée dans les cigares de GPL.

Le condensat stabilisé du fond de colonne est envoyé aux réservoirs de stockage à toit flottant. Les condensats et GPL des stockages off spec peuvent subir un retraitement si nécessaire. [4]

### II.7.3 Description des utilités

Nous distinguons les utilités communes et les utilités process :

#### II.7.3.1 Utilités Communes

- Electricité (Turbogénérateur).
- Système Eaux (Incendie, Déminéralisée, et domestique).

#### II.7.3.2 Utilités Process

- Système Huile Chaude.
- Air Instrument et service (Compresseurs d'air).
- Azote (Package Azote).
- Fuel gaz, réseau torche HP, BP, drainages et fosse de brûlage ou (Burn pit).
- Système injection de méthanol et inhibiteur de corrosion. [4]

## II.8. Spécifications du Gaz brut et des produits finis

### II.8.1. Spécifications du Gaz brut

L'unité de traitement est conçue pour traiter le gaz brut dont les spécifications sont données dans le tableau II.1.

- La température maximale d'arrivée est de  $82^{\circ}C$ .
- La température minimale d'arrivée est de  $25^{\circ}C$ .
- La pression est de 72 barg.

Tableau II.1 Spécifications de gaz brut [4]

Composant	Composition
Azote	0.35-0.545
Dioxyde de charbon	4.00
Eau	0,138
Sulfure d'hydrogène	5ppm
Méthyle mercaptan	4ppm
Propyle (+) Mercaptans	4ppm
Mercure	200ng/sm <sup>3</sup>
Méthane	80.63
Ethane	7.069
Propane	3.190
I-Butane	0.571
N-Butane	1.021
I-Pentane	0.481
N-Pentane	0.381
N-hexane	0.529
N-heptane+	1.759

### II.8.2 Spécifications des produits finis

L'usine en exploitation normale permet d'obtenir les produits dont les spécifications sont rassemblées dans les tableaux suivants :



**Tableau II.2 Spécifications gaz export(Traité) [4]**

Compositions	Spécifications
CO <sub>2</sub>	≤ 2,0 mole
Gaz inertes (He, Ne) < 6,5 mole	
H <sub>2</sub> S	<2,0 mg/m <sup>3</sup>
Mercaptans	<15,00 mg/m <sup>3</sup>
Total sulfure <50,00mg/m <sup>3</sup>	
Eau	<50,00ppmv
Hg	10 ng/Sm <sup>3</sup>
Valeur calorifique brut 9145-9950 Kcal/Sm <sup>3</sup>	
Point de rosée -6°C à 81,5 bar	
Pression	70 bar

**Tableau II.3 Spécifications de GPL (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>) [4]**

Caractéristiques	Spécifications
Tension de vapeur	14,34 bar à 37,8°C
C <sub>2</sub> -	3% mole
C <sub>5</sub> <sup>+</sup>	0,4 % mole

**Tableau II.4 Spécifications du Condensat (C<sub>s</sub>) [4]**

Caractéristiques	Spécifications
Total sulfure	0.005% massique
Total sel	< 0.06 kg/tonne
TVR (tension vapeur)	< 10 psi

### III.1 Introduction

Le gaz naturel contient souvent des impuretés telles que le  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $NH_3$ , mercaptans qu'il faut extraire pour répondre aux spécifications et exigences sur les produits. La teneur des impuretés varie d'un gisement à un autre, cependant, les gaz acides sont les principaux éléments à éliminer.

Les principales techniques pour séparer le  $CO_2$  des gaz de production sont basées sur, les procédés d'adsorption, les procédés membranaires les procédés d'absorption (chimique ou physique). C'est au dernier que ce travail est consacré. L'absorption dans les amines est une technique avérée et efficace, qui a l'intérêt de pouvoir capter simultanément le  $CO_2$  et  $H_2S$  [13].

### III. 2 Généralités sur l'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.

#### III.2.1 Phénomène d'absorption

L'absorption est une opération unitaire de génie des procédés caractérisée par des transferts de matière d'une phase à une autre. Parfois ces transferts de matière sont accompagnés de transfert de chaleur. L'absorption met en jeu des échanges de matière entre une phase gazeuse et une phase liquide de natures chimiques différentes. Un ou plusieurs constituants de la phase gazeuse passent en solution. Cette opération est principalement utilisée pour purifier un flux gazeux ou pour récupérer un constituant présent dans un mélange gazeux. Lorsque le composé transféré n'est pas modifié, le processus est une simple absorption physique, afin d'augmenter le transfert du composé, une réaction peut être mis en œuvre [13].

#### III.2.2. But et performances des absorbeurs

L'absorption chimique nécessite une colonne de séparation dans laquelle le transfert de matière est favorisé par une importante surface de contact entre le liquide et le gaz. Les colonnes d'absorption sont généralement des colonnes à plateaux ou à garnissage.

Le but des absorbeurs est de réaliser le meilleur échange de matière entre une phase liquide en contact avec une phase gazeuse. Les performances globales de l'absorbeur, rendement et sélectivité, dépendent des phénomènes mis en jeu, à savoir :

- Les équilibres thermodynamiques à l'interface (solubilités).

- Les lois de transport dans les phases (diffusivités).
- Les lois de transfert au voisinage des interfaces (coefficients de transfert, aires interfaciales).
- Les cinétiques des réactions chimiques (schémas réactionnels, constantes cinétiques, ordres de réaction [13]).

### III.2.3 Types d'absorbours

L'efficacité de ces colonnes est fonction du bon dimensionnement et du choix des solvants adaptés au gaz à traiter.

Les réacteurs utilisés dans l'absorption des gaz acides ont des formes très diverses :

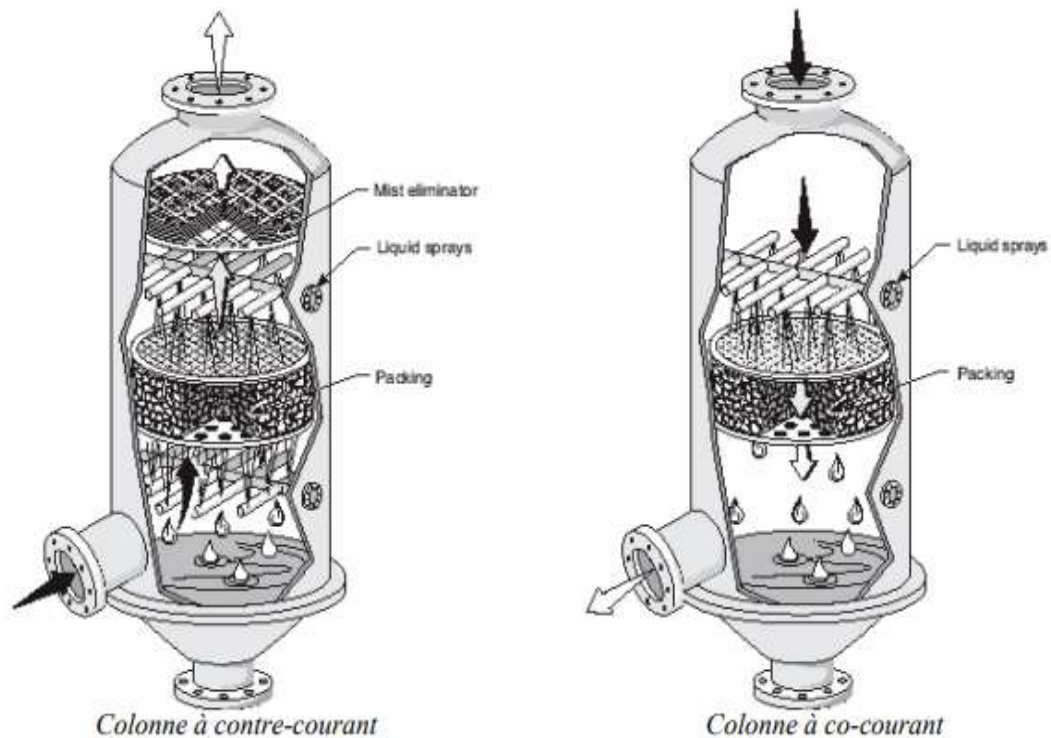
- Réacteurs tubulaires à bulles, à gouttes, à film tombant, à garnissage, à plateaux
- Réacteurs à cuve agitée mécaniquement
- Réacteurs du type jets ou venturis.

#### III.2.3.1 Colonnes à garnissage

La colonne à garnissage est une colonne remplie d'éléments permettant d'augmenter la surface de contact entre la phase gazeuse et liquide, le garnissage est choisi en fonction du coefficient d'échange souhaité. La colonne contient :

- Dans sa partie inférieure, une grille de support du garnissage.
- Dans sa partie supérieure, un distributeur de liquide est parfois un dévésiculeur et parfois un re-distributeur.

En considérant la façon d'alimenter la colonne en gaz et en liquide, on peut distinguer trois types de colonnes : à flux croisé, à co-courant, et contre-courant (figure III.1).



**Figure. III.1. Différents arrangements de distribution des phases dans les colonnes à garnissage contre-courant. [16]**

L'efficacité des colonnes garnies dépend notamment de :

- Vitesse du gaz
- Concentration de l'absorbant dans la solution
- Teneur en polluants dans la phase gazeuse
- Hauteur de la colonne

Un des paramètres très important pour le dimensionnement des colonnes à garnissage est la perte de charge, car c'est elle qui limite le débit de gaz introduit dans la colonne [16].

### III.2.3.1.1 Différents types de garnissages

Le nombre de types de garnissages utilisés ces 50 dernières années est impressionnant, ce sont principalement les :

- Anneaux de Raschig : ce sont des manchons cylindriques de hauteur égale au diamètre
- Anneaux Pall : la surface intérieure d'un anneau Pall se révèle beaucoup plus accessible au mouillage que sa surface extérieure d'où l'idée d'aménager des fentes transversales dans les parois en repoussant la matière à l'intérieure
- Sell de Berl : ce corps a une forme dérivée du paraboloïde hyperbolique avec renforcement des arrêtes et adjonction de nervures. [15]



Figure III.2. Différents types de garnissages

### III.2.4 Choix du liquide de lavage

Pour une colonne d'absorption, les solvants doivent être peu volatils, avoir une grande capacité d'absorption, être facilement séparables du soluté et enfin ils doivent être sélectifs

Le choix de l'absorbant doit satisfaire d'autres conditions :

- Avoir un poids moléculaire le plus faible possible
- Avoir une viscosité faible afin de faciliter sa mise en œuvre et de limiter sa consommation énergétique.
- Avoir une pression de vapeur suffisamment basse.

#### III.2.4.1 Absorption des gaz acides par solvant

Ce type de procédé comprend plusieurs variantes selon la technologie utilisée mais son principe est toujours basé sur la succession des deux mêmes étapes. [15]

- Une phase d'absorption dans laquelle le gaz à traiter est mis en contact avec un solvant qui absorbe sélectivement le  $\text{CO}_2$ . Le solvant chargé en  $\text{CO}_2$  est récupéré en fond d'absorbeur et les gaz épurés sortent en tête ;
- Une phase de désorption au cours de laquelle le solvant est régénéré par changement des conditions de pression et/ou température.

Pour effectuer cette absorption/désorption, on distingue généralement trois catégories de solvants : les solvants chimiques, les solvants physiques et les solvants mixtes.

#### a) Solvants chimiques

Ces solvants réagissent chimiquement avec l' $\text{H}_2\text{S}$  et le  $\text{CO}_2$  par des réactions équilibrées. Les réactions d'absorptions sont favorisées par une forte pression et une basse température, le solvant pouvant ensuite être régénéré en inversant ces conditions.

Les solvants chimiques les plus répandus sont :

- N-méthyl diéthanolamine (MDEA), mono et diéthanolamine (MEA et DEA), diisopropylamine (DIPA).
- Les solutions de carbamate de potassium chaud
- La di-glycol-amine en solution aqueuse.

### **b) Solvants physiques**

Ils permettent l'absorption par dissolution des composés acides, sans réaction chimique. Les différences de solubilités de l' $H_2S$  et du  $CO_2$  leur confèrent une propriété d'absorption sélective de l' $H_2S$ , plus soluble que le  $CO_2$ . Ils sont généralement employés pour le traitement de gaz de synthèse.

### **c) Solvants mixtes**

Ces solvants sont des mélanges d'un solvant physique et d'un solvant chimique. Le plus connu est le « Sulfinol » développé par Shell, mélange de sulfolane et d'une éthanol-amine (MDEA ou DIPA).

## **III.3. Généralités sur l'amine**

Parmi les solvants chimiques, les solutions d'alcanolamines sont les plus couramment utilisées dans les procédés d'absorption des gaz acides.

Les alcanolamines sont des dérivées de l'ammoniac dans lequel les atomes d'hydrogènes sont remplacés par les groupes d'alcool. Elles se composent de trois groupes : un groupe hydroxyle(OH), un groupe amine (-NH) et un groupe aliphatique (-CH<sub>m</sub>).

L'amine est une base organique.

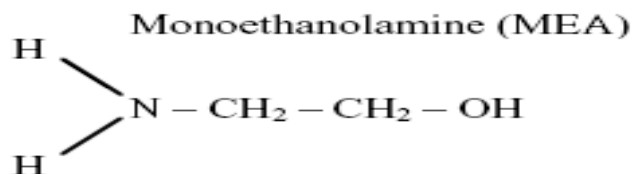
- Il y a trois groupes : primaire, secondaire, tertiaire.
- La réaction d'amine avec le  $CO_2$  est réversible.
- La réaction d'absorption de  $CO_2$  est une réaction exothermique (libéré de la chaleur).
- Le  $CO_2$  absorbé à une haute pression et basse température, la régénération se faite a une basse pression et haute température [16].

### **III.3.1 les types d'amines**

#### **III.3.1.1 Amine primaire**

Est une base très forte, réaction très rapide avec Le  $CO_2$  mais des grands problèmes de corrosion.

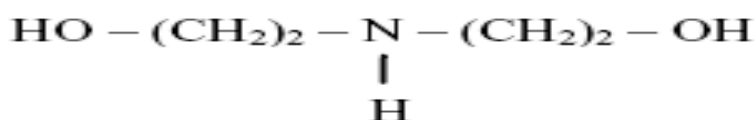
[12]



### III.3.1.2 Amine secondaire

Est une base forte, réaction très vite avec Le CO<sub>2</sub>, présence de corrosion mais moins que MEA [12].

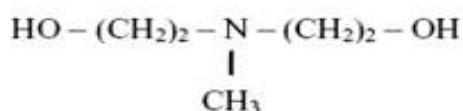
### Diethanolamine (DEA)



### III.3.1.3 Amine tertiaire

Les amines tertiaires sont des bases plus faibles. Elles réagissent plus rapidement avec l'H<sub>2</sub>S qu'avec le CO<sub>2</sub>, et sont utilisées pour leur sélectivité. Leur capacité d'absorption est nettement plus élevée que celle des amines primaires et secondaires. La présence d'une importante pression partielle de CO<sub>2</sub> associée à un objectif modéré en ce qui concerne les performances de séparation rendent la MDEA intéressante.

### MDEA: méthyl-diethanolamine



## III.4. Description de l'unité de décarbonatation de gaz naturel

L'unité de décarbonatation est l'une des unités de traitements du gaz naturel conçue pour l'élimination d'une grande partie du gaz carbonique «CO<sub>2</sub>» contenu dans le gaz d'alimentation. In Amenas est un champ qui contient plusieurs puits ; ces puits sont rassemblés dans 4 ligne de collecte pour transporter le gaz vers le centre de traitement.

Le gaz transite à l'entrée de l'usine par le premier séparateur tri-phasique d'entrée (slug catcher) il est séparé en 3 produits :

- Gaz.
- Eau.
- Hydrocarbure liquide.

Ces produits seront traités dans trois trains identiques :

- L'eau récupéré est envoyée vers un ballon de chaque train pour retraitement.
- Les hydrocarbures liquides du (slug catcher) sont envoyés vers un ballon séparateur de pré-flash de chaque train.
- Le gaz brut subit un traitement qui consiste à limiter les teneurs en CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S et Hg pour donner en fin de ligne le Gaz résiduel, le GPL et le Condensât vers export [03].

Le procédé étudié dans notre cas est la décarbonatation.

L'unité de décarbonatation traite 60 % du débit total de gaz sortant des absorbeurs H<sub>2</sub>S et Hg pour ramener la teneur du gaz recombinaé (60 % traite et 40 % by-pass) en CO<sub>2</sub> à 2% molaire selon les spécifications demandées.

Le gaz à purifier passe à travers l'absorbeur en contre-courant du flux de la solution d'amine. La solution riche en gaz acide, sortant du bas de l'absorbeur est réchauffée dans un échangeur de chaleur par la solution pauvre en gaz acides et elle est ensuite conduite au stripeur.

Dans les unités de traitement de gaz à haute pression, on utilise souvent la détente préalable de la solution riche dans un ballon, afin d'extraire les hydrocarbures. Avant le stripping Au niveau du stripeur, la solution d'amines libère les gaz acides à basse pression, l'apport de la quantité de chaleur nécessaire à la colonne, pour la désorption est assuré par le rebouilleur [03].

#### III.4.1. Le but de l'unité de décarbonatation

- Enlever le CO<sub>2</sub> d'une partie du gaz d'alimentation de l'unité de façon qu'après traitement et mélange avec le gaz non-traité, le mélange gazeux réponde aux spécifications de teneur en CO<sub>2</sub>.

- Faire circuler le solvant d'amine pauvre dans l'absorbeur du CO<sub>2</sub> et de régénérer l'amine riche sortant de l'absorbeur

On fait la décarbonatation pour éviter :

- La corrosion des pipelines en présence de l'eau.
- Le givrage à des basses températures.
- La diminution du pouvoir calorifique du gaz

Le CO<sub>2</sub> est enlevé du gaz par absorption chimique en utilisant un solvant nommé le Méthyle Di- Ethanol Amine activé (aMDEA). L'absorption du CO<sub>2</sub> a lieu dans l'absorbeur à une haute pression de 69.2 barg et à la température approximative de 60 °C.

Les liquides entraînés par le gaz à la sortie de l'absorbeur du CO<sub>2</sub> sont récupérés dans un ballon de gaz traité avant d'être recombinaés avec le gaz non traité déviant l'unité.

Le solvant d'amine riche en CO<sub>2</sub> est régénéré dans une colonne où l'amine est détendue à



une basse pression de 0.2 barg et à une température élevée de 110°C.

La solution d'amine pauvre, libérée du CO<sub>2</sub>, est refroidie et filtrée avant sa réutilisation dans la colonne d'absorption. Le CO<sub>2</sub> extrait, est refroidi et puis dégagé vers l'atmosphère à un endroit sûr.

Pour un bon fonctionnement de la colonne, la différence de température de l'amine doit être supérieure à 5°C minimum par rapport à la température du gaz d'entrée pour éviter la condensation des hydrocarbures causant le phénomène de moussage.

Le débit d'alimentation de l'unité de décarbonatation est ajusté de telle façon à obtenir une teneur en CO<sub>2</sub> inférieure à 2 % mole [12].

Les équipements suivants sont inclus dans l'unité de décarbonatation pour chacun des trains de traitement :

- L'absorbeur du CO<sub>2</sub> (01-V-112)
- Ballon de gaz traité (01-V-114)
- Colonne BP Flash d'Amine(01-V-116)
- Condenseur Colonne de Flash (01-E-112)
- Ballon de Reflux de la Colonne de Flash BP(01-V-115)
- Pompes de Reflux de la colonne de Flash BP(01-P-111A/B)
- Pompes d'Amine Riche (01-P-117A/B)
- Echangeur de l'amine Pauvre/Riche (01-E-116)
- Régénérateur d'Amine(01-V-113)
- Rebouilleur du Régénérateur d'Amine(01-E-115)
- Echangeur d'Huile Chaude du Régénérateur d'Amine (01-E-111A/B/C).
- Pompes Booster d'Amine Pauvre(01-P-113A/B)
- Echangeur d'Amine Pauvre / Riche (01-E-116)
- Refroidisseur d'Amine Pauvre (01-E-113)
- Pré filtre d'Amine Pauvre (01-V-118)
- Filtre à Charbon d'Amine Pauvre (01-V-119)
- Filtre à Cartouche d'Amine Pauvre (01-V-1120)
- Pompes d'Amine Pauvre (01-P-112A/B)
- Package d'Injection d'Anti mousse(01-X-111)
- Fosse de Purge d'Amine(01-X-112)

Les équipements suivants sont inclus dans l'unité de décarbonatation et sont communs aux trois trains de traitement.

- Ballon de Collecte de Purge d'Amine(00-V-117)
- Pompe de Reprise du Ballon de Collecte de Purge d'Amine (00-P-115A/B)
- Pompe de Reprise des HC du Ballon de collecte de Purge d'Amine (00-P-119A/B)
- Ballons de stockage d'Amine (00-V-112A/B)
- Pompes d'Alimentation en Amine (00-P-118A/B)
- Ballon d'Appoint d'Amine(00-V-111)

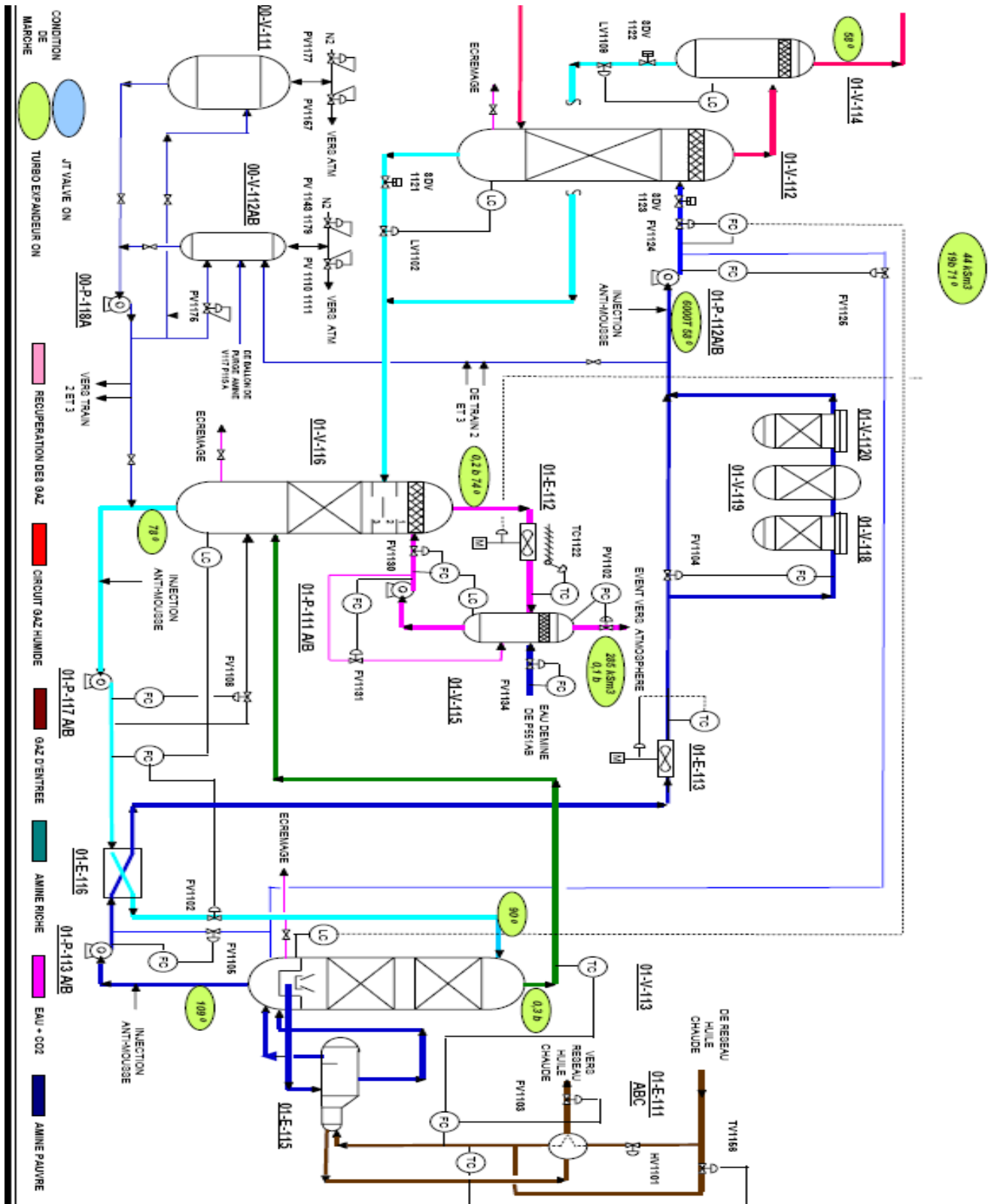


Figure III.3 : Schéma du procédé de Décarbonation au niveau du complexe de traitement d'In Amenas

### III.5. Fonctionnement du procédé

Le gaz d'alimentation de l'unité de décarbonatation provient des filtres des absorbeurs de H<sub>2</sub>S du gaz V-1111A/B. L'unité de décarbonatation de gaz est équipée de deux vannes d'isolements, pour isoler l'unité lors de la maintenance. La vanne d'entrée est équipée d'une ligne de déviation (by-pass) contenant une vanne à boisseau sphérique et d'un robinet. Cette ligne de by-pass est utilisée durant le démarrage pour égaliser la pression en amont et en aval avant l'ouverture de la vanne principale d'isolement.

Une ligne de déviation est fournie pour l'unité de décarbonatation, elle contient une vanne de contrôle de débit FV-1010. L'écoulement vers l'unité de décarbonatation est manipulé par la vanne citée ci-dessus, de façon que la teneur en CO<sub>2</sub> du gaz produit soit inférieure à 2% molaire. L'unité de décarbonatation est conçue pour un débit de 60% du débit total du train et la vanne de by-pass est conçue pour un débit de 100% du débit total du train.

Un analyseur en ligne AI-1000 mesure la teneur en CO<sub>2</sub> dans le gaz qui alimente la section de déshydratation du gaz [03].

#### III.5.1 Absorbeur de CO<sub>2</sub> V-112

Le gaz sortant des filtres de l'absorbeur de H<sub>2</sub>S du gaz V-1111A/B, entre dans la colonne d'absorption du CO<sub>2</sub> à travers une boucle dans une tuyère d'entrée de 12".

La boucle est fournie pour éviter le retour du solvant du gaz dans les filtres en amont de l'absorbeur durant l'arrêt.

La colonne d'absorption de CO<sub>2</sub> est une colonne verticale contenant des lits à garnissages de type Métal Intalox. Les deux lits sont tenus en place par un plateau ondulé avec des orifices pour distribuer le gaz à travers les lits à garnissages.

La limite supérieure des lits contient des limiteurs de lits qui sont des grilles qui évitent l'entraînement du garnissage. Au-dessus des limiteurs de lits un ré-distributeur de type à orifice est fourni pour distribuer uniformément le solvant sur le lit évitant ainsi la création de chemins préférentiels. L'absorbeur de CO<sub>2</sub> fonctionne à une pression de 69.2 bar et est alimenté par le solvant à une température de 47 °C. Pour un fonctionnement efficace de la colonne, la température de l'amine pauvre doit être supérieure à celle du gaz d'alimentation d'entrée d'au moins 5°C, pour empêcher la condensation des hydrocarbures qui peuvent provoquer un moussage dans la colonne et une perte d'efficacité.

Le gaz d'alimentation entre par le fond de l'absorbeur, traverse les lits à garnissages vers le haut où il est en contact avec le solvant. Le gaz décarbonaté sort par le haut de l'absorbeur et le solvant riche en CO<sub>2</sub> est collecté au fond du ballon et est transféré sous la pression de la colonne

vers le système à basse pression pour extraire le  $\text{CO}_2$  et pour régénérer le solvant dans la colonne de flash BP.

Le solvant d'amine pauvre est alimenté par le haut de la colonne, au-dessus du lit à garnissage et descend vers le bas de la colonne pendant que le gaz monte à travers la colonne.

Le solvant absorbe le  $\text{CO}_2$  présent dans le gaz d'alimentation et il est collecté au fond de l'absorbeur ou son niveau est contrôlé par un contrôleur de niveau. Ce solvant appelé amine riche sort de l'absorbeur vers la colonne de flash BP V-116.

Le gaz traité monte et passe à travers un démister vers le ballon tampon du gaz traité 01-V-114 [03].

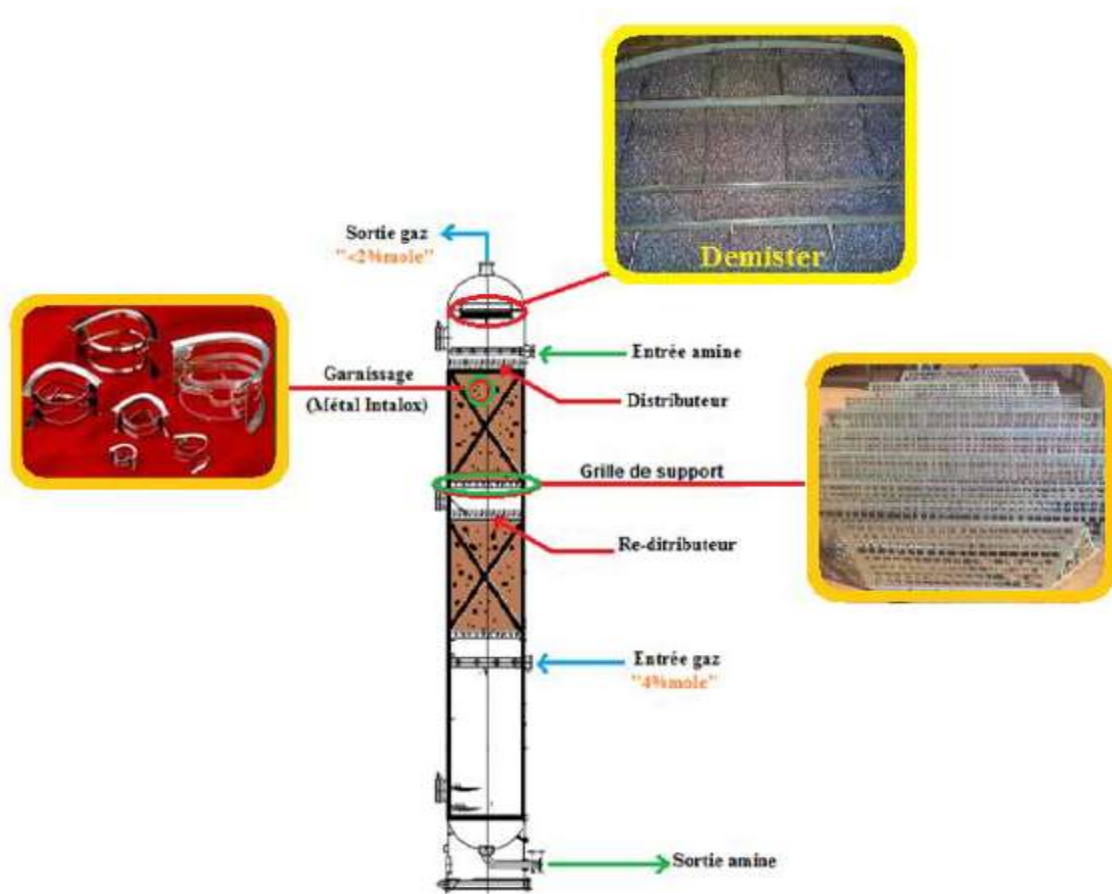


Figure.III.4 : Schéma simplifié pour colonne d'absorption du  $\text{CO}_2$

### III.5.2 Ballon du gaz traité V-114

Le ballon tampon de gaz traité est vertical avec un diamètre interne de 2000 mm et sa longueur de tangente à tangente est de 6700 mm. Un démister de type à treillis métallique est installé en haut du ballon.

Les gaz entrent au ballon via la tuyère d'entrée à travers un distributeur du flux et monte dans la zone de vapeur où la vitesse est réduite, ce qui permettra aux gouttelettes liquides de tomber sous l'effet de la gravité. Le gaz sort via un démister, qui coalesce toute gouttelette de

liquide restante.

Les liquides condensés tombent du gaz sous l'effet de la gravité et sont collectés au fond du ballon ou le niveau du liquide est contrôlé par un contrôleur de niveau. Les liquides sortent du ballon vers la colonne de flash BP V-116 [03].

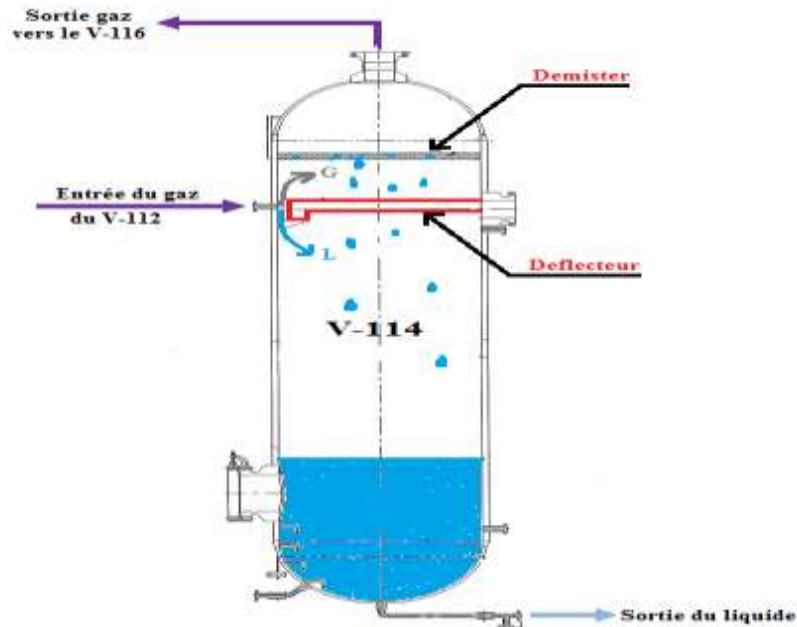


Figure III.5: Schéma du ballon tampon

### III.5.3 Colonne de flash V-116

La colonne BP flash est une colonne verticale contenant un seul lit à garnissage de type d'anneaux Pall métalliques de 2", conçu pour améliorer l'efficacité de l'extraction du CO<sub>2</sub> dans le régénérateur d'amine V-113.

La colonne BP flash d'amine fonctionne à une pression de 0.2 barg et une température entre 84°C et 77°C.

La colonne BP Flash d'amine reçoit les liquides d'amine des sources suivantes :

- L'absorbeur de CO<sub>2</sub> V-112
- Ballon tampon de gaz traité V-114

L'amine riche s'écoule sur le plateau cheminé par un distributeur d'alimentation du haut du lit à garnissage. Les vapeurs de flash contenant principalement du CO<sub>2</sub> se dirigent vers le haut du plateau cheminé à travers trois plateaux type tamis perforés ou elles rentrent en contact avec le reflux liquide, contenant principalement de l'eau provenant du ballon de reflux V-115. Le liquide d'amine de reflux absorbe la vapeur riche en CO<sub>2</sub> ce flux sort de la colonne par un démister vers le condenseur de la colonne de flash BP.

L'amine s'écoule du plateau à cheminée et ruisselle vers le bas du lit à garnissage vers le fond de la colonne.

Le lit à garnissage est tenu en place par un plateau ondulé avec des orifices pour distribuer le solvant à travers le lit à garnissage [03].

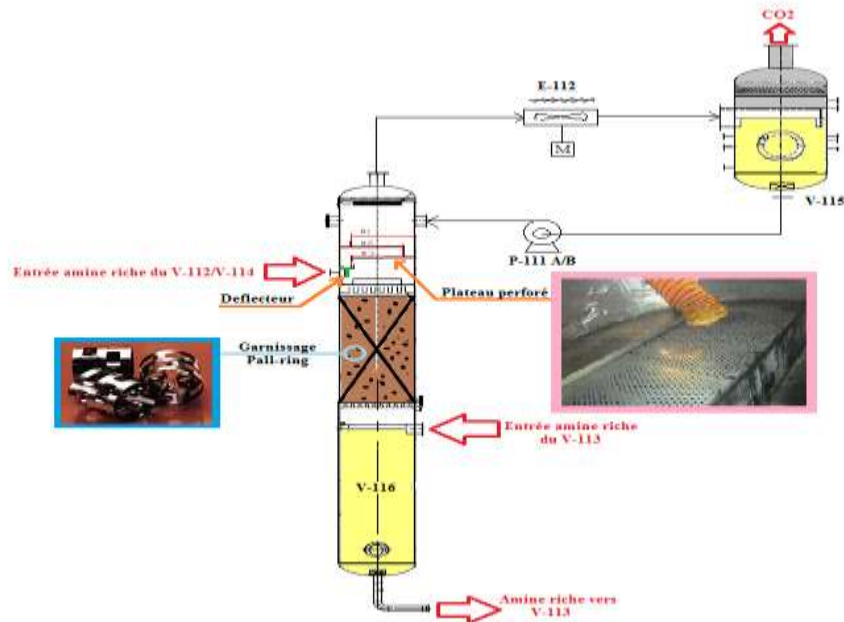


Figure.III.6 : schéma de la colonne BP flash d'amine

### III. 5.4 Condenseur de la colonne de flash BP E-112

La vapeur contenant le  $\text{CO}_2$  et l'eau de la tête de la colonne de flash BP est condensée dans le condenseur de la colonne de Flash BP E-112.

Cet échangeur de chaleur à tirage induit est constitué d'un compartiment simple et de deux ventilateurs, il est conçu pour refroidir et condenser partiellement les vapeurs en haut de la colonne à  $55^\circ\text{C}$ .

Les vapeurs et les liquides condensés restants passent dans le ballon de reflux de la colonne de flash BP.

### III.5.5 Ballon de reflux de la colonne de flash BP V-115

Le ballon de reflux de la colonne de flash BP est vertical de diamètre interne de 1650 mm et sa longueur de tangente à tangente est de 2500 mm

Un demister de type à treillis métallique est installé en haut du ballon.

Les vapeurs riches en  $\text{CO}_2$  et l'eau condensée entrent dans le ballon par la tuyère d'entrée à travers un distributeur du flux et monte dans la zone de vapeur où la vitesse est réduite, ce qui

permettra aux gouttelettes liquides de tomber sous par gravité. Le gaz sort via un désembuer, qui coalesce toute gouttelette de liquide restante.

Un piquage pour l'appoint d'eau déminéralisée est installé sur le ballon de reflux pour compenser l'eau perdue dans le système

Le CO<sub>2</sub> se dégage du haut du ballon de reflux vers un silencieux et une coupe flamme et finalement vers l'atmosphère.

Les liquides condensés sont collectés au fond du ballon ensuite sont pompés de nouveau vers la colonne comme reflux [03].

### III.5.6 Régénérateur d'amine V113

Le régénérateur d'amine est une colonne verticale a garnissage, qui reçoit de l'amine riche de l'échangeur d'amine pauvre/riche E-116. L'alimentation entre dans le plateau acheminé par un distributeur d'alimentation, où celle-ci est séparée.

Les vapeurs séparés contiennent principalement du CO<sub>2</sub> et se dégagent du haut du régénérateur vers la colonne BP flash d'amine V-116.

La pression de service du régénérateur est contrôlée à 0.29 bar indirectement par le contrôle de la pression de retour dans le ballon de reflux de la colonne de flash BP. La température en tête du régénérateur d'amine est contrôlée à 96.3 °C en ajustant l'écoulement d'huile chaude dans le rebouilleur.

Pour maintenir un débit de vapeur suffisant dans la colonne et s'assurer que le CO<sub>2</sub> est complètement séparé de l'amine, les liquides du dernier plateau passent à travers un rebouilleur de type kettle ou ils sont partiellement vaporisés en utilisant l'huile chaude comme un fluide chauffant.

Le solvant d'amine riche ruisselle vers le bas à travers deux lits à garnissage ondulé contenant des anneaux Pall de 2'', les vapeurs passent du rebouilleur vers le haut. Les deux lits sont tenus en place par un plateau ondulé avec des orifices pour distribuer le gaz uniformément à travers les lits à garnissages.

Les liquides et les vapeurs rentrent en contact étroit les lits à garnissages.

L'amine séparée du CO<sub>2</sub> est appelée amine pauvre, elle est collectée au fond du régénérateur, d'où elle est pompée à travers des échangeurs et des filtres dans l'absorbeur du CO<sub>2</sub> [03].



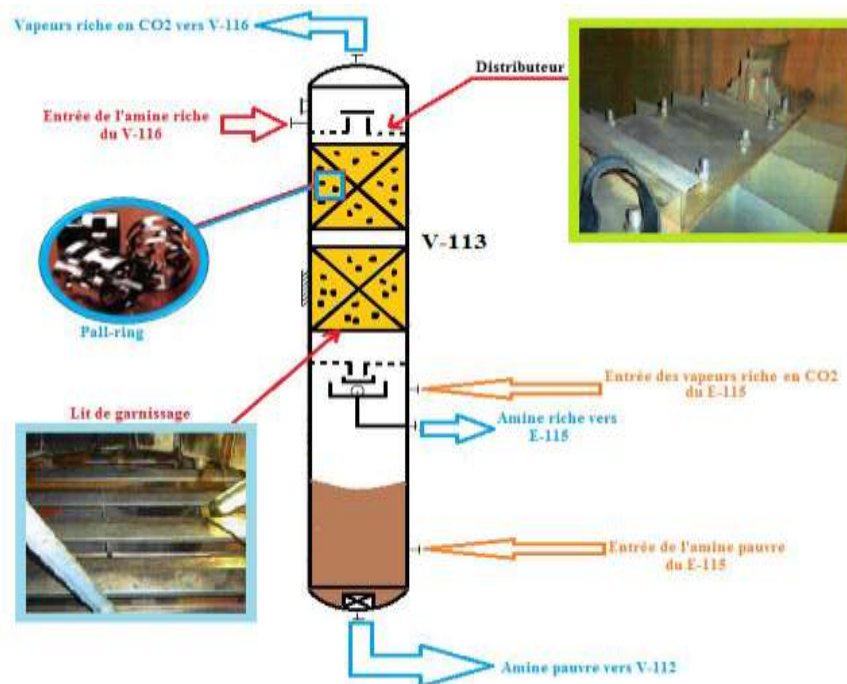


Figure III.7 : schéma du régénérateur d'amine

### III.5.7 Rebouilleur Du Régénérateur d'amine E-115

Le rebouilleur est un échangeur à calandre et à tube avec espace de vapeur et monté horizontalement.

L'huile chaude circule du côté tubes et l'amine du côté calandre. Un déversoir interne sépare le compartiment faisceau tubulaire du compartiment de l'amine régénérée et assure un niveau permanent au-dessus des tubes.

Une certaine quantité de solution d'amine vaporisée sort de la calandre et retourne au-dessous du plateau à bac de la colonne de régénération, alors que l'amine débordant du déversoir interne vers le compartiment de produit, par gravité, retourne dans le fond la colonne de régénération.

La température de l'huile chaude est limitée à 176°C dans le rebouilleur du régénérateur dans le but d'éviter la dégradation de la solution d'amine.

Après le passage à travers les tubes de l'échangeur, l'huile chaude est refroidie par l'huile chaude sortant du rebouilleur du régénérateur.

Après échange de chaleur avec l'amine du fond du régénérateur, l'huile chaude sort du rebouilleur et entre dans le côté calandre de l'échangeur E-111A pour refroidir l'huile chaude rentrant dans le rebouilleur [03].

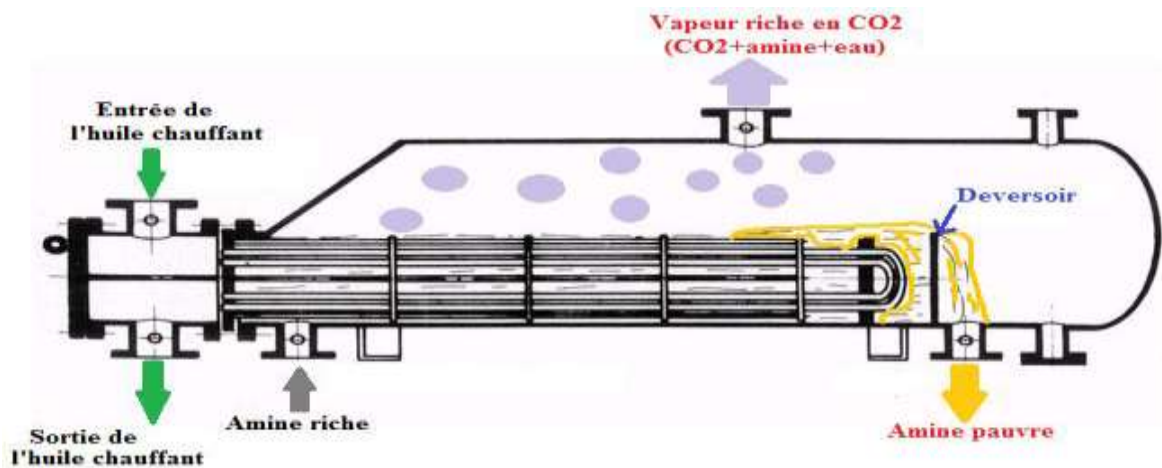


Figure III.8 : schéma du rebouilleur

### III.5.8 Échangeur d'amine pauvre/ riche E-116

L'échangeur d'amine pauvre / riche E-116 est de type à plaque, il préchauffe le courant d'amine riche par l'amine pauvre provenant du fond du régénérateur d'amine V-113.

L'amine pauvre entre dans le côté chaud de l'échangeur à 111.0°C à travers un filtre, elle est refroidie à 89°C par l'amine riche sortant du fond de la colonne BP de flash d'amine. L'amine pauvre s'écoule de l'échangeur vers l'aéro-refrigérant d'amine pauvre E-113.

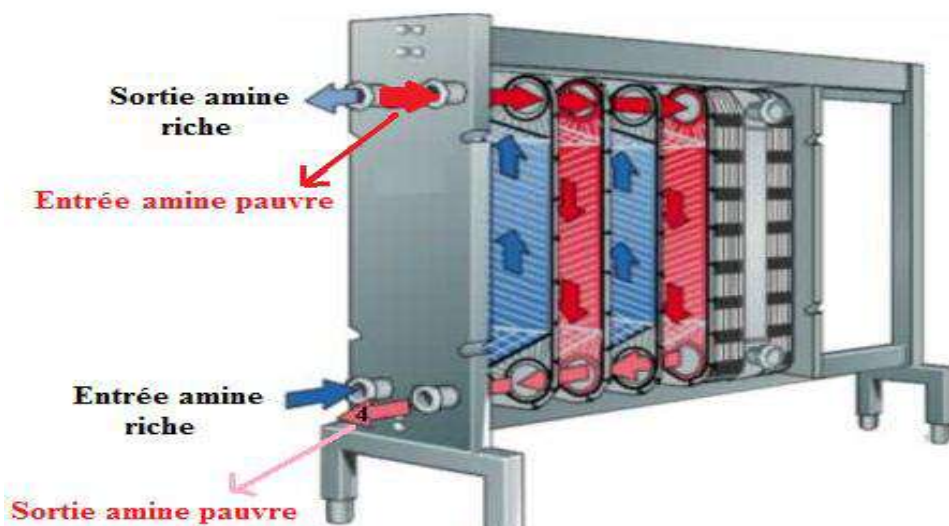


Figure III.9 : schéma de l'échangeur à plaque

### III.5.9 Pompe booster d'amine pauvre P-113A/B

Ce sont des pompes horizontales entraînées par des moteurs simples, elles alimentent l'aspiration des pompes amine pauvre à travers l'échangeur de chaleur d'amine pauvre/amine riche E-113 ; une pompe est en service l'autre en réserve ; elle aspire à 0,94 barg pour refouler à 5,37 barg et 111° C.



Figure III.10 : Pompes Booster D'amine Pauvre P-113A/B

### III.5.10 Aérorefrégerant d'amine pauvre E113

L'aérorefrégerant d'amine pauvre est un échangeur de chaleur refroidit à l'air de type à tirage induit, il est composé de trois compartiments ayant deux ventilateurs chacun. L'amine pauvre est refroidie à 55°C en utilisant l'air atmosphérique [03].

### III.5.11 Filtre d'amines pauvres V-118/V-119/V-1120

20 % du débit total d'amine passe par l'unité de filtration pour éliminer les particules solides et les contaminants organiques.

L'amine pauvre passe d'abord par le pré filtre d'amine pauvre V-118. Le pré filtre se compose de cartouches jetables (16 éléments) en fibre de verre plissé. Ensuite, l'amine passe dans le filtre à charbon d'amine pauvre V-119, qui contient des lits à charbon de 3 mètres de profondeurs. Enfin, l'amine passe vers le filtre à cartouche d'amine pauvre V-1120, qui est conçu pour enlever les particules fines du charbon entraînées.

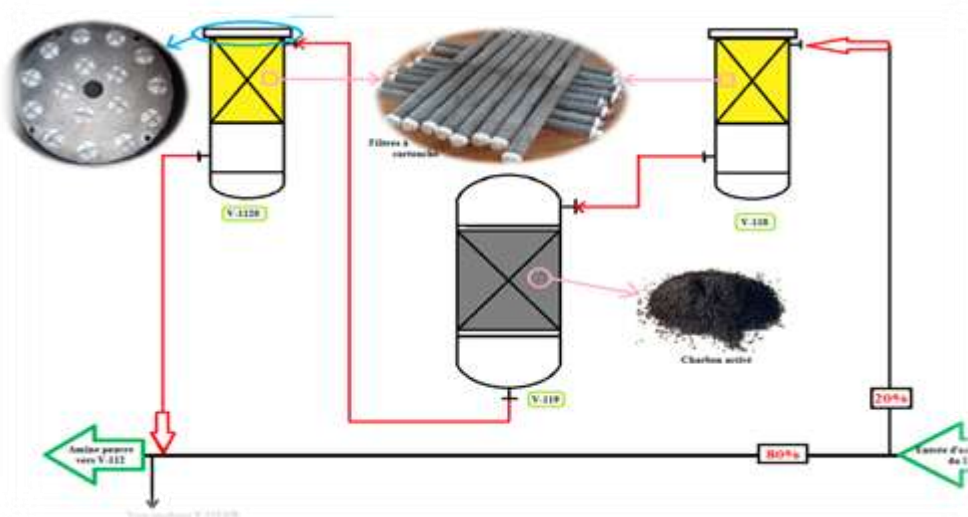


Figure III.11: schéma Filtre d'amines pauvres V-118/V-119/V-1120

### III. 5.12 Unité d'injection anti-mousse

L'anti mousse est injecté pour éviter le moussage dans l'unité de décarbonatation dans les points suivants :

- Aspiration des pompes d'amine riche P-117A/B.
- Aspiration des pompes d'amine pauvre P-112A/B.
- Aspiration des pompes booster d'amine pauvre P-113A/B.

L'unité est composée de :

- Stockage d'anti mousse T-116.
- Mélangeur bac anti mousse X-111-M1.
- Pompe d'injection d'anti mousse P-116.



Figure.III.12 : Unité d'injection anti-mousse

### III.6. Problèmes rencontrés dans les procédés de décarbonatation

L'utilisation de la solution d'amine dans le procédé de décarbonatation du gaz humide peut provoquer de sérieux problèmes :

#### III.6.1 La Corrosion

##### a) Mécanisme de corrosion dans l'unité d'amine

Il existe plusieurs mécanismes de corrosion qui peuvent conduire à la production de quantités de particules solides dans la solution d'amine conduisant à une tendance accrue au moussage et la stabilité de la mousse.

##### b) Les causes de cette corrosion sont multiples

- Une forte concentration de  $\text{CO}_2$  dans le gaz d'alimentation peut conduire à la dégradation de l'amine.
- La présence d'oxygène peut mener à la dégradation de l'amine.
- Concentration élevée de particules solides dans le solvant est souvent la cause d'une Corrosion par érosion.
- température trop élevée dans le rebouilleur peut causer la dégradation de l'amine.
- la formation de sels d'amine thermiquement stable [12].

##### c) Impact de la corrosion

- Favorise le moussage et perte effective d'amine
- Accumulation des produits de corrosion au niveau des équipements d'échange thermique.
- Augmentation des coûts de filtration due essentiellement au remplacement fréquent des filtres.
- Érosion au niveau des pipes et des pompes.

##### d) Prévention contre la corrosion

- Séparation adéquate du gaz à l'entrée.
- Filtration du solvant
- Élimination ou neutralisation des produits de dégradation et des sels thermiquement stable.





**Figure III.13 : Précipité de FeS (débris de corrosion) récupéré de la solution d'amine au niveau des filtres**

### III.6.2 Pertes de la solution d'amine

Les pertes d'amines peuvent se produire par entraînement de la solution, dégradation chimique de l'amine ou par fuites mécaniques et évaporation [12].

### III.6.3 Les sels thermostables

La présence de composants acides solubles dans l'eau formés dans les unités d'amine introduira des problèmes de corrosion. Les cyanures et les acides carboxyliques peuvent être acheminés vers l'unité d'amine. Ils sont précurseurs de la formation des sels stables à la chaleur et de complexes de cyanures qui sont corrosifs à des concentrations supérieures à 1,0% en poids.

La corrosion due aux sels thermostables est habituellement observée dans le rebouilleur, dans la ligne de retour du rebouilleur et dans la colonne du régénérateur entre le niveau du liquide et les petits plateaux du fond

Les sels thermostables se réfèrent aux sels d'amines d'espèces ioniques telles que l'acétate, le formiate, l'oxalate, le thiosulfate, le thiocyanate et le chlorure, qui sont thermiquement stables et ne sont pas dissociés dans le régénérateur [12].



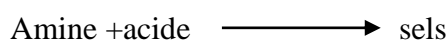
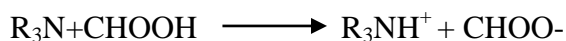
$R_3N$  : MDEA

$RCOOH$  : acide acétique, acide formique, .... Ets.

**a) Dans l'absorbeur 01-V-112****b) Dans le régénérateur 01-V-113**

C'est le cas où le  $\text{CO}_2$  c'est l'acide  $\longrightarrow$  réaction réversible

Mais s'il y aura des autres acides plus forts que  $\text{CO}_2$  la réaction sera irréversible, ces acides peuvent être formé à partir des composants de gaz ou à partir les produits de la dégradation d'amine comme l'acide formique [12].

**c) Dans l'absorbeur 01-V-112****d) Dans le régénérateur 01-V-113**

La réaction réversible est impossible parce que l'acide formique est un acide fort Les sels stables à la chaleur (HSS) ne sont pas décomposés dans le circuit d'amine, leurs concentrations dans l'amine ré-circulante augmentent avec le temps [17].

HSS entraînent les problèmes suivants :

- Consommation irréversible d'amine et perte subséquente de la capacité de charge acide
- Augmentation de la corrosion due au passage du HSS dans la couche de protection  $\text{FeS}$  sur la surface métallique exposant le métal à une attaque ultérieure. Les anions de sel semblent agir comme accélérateurs de corrosion en déplaçant le film de sulfure de fer. La corrosion des sels stables à la chaleur se produit dans les zones chaudes où se trouvent des phases liquides et vapeur : le rebouilleur, la colonne de régénérateur entre le niveau d'amine pauvre et les plateaux inférieurs
- Moussage, en raison de concentrations plus élevées de particules dérivées de la corrosion
- Encrassement dû aux produits de corrosion et au dépôt de sel [12].

### III.6.3.1 Les sources des sels thermostables

Tableau III.1 : sources des Hss

Anion	Formule chimique	source
<b>Chlore</b>	$\text{Cl}^-$	- L'eau d'appoint ( $\text{HCl}$ , $\text{NaOCl}$ ) - Eau salée avec le gaz d'entrée - Produit chimiques injectés dans les puits
<b>-Oxalate</b>	$\text{C}_2\text{O}_4^{2-}$	- Dégradation d'amine
<b>-Formiate</b>	$\text{HCO}_2^-$	- Gaz acide mélangé avec le gaz d'alimentation
<b>-Acétate</b>	$\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2^-$	- Dégradation d'oxygène - Dégradation thermique - Insuffisante couverture d'azote dans le puisard amine
<b>Thiocianate</b>	$\text{CNS}^-$	- Réaction de $\text{H}_2\text{S}$ et $\text{CN}$
<b>Phosphate</b>	$\text{PO}_4^{3-}$	- Inhibiteur de corrosion
<b>Sulfate</b>	$\text{SO}_4^{2-}$	- Les espèces de soufre mélangé avec le gaz.
<b>Thiosulfate</b>	$\text{S}_2\text{O}_3^{2-}$	- Injection de $\text{NaHSO}_3$ dans l'unité d'osmose inverse

### III.6.3.2 Méthodes de contrôle

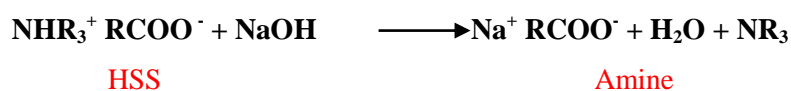
Comme les sels thermostables sont ioniques et solubles dans l'eau, ni la filtration mécanique ni l'adsorption de charbon actif ne sont efficaces pour leur élimination. Cependant il existe plusieurs façons d'aborder le contrôle des HSS à des niveaux acceptables.

#### a) Purge et remplacement d'amine

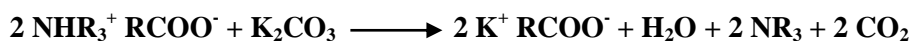
Cela implique de retirer du système une quantité de l'aminé qui est contaminée par du HSS et de la remplacer par une amine fraîche. Cependant, le coût de la fourniture d'une amine fraîche pourrait être élevé si une solution coûteuse et formulée de aMDEA est utilisée, et l'élimination appropriée de la solution d'aminé indésirable présente également des coûts significatifs.

#### b) Injection caustique

L'addition de bases fortes, telles que le carbonate de soude ou de potassium, peut être utilisée pour Des sels thermostables à leurs homologues du sodium ou du potassium. Cela neutralise les sels et Régénère une amine libre :







HSS

Les teneurs en sel tolérables peuvent être prolongées de plusieurs pour cent en poids tout en restaurant temporairement la capacité et l'activité amine. Bien que l'injection caustique puisse s'avérer efficace, il faut reconnaître que cette pratique ne fait que retarder la nécessité d'actions Traitement ultérieur (décrit ci-dessous).

### III. 6.3.3 Procédure de neutralisation des sels thermostables

#### a) Distillation atmosphérique / sous vide

La distillation des solutions d'amines est une procédure simple pour éliminer les contaminants par ébullition de l'aminé loin des solides contaminants. Le vide est nécessaire pour bouillir efficacement l'amine et minimiser la dégradation de l'amine. Après la distillation, l'amine doit être vérifiée et ajustée si nécessaire.

L'inconvénient majeur de la distillation sous vide est qu'elle ne peut normalement pas être réalisée Sur le site. Par conséquent, des dispositions doivent être prises pour le déchargement de l'aminé épuisée Et en le transportant à l'installation de distillation, tout en garantissant une amine fraîche ou récupérée adéquate est disponible à la raffinerie.

#### b) Echange d'ion

Les résines échangeuses d'ions sont une classe d'adsorbants qui ont des applications variées dans les industries. Les résines échangeuses de cations contiennent des groupes acides sulfonique ou carboxylique et sont Typiquement obtenue et utilisée dans la forme acide ( $\text{H}^+$ ) ou sodium ( $\text{Na}^+$ ). Les résines échangeuse d'anions contiennent des groupes alkyl ammonium qui sont habituellement obtenus dans l'hydroxyde ( $\text{OH}^-$ ) ou chlorure ( $\text{Cl}^-$ ). Les protons acides ou les ions positifs sur les résines échangeuses de cations Peuvent être aisément échangés avec d'autres ions de même charge, tandis que les ions basiques ou négatifs Sur des résines échangeuses d'anions seront également facilement échange avec des ions de charge similaire. Ce comportement Fait de l'échange d'ions une technologie utile pour éliminer les HSS des solutions d'amines de faible concentration.

Les sels thermiquement stables et d'autres produits de dégradation d'amine sont éliminés des solutions d'amine avec une résine anionique.

Un courant d'amine pauvre est acheminé à travers l'unité avec une réduction de HSS se produisant d'une manière analogue aux systèmes de déminéralisation d'eau dans lesquels les espèces contaminantes sont adsorbées et remplacées par  $\text{H}_2\text{O}$ . Le procédé d'échange d'ions donne

une solution d'amine essentiellement exempte de contamination saline stable à la chaleur. Les lits de résine doivent être régénérés sur site avec de la soude caustique.

Il est également possible d'éliminer les ions  $\text{Na}^+$  et  $\text{K}^+$  en utilisant un lit de cations qui nécessitent de l'acide sulfurique pour la régénération. Les systèmes d'amines qui ont été neutralisés avec un alcali nécessiteront un traitement d'échange d'ions avec des résines cationiques et anioniques [19].

### III.6.4 Le Moussage

Le moussage est un phénomène où il y a formation de la mousse, c'est un système hétérogène composé d'une phase gazeuse et d'un milieu dispersant liquide.

L'application des solutions d'amines produit une formation de mousse, qui est un problème concret, puisque les séparateurs installés en tête de colonne, la solution d'amine sort sous forme de mousse, soit avec le  $\text{CO}_2$  soit avec le gaz traité.

Le moussage est causé par des changements dans les propriétés de surface. Lorsque la tension superficielle est suffisamment faible, la solution peut créer un film très mince et élastique qui peut encapsuler une bulle de gaz et former de minuscules gouttelettes de liquide.

Le moussage est un phénomène d'interface qui est dû à la dispersion du gaz naturel dans MDEA dans la présence des agents tensioactifs ces derniers s'orientent spontanément à l'interface de façon à présenter leur partie hydrophile vers l'amine et leur partie hydrophobe vers le gaz ainsi la tension superficielle ou bien les forces électrostatiques entre les molécules d'amine se réduisent ce qui provoque un éclatement entre les molécules où le gaz sera accueilli ainsi se forment les bulles l'accumulation des bulles à la surface forme la mousse tout ça implique une augmentation de  $\Delta p$  (la différence de pression entre l'entrée d'amine et celle de (gaz désulfuré et démercurisé) au niveau d'absorbeur.

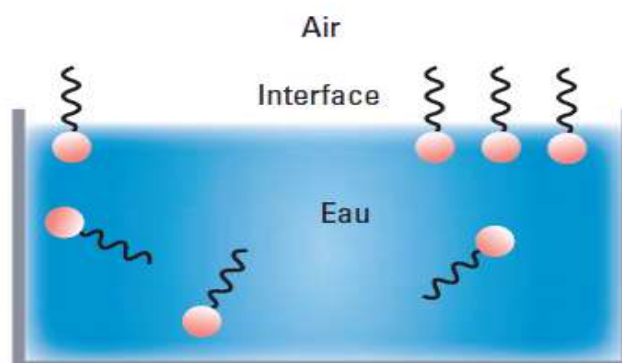


Figure.III.15 : Les composés tensioactifs

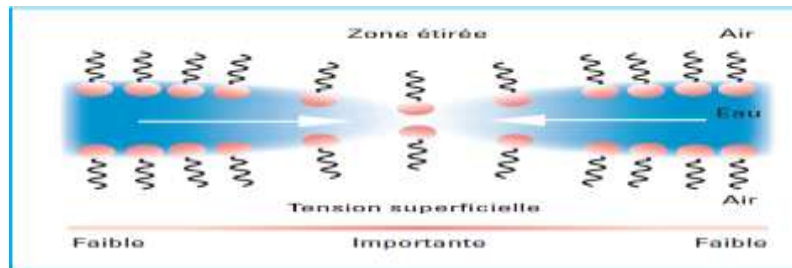


Figure.III.16 : influence sur la tension superficielle

Les contaminants chimiques mentionnés ci-dessus ont tendance à diminuer la tension superficielle, ce qui augmente la tendance au moussage. Inévitablement, des produits de corrosion seront présents sous forme de particules fines, comme  $\text{FeS}$  et  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , en raison de l'environnement agressif du système gaz acide / amine. Ceux-ci augmentent la viscosité de surface dans le film autour d'une bulle qui empêche la migration du liquide loin de la paroi de bulle et stabilise la mousse. Les plus petites particules, <10 microns sont les plus responsables de stabiliser la mousse [18].

#### III.6.4.1 Les composés tensioactifs

Sont des agents qui se composés de partie polaire en tête (hydrophile) et une autre apolaire en queue (hydrophobe) ces agents permettent de réduire la tension superficielle à la surface du liquide.

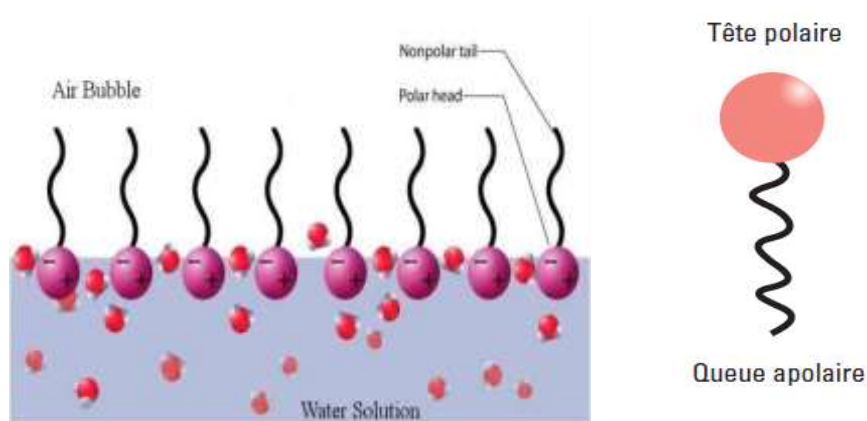


Figure.III.17 : image représente l'agent tensioactif [18].

#### III.6.4.2 La tension superficielle

Les molécules d'un fluide (liquide ou gaz (exercent) les unes sur les autres, des forces d'attraction ou de répulsion Il faut admettre qu'un corps liquide pur est composé d'un seul type de

molécules. Il est bien évident que ces molécules exercent entre elles une force d'attraction car sinon elles ne formeraient pas un seul et même liquide (une seule phase). La résultante de toutes les forces exercées au sein d'un liquide est, donc, nulle.

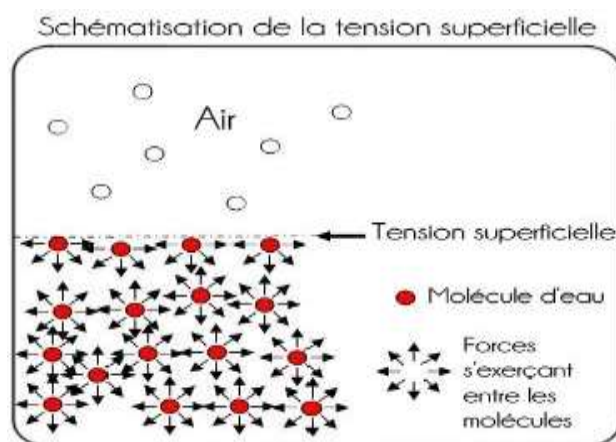


Figure III.18: image représente la tension superficielle

### III.6.4.3 Facteurs favorisant le moussage

Le moussage est causé par certains nombres de facteurs :

#### a) La présence des agents tensio-actifs

##### - Effet de Corrosion :

La corrosion des pipes et des colonnes engendre une formation de particules solides telles que (Fe) et avec le contact en présence du soufre devient  $FeS$  qui favorise la formation du mousse.

##### - Hydrocarbure liquide :

C'est une conséquence du phénomène de mouillage dans la colonne (V-112) où le gaz entrant en bas et l'amine en haut de la colonne provoque une présence de trois phases ce qui engendre une liquéfaction des gaz lourds ( $C_5^+$ ) sur les parois des garnissages ainsi, ce liquide sera un agent tensioactif qui permettra de diminuer la tension superficielle sur la surface de la solution ainsi une formation de la mousse.

##### - Inhibiteurs de corrosion :

Aux niveaux des têtes des puits, on trouve une injection des inhibiteurs de corrosion qui permet de protéger les pipes par un film. Lors du passage du gaz brut, il transporte une quantité de ce composé qui ne sera pas filtré qu'après la décarbonatation donc sa présence dans la solution d'amine provoque le phénomène de moussage.

- **Des solides en suspensions finement divisés**
- **Des produits de dégradation de aMDEA :**

L'augmentation de la température au niveau du rebouilleur provoque la dégradation d'amine ce qui veut dire la diminution de concentration d'amine.

- **Huiles et graisse :**

Le graissage des vannes l'une des causes puisque ce produit s'infiltré dans le gaz ainsi ce mélange avec la solution d'amine donc peut être un composé tensioactif et lorsque les produits en grande viscosité favorisent beaucoup plus le phénomène d'accumulation des bulles [12].

#### **b) Turbulences excessives et une grande vitesse de contact liquide/gaz**

L'augmentation de vitesse de turbulence favorise beaucoup plus la formation des bulles, car elle est due à la dispersion du gaz dans le liquide [03].

## Introduction

Dans l'industrie pétrolière la mesure régulière des composants volatils, semi volatils et inorganiques est un enjeu majeur pour les laboratoires, le contrôle qualité et le management des procédés. La configuration des instruments doit répondre aux normes ASTM ainsi qu'à de nombreuses autres normes spécialisées.

Le laboratoire est d'une immense importance, il met en évidence la qualité du traitement des unités de traitement.

- ✓ Par le suivi des produits à chaque stade du procès.
- ✓ Veille au bon déroulement des unités de traitement.
- ✓ L'appareillage et les modes opératoires sont normalisés de sorte que les résultats sont aisément reproductibles, comparables et obéissent à des normes internationales (ASTM, AFNOR, IP ...etc.).
- ✓ Permettent d'identifier un produit par rapport à un autre, en fin établir des certificats de conformité

### IV.1 Essais et analyses effectuer au niveau du complexe gazier

Les analyses réalisées au niveau de laboratoire du complexe sont comme suit :

#### ➤ Analyse pour le gaz export

<b>GAZ EXPORT</b>	<b>Chromatographie (composition molaire)</b>
	<b>Teneur en H<sub>2</sub>O ( Teste draguer tube)</b>
	<b>Teneur en H<sub>2</sub>S (Teste draguer tube)</b>
	<b>Teneur en Co<sub>2</sub> (Teste draguer tube)</b>

Figure.IV.1 : les analyses destinées pour le gaz export

➤ **Analyse pour le produit GPL**

<b>GPL</b>	Chromatographie (composition molaire)
	Twine bombe+ Dragger tube

Figure IV.2 : Analyse destinée pour le GPL

➤ **Analyse pour le produit condensat**

<b>Condensat</b>	Densité
	Teneur en eau
	TVR
	PCS

Figure IV.3 : Analyse destinée pour le condensat

**Autre Analyse**

Eau	AMINE	HUILE
pH	Concentration	Point d'éclaire
Conductivité	Teste de moussage	viscosité

**IV.2 Analyse du problème :**

Après avoir détecté les sources qui peuvent provoquer le problème de moussage dans la section décarbonatation, et en se basant sur des expériences au niveau du laboratoire du complexe. Nous avons procédé dans cette partie à l'étude de l'influence des principaux facteurs qui favorisent l'apparition du phénomène de moussage.

Notre étude est divisée sur 03 parties :

**a) Première partie**

- Détermination de la concentration d'amine fraîche (neuve) et pauvre (régénérer).
- Détermination du potentiel de moussage au niveau du centre de traitement.

**b) Deuxième partie**

Étude de :

- L'influence de la concentration de la solution aMDEA sur le moussage.
- L'influence de la présence d'hydrocarbure lourd (condensat) sur le moussage.
- L'influence de la température de la solution aMDEA sur le moussage.
- L'influence d'excès anti-mousse (SAG10) sur le moussage.
- L'influence d'excès inhibiteur de corrosion sur le moussage.
- L'influence des particules solides de corrosion sur le moussage.

**c) Troisième partie**

Étude technique de conception d'une unité de régénération d'amine des sels thermostable HSS avec une résine échangeuse d'ions.

**IV.3 Analyses de la concentration d'amine neuve et pauvre (régénérer)**

Avant de commencer nos tests sur le moussage, nous avons effectué des analyses de concentration de la solution aMDEA frais et pauvre à l'entrée de l'absorbeur (Figure IV.4).



**Figure IV.4 : Solutions d'amine MDEA**



### a) Mode opératoire

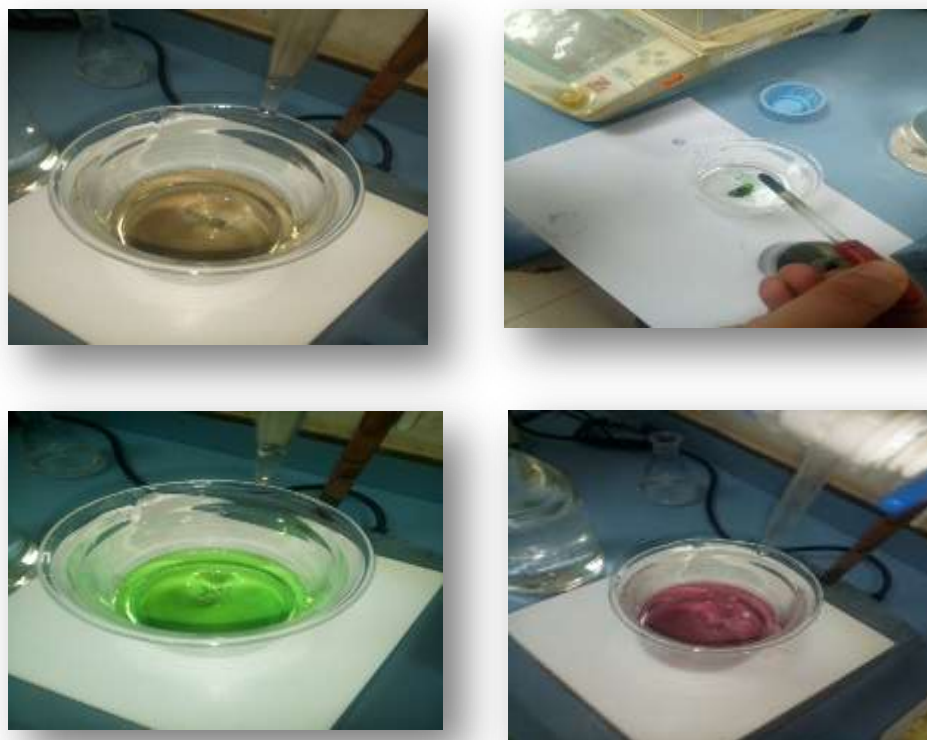
Cette méthode est destinée pour la détermination de la concentration d'amine active dans la solution d'amine aMDEA pauvre (utilisée) et aMDEA neuve (fraîche).

Cette méthode est basée sur le titrage alcalimétrique par l'intermédiaire de l'indicateur coloré (méthyle pourpre).

On prend (1g) de l'échantillon aMDEA pauvre dans un erlenmeyer de 250 ml, on ajuste l'eau distillée jusqu'à 100ml. Après, on ajoute deux gouttes de méthyle pourpre. On remarque que la solution devient verte. Ensuite, on titre avec HCl (1N) jusqu'à l'apparition de la couleur rose, on note le volume (**V**) d'acide utilisé en millilitre, et cela après le premier virage de la couleur transparente vers la couleur grise selon (BASF) et éviter l'excès du deuxième virage de la couleur rose (Figure.IV.5).

On refait le titrage avec une solution d'amine neuve.

\*\* Note : on a comme donné le volume de l'amine est constant lorsqu'on pèse 1g qui est de 9.91 (valeur fixe selon le laboratoire de BASF).



**Figure IV.5 : étapes de changement de couleur lors de titrage**

La détermination de la concentration d'amine régénérée et neuve à l'entrée de l'absorbeur est comme suit :

$$C(\text{amine}) = (V_{\text{HCl}} \times 9.91) / V(\text{amine})$$

Tableau IV.1: Concentration de la solution d'amine %massique

Lieu de prise d'échantillon	Volume d'HCl	La masse de 1ml d'amine	Concentration de la solution d'amine %massique
V.111 amine frais	12.2	1g	94.60
Train 1	4.0	1g	39.60
Train 3	3.9	1g	38.64

Les résultats obtenus (Tableau IV.1) montrent que le taux d'amine MDEA dans la solution d'amine régénère décroît dans le train 1 (58%) et le train3 (59%) par rapport à celle de la solution d'amine neuve, ce qui signifie que l'activité d'amine MDEA a diminué après utilisation mais elle reste conforme à la norme exigée par (BASF) qui est de 38 à 40% en aMDEA.

#### IV.4 Détermination du potentiel de moussage des solutions d'amine

Cette méthode a pour but la détermination du moussage des solutions de MDEA. On fait passer un courant d'azote (ou d'air) par un tube de dispersion de gaz dans une éprouvette graduée de 500ml contenant l'échantillon à analyser. Le volume total qu'occupe la solution plus la mousse est défini comme la hauteur de la mousse.

Cette procédure vise à déterminer le potentiel de moussage des solutions Amine au niveau de différentes zones de l'unité de production et de stockage. La procédure est valable pour les amines pauvres et frais sur le complexe de traitement. Les solutions semi-pauvre ou riche ne sont pas concernées

##### Mode opératoire

On place la roche diffuseur dans 150 ml d'eau distillée pendant au moins 1h. Avant qu'il ne soit requis pour un teste ou une série de tests.

Cinq minutes avant la mesure, on barbote un débit constant d'azote à 60 L/h à travers le rocher diffuseur dans l'eau distillé.

On rafraichit l'échantillon de la solution amine à 25°C et on verse 150ml dans une éprouvette graduée de 500ml puis on place le rocher diffuseur dans la solution aminée, on barbote un débit constant de gaz à 60L/h à travers le rocher diffuseur dans la solution pendant 5min.

On détermine la hauteur totale de la mousse plus le liquide initial, en ml, si la hauteur totale atteint la marque 450ml avant 30 secondes de bouillonnement, on note 450ml en tant que résultat de la hauteur de la mousse et enregistre le temps que cela a pris, le principe de la méthode est

représenté sur la Figure IV.6

Sans arrêter le débit de gaz, on retire le rocher diffuseur de l'éprouvette et le replace dans l'eau distillé pendant 5 min.

On détermine le temps nécessaire pour la décomposition totale de la mousse pendant 30 secondes enfin on note le temps comme étant le temps d'écoulement.

A la fin de l'expérience, on rince la roche diffuseur dans l'eau distillé pendant 30 minute, changeant l'eau 2 à 3 fois afin de nettoyer le rocher diffuseur de la solution échantillon.



**Figure IV.6 : Matériel et produit utilisés pour le teste de moussage**

Le tableau IV.2 représente les résultats obtenus sur des échantillons d'amine pauvre, au niveau des installations du complexe de traitement, dans : les deux trains (colonnes de régénérations V-113), les ballons de stockage d'amine V-112A et V-112B, et du close drain V-117.

**Tableau IV.2 : Les résultats obtenus de test de moussage sur des échantillons d'amine pauvre**

Point prise échantillon	Hauteur (ml)	Temps (S)
01-V113	380	35
02-V113	Unité a l'arrêt	Unité a l'arrêt
03-V113	320	29
V-112 A	290	12
V-112 B	280	13
V-117	290	15

D'après les résultats présentés dans le tableau ci-dessus on remarque que le moussage dans les deux trains est dans les acceptable dans le moment actuel sauf que le temps décomposition est différents au niveau du (01-V-116) est supérieure de la valeur maximale de 30 seconde donc cette valeur est un indice que cette colonne est contaminée par des précurseurs de moussage.

Dans les ballons de stockage d'amine utilisée V-112 et le drainage fermé V-117 les valeurs sont dans les normes.

#### **IV.5 Facteurs précurseur de moussage**

La température élevée de la solution (aMDEA), les gouttelettes d'hydrocarbure lourd dans le Gaz et l'excès d'anti mousse les particules solides de corrosion sont les principaux facteurs qui provoquent la formation de mousse dans l'absorbeur. Ces paramètres ne peuvent donc pas être évalués à l'échelle industrielle.

Nous avons étudié l'effet de ces paramètres sur une mousse dans le laboratoire afin d'optimiser les valeurs et proposer des solutions pour réduire le volume de la mousse générée lors du la décarbonations.

##### **IV.5.1 L'influence de la concentration MDEA sur le phénomène de moussage**

L'expérience est basée sur des tests de moussages a des différentes concentrations de la solution d'amine fraîche et la solution d'amine opérationnelle.

###### **a) Mode opératoire**

Pour l'amine frais on a fait des dilutions puisque la concentration initiale est de 94.60. Pour l'amine pauvre on a fait des dilutions et des ajouts d'amine neuve pour augmenter la

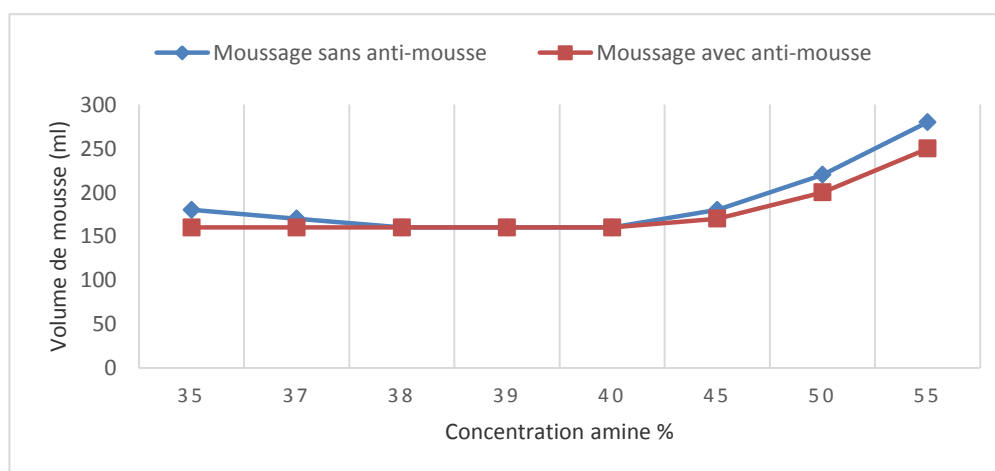
concentration.

Effectuer un essai à blanc dans les mêmes conditions pour les deux échantillons amine frais et amine pauvre (sans anti mousse).

Faire des tests de moussage pour les quatre échantillons pour chaque concentration.

### Teste de moussage pour l'amine frais

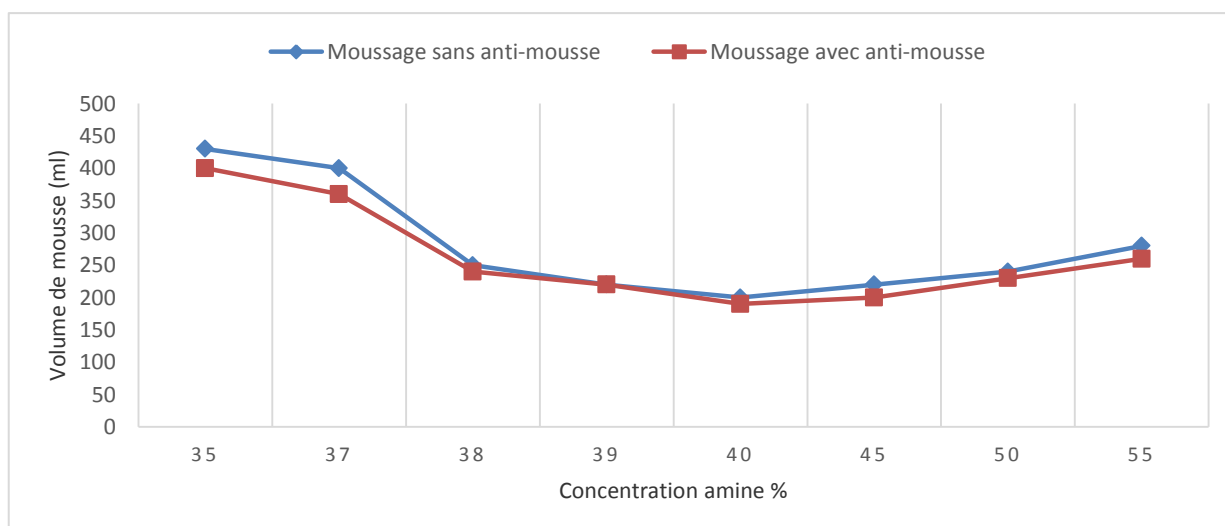
Les données de l'expérience sont représentées dans le graphique suivant :



**Figure IV.7 : L'influence de la concentration MDEA sur le phénomène de moussage pour l'amine frais**

### Teste de moussage pour l'amine pauvre

Les données du tableau sont représentées dans le graphique suivant :



**Figure IV.8 : L'influence de la concentration MDEA sur le phénomène de moussage pour l'amine pauvre**

D'après les deux figures ci-dessus on constate que :

- L'ajout d'anti mousse diminue la formation de la mousse dans les deux échantillons.
- A l'intervalle de concentration (38% - 45%), la hauteur de la mousse répond à la recommandation (BASF) qui est (250 ml maximum) mais la hauteur de moussage est plus élevée pour l'échantillon d'amine (pauvre).
- Nous constatons que la meilleure concentration opérationnelle est entre 38% - 45% mais de préférence travaillé et entre 38% - 40% recommandation BASF pour éviter la corrosion.
- L'aMDEA a une tension superficielle de 48,8 erg / cm<sup>2</sup> à 20 °C tandis que celle de l'eau à la même température de 72,6 erg / cm<sup>2</sup>, et d'après (LAPLACE), les solutions aqueuses de l'aMDEA sont à caractères moussants même si elles sont propres, c'est pourquoi l'augmentation de la concentration de la solution en (aMDEA) fourni le moussage d'une part et augmente les pertes de l'aMDEA d'autre part.

Il est recommandé d'opérer à des concentrations aussi basses que possible ce qui permet d'avoir une solution d'aMDEA avec une haute tension, superficielle.

La réaction entre l'aMDEA et le CO<sub>2</sub> est une réaction réversible à deux sens.

L'absorption de CO<sub>2</sub> est moins efficace a des basses concentrations ce phénomène rendent la réaction entre (aMDEA) et (CO<sub>2</sub>) non parfaite et conduit à la mauvaise absorption de CO<sub>2</sub>, ce qui diminue la concentration de l'a MDEA et provoquent le moussage.

La hauteur de moussage est comparativement élevée avec l'échantillon de l'amine fraîche ce qui indique l'existence d'autre agents précurseurs de moussage dans l'amine pauvre.

#### IV.5.2 Influence des hydrocarbures lourds sur le moussage :

Le condensat est la fraction liquide (C<sub>5</sub><sup>+</sup>), séparée du gaz naturel sur le site de production.



Figure.IV.9 : La fraction liquide (C<sub>5</sub><sup>+</sup>)

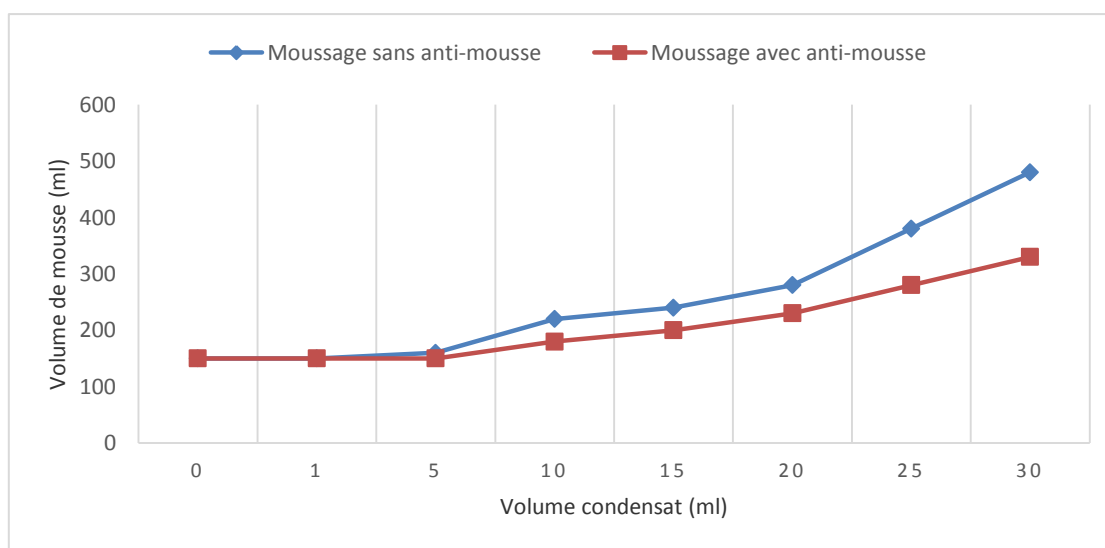
### a) Mode opératoire

L'essai consiste à appliquer le test de moussage de la solution à 39 % en variant à chaque fois le volume de condensat tout en respectant la température de 50°C (Température de la réaction entre aMDEA et CO<sub>2</sub> dans l'absorbeur) pour les deux échantillons de l'amine pauvre et fraîche.

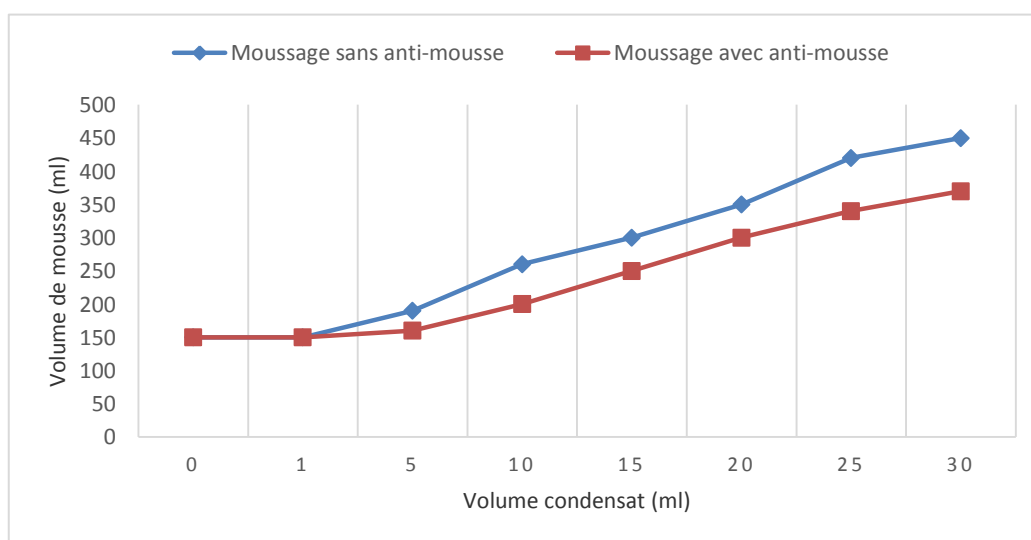
Pour les deux échantillons on a fait deux expériences pour chaque échantillon un avec anti-mousse et l'autre sans anti-mousse.

Le volume de la mousse produite en « ml » a été noté.

Les résultats de la lecture de moussage sont représentés dans et deux figures suivant :



**Figure IV.10 : L'influence des hydrocarbures liquide sur le phénomène de moussage pour l'échantillon d'amine frais.**



**Figure IV.11 : L'influence des hydrocarbures liquide sur le phénomène de moussage pour l'échantillon d'amine pauvre**

- L'ajout d'anti mousse diminue la formation de la mousse dans les deux échantillons.
- D'après les 02 figures, le moussage augmente avec l'élévation du volume de condensat de 5 à 30 ml.
- A partir de (0.06% -0.2%) volume de condensat dans le volume total d'amine le moussage est hors norme.
- La présence de condensat avec la MDEA conduit à des réactions de compétition entre le captage de CO<sub>2</sub> et la formation des ponts de jonctions. Ces ponts rendent le condensat ramifier et augmente la viscosité de MDEA. Ces réactions rendent la réaction entre MDEA et CO<sub>2</sub> non parfaite et conduit à la mauvaise absorption de CO<sub>2</sub>, ce qui diminue la concentration de la MDEA et provoquent le moussage.
- Toujours on constate que le moussage est plus élevé dans l'échantillon d'amine pauvre donc c'est un signe que l'amine pauvre a des précurseurs de moussage en plus que le condensat.

### IV.5.3 Influence de la température de la MDEA sur le moussage

L'expérience est basée sur le chauffage de la solution fraîche et pauvre d'aMDEA à 39 % sans et avec addition d'anti-mousse

#### a) Mode opératoire

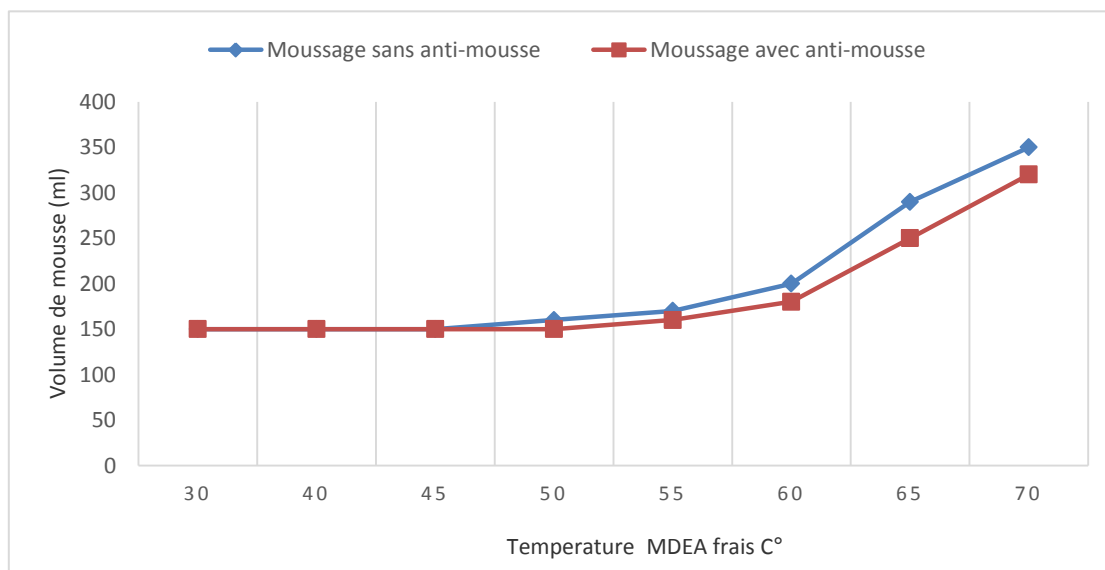
A l'aide d'un bain marie, chauffer les quatre échantillons de solution (aMDEA) à différentes températures allant de 25 jusqu'à 70 °C, ensuite on a fait des tests de moussages.

Pour les échantillons on a :

- Deux échantillons pour (aMDEA) fraîche un échantillon avec addition anti-mousse et l'autre sans anti mousse ;
- Deux échantillons pour (aMDEA) pauvre un échantillon avec addition anti-mousse et l'autre sans anti mousse ;
- Enregistrer le volume de la mousse produite en « ml ».

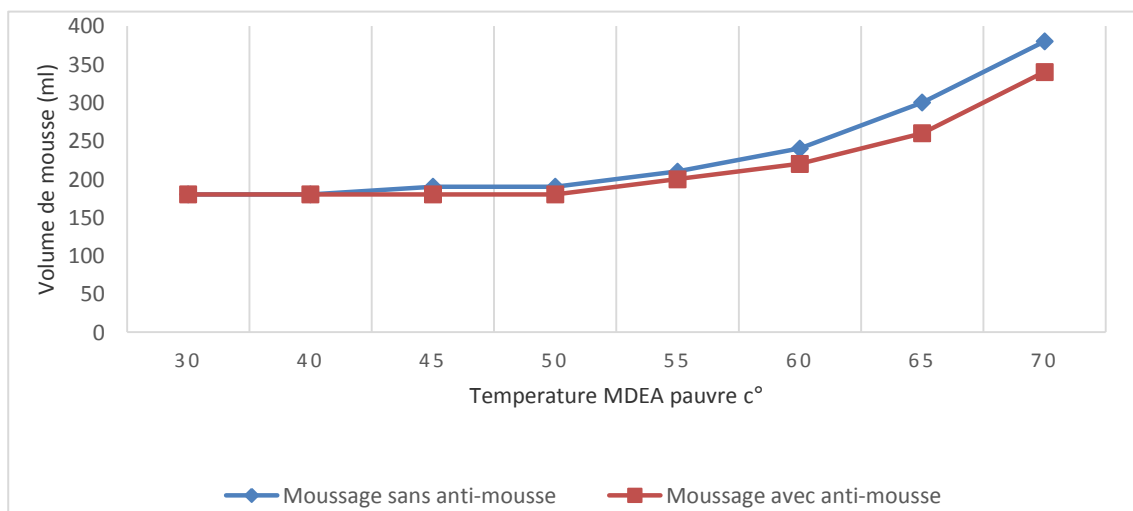
Afin de mieux visualiser l'effet de la température sur le phénomène de moussage, nous avons tracé la courbe ci-dessous





**Figure IV.12 : Variation du volume de moussage en fonction de la température de MDEA pour l'échantillon d'amine frais.**

Afin de mieux visualiser l'effet de la température sur le phénomène de moussage, nous avons tracé la courbe ci-dessous



**Figure IV.13 : Variation du volume de moussage en fonction de la température de MDEA pour l'échantillon d'amine pauvre**

- L'ajout d'anti mousse diminue la formation de la mousse dans les deux échantillons.
- A l'intervalle de température (30°C - 60°C), le volume de la mousse répond à la recommandation vendeur (BASF) qui est de (250 ml).
- Lorsque la température dépasse 65°C, le phénomène de moussage est accéléré.
- La réaction entre la aMDEA et CO<sub>2</sub> est une réaction réversible à deux sens. L'absorption de CO<sub>2</sub> se fait à basse température tandis que la régénération c'est-à-dire la libération de CO<sub>2</sub> ce fait à haute température ; ce qui explique l'augmentation de moussage à partir de 65°C car les hautes températures apportent une énergie d'activation qui favorise la libération de CO<sub>2</sub> ce qui engendre l'élévation du taux du moussage.
- Le phénomène de moussage est presque nul à basse température entre (30°C et 45°C).
- Le problème qui se pose dans les basses températures est la condensation des hydrocarbures
- Pour cela on travaille à des températures entre (50°C et 55°C) pour éviter ce phénomène.

#### IV.5.4 Influence de l'excès d'anti-mousse sur le volume de la mousse

##### a) Mode opératoire

Dans cette expérience, nous avons étudié l'effet de l'augmentation de la concentration d'anti mousse (SAG 10) sur le volume des mousses formées.

Deux expériences ont été réalisées en appliquant le test de moussage sur le même volume (150ml) pour les deux échantillons d'amine fraîche et pauvre à 39%, avec un ajout d'agent anti mousse à différentes concentrations et à une température de 50°.



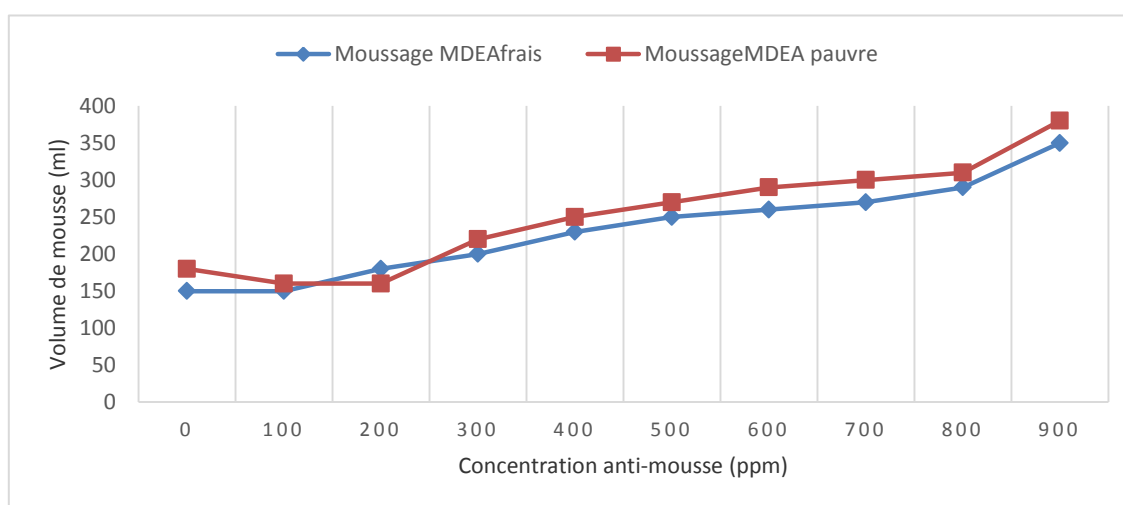
Figure IV.14 : Produit anti-mousse

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3 : Variation du volume de moussage en fonction d'excès anti-mousse**

Concentration d'anti mousse (ppm)	Moussage amine fraiche (ml)	Moussage amine pauvre (ml)
0	150	180
100	150	160
200	180	160
300	200	220
400	230	250
500	250	270
600	260	290
700	270	300
800	290	310
900	350	380

Afin de mieux visualiser l'effet de l'excès d'anti-mousse sur le volume (hauteur) de moussage, nous avons tracé la courbe ci-dessous :



**Figure IV.15 : Variation du volume de moussage en fonction d'excès anti-mousse**

Nous constatons que l'augmentation de la concentration d'anti mousse (SAG 10) ajouté à des solutions d'aMDEA (fraiche et pauvre de 39%), provoque une diminution du volume de moussage jusqu'à des concentrations comprises entre 200 à 300 ppm où l'effet inverse est remarqué. La mousse devient volumineuse.

A cet effet la quantité d'anti mousse qui n'a pas réagi pendant la réaction a tendance à se comporter comme un agent moussant.

On constate que le moussage dans l'échantillon d'amine pauvre est plus élevé ce qui indique la présence d'autres agents précurseurs de moussage dans la solution.

#### **IV.5.5 Influence des fines particules solides de corrosion sur le moussage**

Cette expérience a été préparée à partir des débris de corrosion des anneaux métalliques des garnissages déjà utilisées.

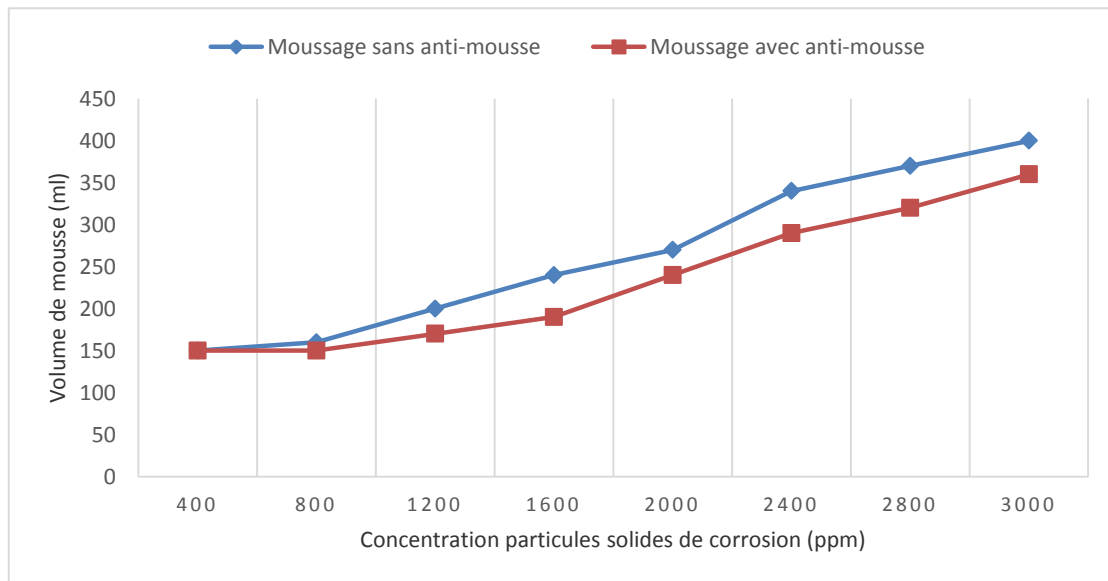
##### **a) Mode opératoire**

Dans cette expérience, nous avons étudié l'effet de l'augmentation de la concentration des débris de corrosion sur le volume des mousses formées.

Pour les échantillons on a :

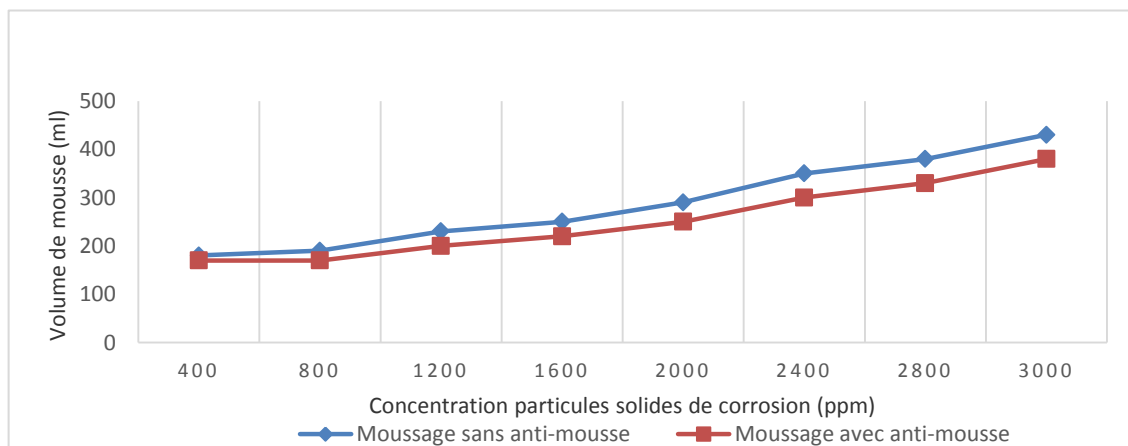
- Deux échantillons pour aMDEA fraiche un échantillon avec addition anti-mousse et l'autre sans anti mousse.
- Deux échantillons pour aMDEA pauvre un échantillon avec addition anti-mousse et l'autre sans anti mousse.
- Enregistrer le volume de la mousse produite en « ml ».

Afin de mieux visualiser l'effet de la concentration des particules solide de corrosion sur le phénomène de moussage, nous avons tracé la courbe ci-dessous.



**Figure IV.16 : Variation du volume de moussage en fonction de concentration des particules solides de corrosion pour l'échantillon d'amine frais**

Les résultats sont présentés dans la figure suivante :



**Figure IV.17 : Variation du volume de moussage en fonction de concentration des particules solides de corrosion pour l'échantillon d'amine pauvre**

- L'ajout d'anti mousse diminue la formation de la mousse dans les deux échantillons.
- A l'intervalle de concentration de (0ppm - 600°ppm), le volume de la mousse répond à la spécification du design (250 ml).
- Pour l'échantillon aMDEA frais le moussage est hors spécification au de-là de 1000ppm.
- Pour l'échantillon aMDEA pauvre le moussage est hors spécification au de-là de 800ppm.

- On constate que le moussage par les débris de corrosions des anneaux métallique est très important ce qui indique que ces débris ont une influence agressive sur le phénomène de moussage dans les colonnes.

#### IV.5.6 Influence de l'ajout d'inhibiteur de corrosion sur le moussage

Dans cette expérience, nous avons étudié l'effet de l'augmentation de la concentration d'inhibiteur de corrosion sur le volume des mousses formées.

Quatre expériences ont été réalisées en appliquant le test de moussage sur le même volume (150ml) pour deux échantillons d'amine fraîche et pauvre à 39%, avec un ajout d'inhibiteur de corrosion à différentes concentrations et à une température de 50°.

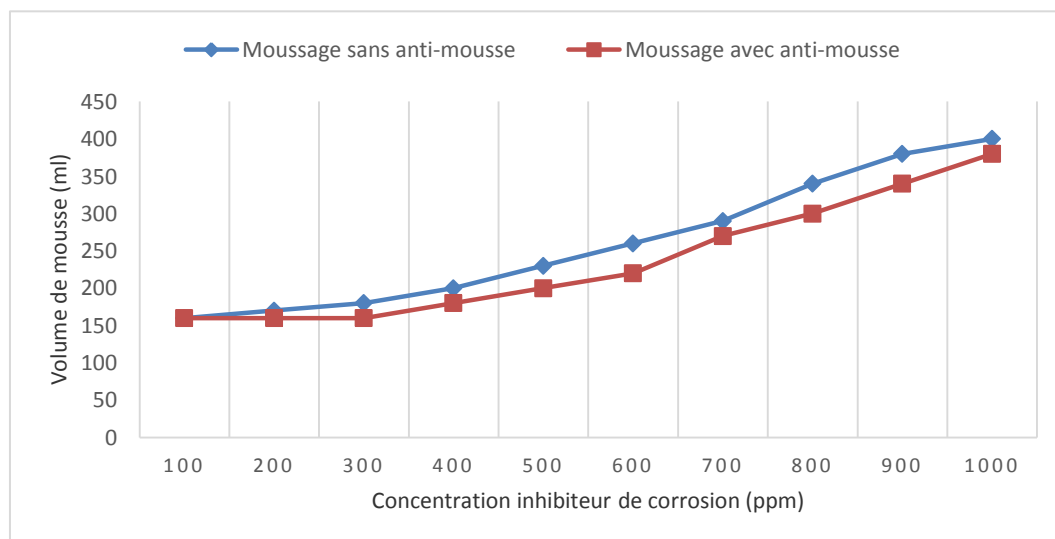
Pour chaque expérience on a fait le test sur deux échantillons :

- Un échantillon contient de l'anti-mousse.
- Un échantillon sans anti-mousse.



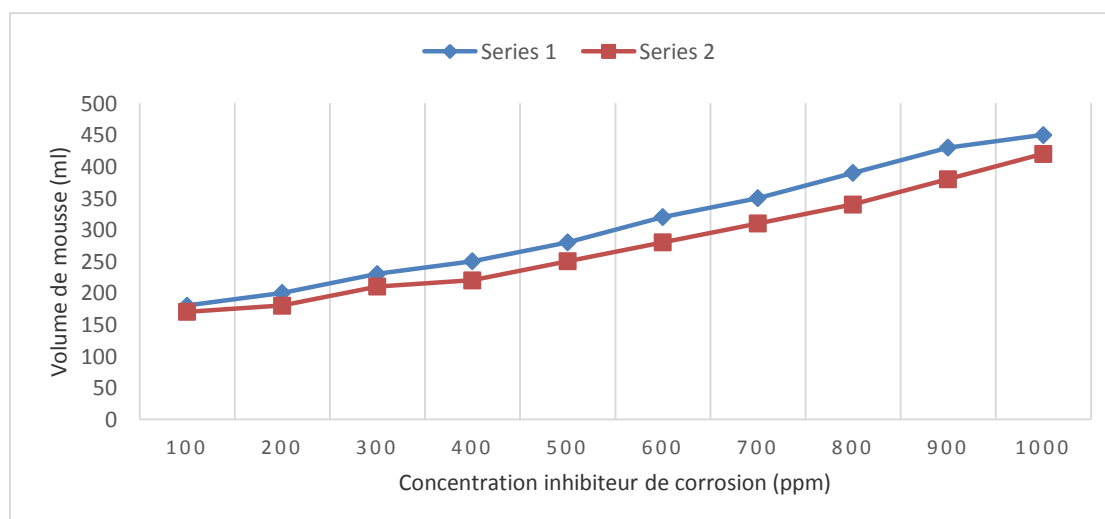
**Figure IV.18 : produit inhibiteur de corrosion**

Afin de mieux visualiser l'effet de la concentration d'inhibiteur de corrosion sur le phénomène de moussage, nous avons tracé les courbes ci-dessous



**Figure IV.19 : Variation du volume de moussage en fonction d'excès d'inhibiteur de corrosion pour l'échantillon d'amine frais**

Les résultats sont présentés dans la figure suivante :



**Figure IV.20 : Variation du volume de moussage en fonction d'inhibiteur de corrosion pour l'échantillon d'amine pauvre**

- L'ajout d'anti mousse diminue la formation de la mousse dans les deux échantillons
- Pour aMDEA frais le volume de mousse répond à la spécification de design (250 ml). L'intervalle de concentration de (500ppm - 1000ppm), le volume de la mousse ne répond à la spécification.
- Pour aMDEA pauvre le volume de mousse répond à la spécification a l'intervalle de 100ppm à 400ppm au-delà de 400ppm le volume de mousse ne répond pas aux spécifications

- Pour l'échantillon aMDEA pauvre l'ajout de l'inhibiteur de corrosion a entraîné une augmentation sévère de la tendance au moussage, jusqu'à le débordement du tube après quelques secondes de barbotage, et l'amine claire reste dans le fond du tube. La mousse résultante était très stable avec un temps de pause plus de trois minutes
- Par contre l'échantillon qui contient l'agent anti-mousse on a vu une augmentation de volume de mousse mais elle n'est pas sévère
- On constate que le moussage dans l'échantillon d'amine pauvre est plus sévère ce qui indique la présence d'autres agents précurseurs de moussage dans la solution.

Le travail réalisé durant cette première partie, nous a permis d'étudier la section de décarbonation. Cette étude consiste à suivre les paramètres influençant sur le phénomène de moussage au niveau du laboratoire. Ce genre de problème se déclare souvent dans les colonnes d'absorption de complexe de traitement de gaz naturelle.

Par comparaison entre toutes les expériences entre l'amine frais et l'amine pauvre, on constate que le volume de moussage est toujours plus sévère dans l'échantillon d'amine pauvre ce qui est un indice que l'amine pauvre a des précurseurs de moussage.

Pour cela et après une vue générale aux dernières analyses de (BASF) il a été conclu que l'amine a été dégradée toujours (valeur des HSS élevés), pour des raisons multiples à savoir le contaminant obtenus.

Pour cela notre travail dans la troisième partie est basé sur l'étude de la réduction de concentration des (HSS) dans la solution d'amine aMDEA par une résine échangeuse d'ion et voir cette influence sur le phénomène de moussage.

#### **IV.6 Etude sur l'élimination des HSS par résine échangeuse d'ions**

La dégradation d'amine par l'oxygène ( $O_2$ ) est une source bien connue dans l'apparition des sels thermostables (HSS). Les HSS sont des précurseurs de moussage et sont également non régénérable dans des conditions de régénération normales utilisées dans l'unité d'absorption de  $CO_2$ .

Après l'accident en Janvier 2013, environ  $170\text{ m}^3$  d'amine dans les unités de décarbonation ont été contaminées par l'oxygène, cette amine est aussi n'a pas été régénérée.

Dû à des besoins d'urgence pour redémarrage des trains, l'amine contaminée a été récupérée et stockée dans 8 réservoirs.

À cette époque, on pensait que l'accident était la cause principale de la dégradation d'amine, mais après une vue générale aux analyses de BASF obtenus depuis 2008 au 2012, il a été conclu que l'amine a été dégradée avant l'accident (valeur des HSS élevés en 2012), pour des raisons multiples à savoir le contaminant obtenus.



Comme action préventive, les échantillons des trois trains sont toujours envoyés chaque 6 mois à (BASF) en Allemagne pour avoir un état sur la qualité d'aMDEA contenue dans les unités d'amine.

Le tableau ci-dessous représente un exemple de résultat d'anions HSS obtenu dans la solution aMDEA avec leurs spécifications exigées par BASF.

**TableauIV.4 : Analyse de BASF d'amine de 01-P-113**

Sample Information	Units		
<b>Reference Number</b>	--	218	
<b>Project Number</b>	--	1838	
<b>Company Name</b>	--	BP Amoco Exploration Ltd.	
<b>Plant Name</b>	--	In Amenas	
<b>Country</b>	--	ALGERIA	
<b>Application</b>	--	Sales Gas	
<b>Solvent Type</b>	--	OASE purple	
<b>Target SolventStrength</b>	wt-%	40	
<b>Sampling Date</b>	--	02/30/2022	
<b>Created</b>	--	03/12/2022	
<b>Created by</b>	--	Justin Hearn	
<b>Received</b>	--	03/11/2022	
<b>Date of Analysis</b>	--	03/23/2022	
<b>Sample Point</b>	--	SC 01 -- P113 A/B	
<b>Sample Type</b>	--	Lean	
<b>Number of Samplesexpected</b>	--	2	
<b>Sample ID</b>	--	2016-00080	
<b>Visual Inspection</b>	Units		Expected Values
<b>Color</b>	--	Light yellow	--
<b>Clarity</b>	--	Clear	--
<b>Composition</b>	Units		Expected Values
<b>By Karl Fischer</b>	--	--	--
<b>H2O (original sample)*</b>	wt-%	54.4	--
<b>H2O (CO2 free sample)</b>	wt-%	54.2	--
<b>By Titration</b>			
<b>Total Amine*</b>	wt-%	45	40

<b>Activator*</b>	wt-%	5.8	<10
<b>Base Amine*</b>	wt-%	39.2	23...44
<b>Organique Acids (as HCOOH)**</b>	wt-%	0.14	-
<b>By GC</b>			
<b>Base Amine/Activator*</b>	-	6.89	
<b>Total Amine*</b>	wt-%	44.88	
<b>Activator</b>	wt-%	5.69	
<b>Base Amine</b>	wt-%	39.19	
<b>MDEA</b>	wt-%	38.77	
<b>Hydroxyethylpiperazine</b>	wt-%	0.33	
<b>Inerts</b>	wt-%	0	
<b>Uncalibratedpeaks</b>	wt-%	0.07	
<b>Metals</b>			
<b>Fe</b>	ppm	8	<20
<b>Cr</b>	ppm	1	<10
<b>Ni</b>	ppm	<1	<10
<b>HSS Anions</b>			
<b>Chloride</b>	ppm-wt	180	< 100
<b>Sulfate</b>	ppm-wt	1200	<300
<b>Phosphate</b>	ppm-wt	50	< 500
<b>Thiosulfate</b>	ppm-wt	150	< 500
<b>Thiocyanate</b>	ppm-wt	50	< 500
<b>Oxalate</b>	ppm-wt	90	< 500
<b>Formiate</b>	ppm-wt	400	< 3000
<b>Acetate</b>	ppm-wt	200	< 500
<b>Glycolate</b>	ppm-wt	100	< 500

A partir de ces résultats on constate que les ions contenant dans la solution d'amine varient avec différentes concentrations, il y a des ions avec de grandes concentration tel que : chlore, sulfates, acétate, glycolates, thiosulfates, et des autres ions avec faible concentration tels que les formiates, les oxalates, les phosphates, les thiocyanates.

Les ions avec faibles concentration ne signifient pas que cette dernière n'a aucune influence sur la concentration d'amine et l'efficacité de capter les gaz acides, l'élimination des HSS dans

la solution d'amine est nécessaire soit avec grande ou faible concentration pour éviter la diminution de la concentration d'amine.

#### IV.7 Essais au laboratoire : Choix de la résine pour capter les anions

Plusieurs types de résine échangeuses d'ions existent sur le marché, des résines sous forme ionique OH<sup>-</sup> et Cl<sup>-</sup>. L'amine mDEA de l'unité d'amine contient de l'espèce anionique Cl<sup>-</sup>, la résine doit être sous forme ionique OH<sup>-</sup> afin de pouvoir capter aussi l'espèce ionisée Cl<sup>-</sup> par échange d'anion avec OH<sup>-</sup>, la résine DOWEX™ MARATHON™ A sous forme OH<sup>-</sup>, est le choix le plus idéal, elle est capable d'éliminer tous les sels thermostables contenant dans l'amine mDEA de l'unité d'amine. En raison de sa granulométrie uniforme, cette résine offre un certain nombre d'avantages économiques par rapport aux résines classiques (poly dispersées). La petite taille uniforme de perles de la résine DOWEX MARATHON A résulte en une cinétique d'échange rapide pendant le fonctionnement, une régénération plus complète de la résine et un rinçage plus rapide et plus complet après la régénération.

**Tableau IV.5 : Propriétés chimiques de la DOWEX™ MARATHON™ A**

Forme physique	Perles translucides blanches à ambrées
Matrice	Styrène-DVB, gel
Groupe fonctionnel	Amine quaternaire
Forme ionique expédiée	OH <sup>-</sup>
Volume total de la capacité	1 eq / L
Capacité de rétention d'humidité	60-72%
Poids d'expédition	640 g /L
Densités des particules	1,06 g/mL
Diamètre moyen harmonique	0,60-0,80 µm
Gonflement total	→ Cl <sup>-</sup> OH <sup>-</sup> : environ 20%
Perles entières non fêlées	95-100 %

Tableau IV.6 : Conditions exploitation suggérées de la résine

Température maximum de fonctionnement	
Forme OH-	60 C°
Forme Cl-	100 C°
Profondeur de lit minimum	800mm
Débit de service	5 to 60m <sup>3</sup> /h
Intervalle de pH	0-14

Tableau IV.7: paramètre de régénération de la résine

Régénérant	NaOH
Concentration	2 à 5 %
Temps minimum de contact	20 minutes
Rinçage rapide	3 à 6 BV* au débit de régénération

\*1 BV (volume de lit) = 1 m<sup>3</sup> de solution par m<sup>3</sup> de résine

La **DOWEX™ MARATHON™ A** a été choisie selon les paramètres de services (débit, température,). Par le service laboratoire du complexe de traitement.

#### a) Expérience au niveau du laboratoire :

Pour le même échantillonnage d'amine pauvre utilisé dans les expériences précédentes on 'a fait une expérience pour l'élimination des HSS avec la résine échangeuse d'ions on' à utiliser le matériel mentionné ci-dessous :

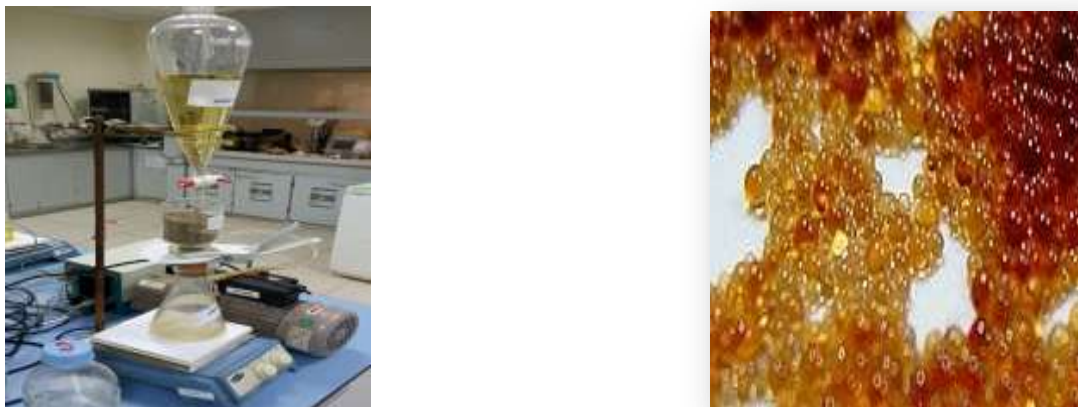
- Un récipient contenant la solution à traiter
- Un petit robinet ou un tube de caoutchouc muni d'une vis d'arrêt pour régler le débit
- Une colonne équipée d'un bouchon de caoutchouc perforé
- La résine échangeuse d'ions
- Un autre petit robinet.

Le fond de la colonne doit être en verre fritté. À défaut, on peut utiliser un autre bouchon de caoutchouc recouvert d'un tissu de nylon et d'une faible couche de billes de verre.

Le récipient inférieur récolte la solution traitée.

Puisque l'analyse des HSS n'est pas disponible au niveau de laboratoire on'a juste faire un

test de moussage pour les deux solutions et on'a comparé les résultats obtenus avant et après l'échange d'ions les résultats obtenus sont mentionnés ci-dessous pour l'échantillon on'a utilisé l'échantillon qui a la valeur la plus enlevée qui est du **01V- 113**.



**Figure IV.21 : Résine échangeuse d'anions**

**Tableau IV.8: résultats de moussage après traitement sur résine échangeuse d'ions**

Solution aMDEA	Hauteur du moussage	Temps (S)
Avant 1ere régénération	<b>380</b>	<b>35</b>
Après 1ere régénération	<b>270</b>	<b>24</b>

A partir des résultats obtenus après cette expérience on voit que les résultats sont positifs puisque les résultats après l'expérience sont diminués presque la moitié de la valeur initiale.

En attendant des valeurs des résultats après retour de BASF après 06 mois. et pour des raisons économiques et environnementales, ce sujet a été proposé afin de traiter en continue l'amine dégradée dans les trains, ensuite l'amine stockée en éliminant les sels thermostables par l'utilisation d'une résine échangeuse d'anions.

## **IV. 8 Etude de conception d'une unité d'élimination de Hss par résine échangeuse d'ions**

### **IV.8.1 Volume total d'amine diluée dans l'unité de décarbonatation**

Pour chaque unité d'amine, 480 fus d'amine concentrée sont nécessaires comme premier remplissage, chaque fus contient 210 litres d'amine.

Vc : Volume totale d'amine concentré utilisé dans l'unité de décarbonatation

$$\mathbf{Vc = 480 \times 210 L = 100\ 800 L}$$

Pour répondre à l'efficacité de la réaction d'absorption de CO<sub>2</sub>, l'amine concentrée est diluée à 40 % par l'eau déminéralisée.

Le volume total d'amine est calculé comme suite

$$\begin{array}{l} 40 \% \text{ d'amine concentrée} \longrightarrow 100\ 800 \text{ L} \\ 100\% \longrightarrow V_d \end{array}$$

$$V_d = 252\ 000 \text{ L}$$

V<sub>d</sub> : Volume totale d'amine diluée utilisé dans l'unité de décarbonatation.

### IV.8.2 Principe de calcul de l'échangeur d'ions

#### a) Calcul de volume de la résine (VR)

Pour déterminer le volume de la résine nécessaire (VR), on doit connaître :

- Concentration totale pour les ions à traiter (en méq/L)
- Débit d'amine à traiter (m<sup>3</sup>/h)
- Capacité de résine à installer (C<sub>p</sub> en méq/L)

#### b) Méthode de calcul

- Analyser l'amine pour connaître l'état de notre produit.
- Calculer la concentration des anions en meq/L
- Décider pour un fonctionnement raisonnable le temps par heure (h) entre régénération.
- Déterminer le débit d'amine à traiter
- Calculer le de volume de la résine nécessaire
- Calculer la surface et le diamètre de ballon et la vitesse d'amine.

**Analyses d'amine en ppm et la conversation en meq/L.**

$$\frac{\text{Meq}}{\text{l}} = \frac{\text{mg}}{\text{l}} * \frac{1}{\text{MmZ}}$$

Pour les concentrations des HSS on va prendre les dernières analyses mentionne ci-dessus.

Tableau IV.9: Concentration des sels thermostables

Anions	Concentration en ppm	Valence ionique Z	Masse molaire en g/mol	Concentration en meq/L
Chlore (Cl <sup>-</sup> )	180	1	35	5,14
Sulfate (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	1200	2	96	6,25
Phosphate (PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> )	50	3	94,97	0,175
Thiosulfate (S <sub>2</sub> O <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	150	2	112,2	0,67
Thiocyanate (CNS <sup>-</sup> )	50	1	45,1	1,1
Oxalate (C <sub>2</sub> O <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	90	2	76	0,59
Formiate (HCOO)	400	1	39	10,25
Acetate (C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>2</sub> <sup>-</sup> )	200	1	47	4,25
Glycolate (C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	100	1	63	1,58

- **Concentration des anions**

$$Ca = 5,14 + 6,25 + 0,175 + 0,67 + 1,1 + 0,59 + 10,25 + 4,25 + 1,58$$

$$Ca = 30,005 \text{ meq/L}$$

- **Temps de fonctionnement**

Si la concentration des anions est supérieure à 2,5 meq/l le temps de fonctionnement doit être inférieur à 8h

On va choisir  $t = 4\text{h}$

- **Débit d'amine**

Le débit d'amine qu'on veut le traiter égale à 600t/j

Le débit massique = débit volumique \* la masse volumique

Masse volumique  $\rho = m/v$

D'après la MSDS, la masse volumique d'amine : 1,04-1,05 g/cm<sup>3</sup>

$$Q_m = Q_v \cdot \rho$$

$$Q_v = Q_m / \rho = 600\text{t/jours} / 1,05 \text{ t/cm}^3$$

$$Q_v = 571,4 \text{ m}^3/\text{jours}$$

$$Q_v = 23,8 \text{ m}^3/\text{h}$$

23,8 m<sup>3</sup>/h est le débit d'amine entraîné vers les filtres d'amines en va choisir 10% de cette valeur : 10% = 2,38 m<sup>3</sup>/h = 2380 L

- **Volume de résine**

Le volume de la résine nécessaire pour traiter une concentration des anions égale à 30,005 meq/l :

$$V = (F.T.Ca) / C$$

V : volume de la résine en L

F : débit d'amine en m<sup>3</sup>/h

Ca : concentration anioniques en meq/L

Cap<sub>a</sub> : capacité d'échange de la résine en meq/l

$$V = (2,38 \text{ m}^3/\text{h} \times 4 \text{ h} \times 30,005 \text{ meq/L}) / 1000 \text{ meq/L}$$

$$V = 285,65 \text{ L}$$

- **Calcul de la surface, diamètre de ballon et la vitesse d'amine**

Pour calculer le diamètre de ballon, on doit calculer la surface de ballon aussi la vitesse d'amine :

- **Calcul de la surface**

$$V = H * S$$

V = volume de la résine

H : hauteur typiquement entre 1-3 m

S : surface de ballon

$$S = V/H$$

$$S = 0,285 \text{ m}^2$$

$$S = 0,285 \text{ m}^3 / 1 \text{ m}$$

- **Calcul de la vitesse d'amine**

$$F = V * S$$

F : débit en m<sup>3</sup>/h

V : vitesse m/h

S : surfaces-en m<sup>2</sup>

$$V = F/S \quad V = 2,38 \text{ m}^3/\text{h} / 0,285 \text{ m}^2$$

$$V = 8,35 \text{ m/h}$$



Selon le graphe de la perte de charge en fonction de vitesse, lorsque la vitesse égale à 8,35 m/h la  $\Delta p$  égale 0,1 bars

- **Calcul de diamètre de ballon**

$$S=2\pi R^2$$

$$0,285\text{m}^2=2\pi R^2$$

$$R= 0,21\text{m}$$

Le diamètre de ballon égale 2R

$$D=0,42 \text{ m}$$

Selon les calculs obtenus dans chaque cycle (4h), on va traiter 11 400 L d'amine.

Pour la totalité 252 000 L on peut la traiter dans 22 cycles l'équivalent de 110 h (5 jours) pour traiter la totalité en cas de traitement 24/24h mais si on va faire deux cycles par jour la totalité d'amine va être traité pendant 11 jours pour chaque train [9].

Le métal du ballon doit être en acier inoxydable pour éviter la corrosion du métal avec l'amine.

### IV.8.3 Régénération de la résine

La quantité de la soude caustique (NaOH) nécessaire pour la régénération :

$$\text{Quantité} = 5 \cdot 285,65 = 1429\text{L de NaOH à } 5\%$$

Si on va préparer une solution de NaOH à partir de la solution utilisée dans l'unité d'osmose inverse 45% il faut la diluer jusqu'à 5%

$$45\%/5\%=9$$

Le facteur de dilution égale 9

$$\text{Facteur} = \text{volume de la solution fille}/\text{volume de la solution mère}$$

$$9=1429/\text{volume V}$$

C'est le volume de la solution mère est

$$V = 159\text{L}$$

Pour obtenir une solution de NaOH à 5% on va prendre 159L de la solution NaOH de 45% et continuer avec l'eau déminéraliser jusqu'à 1429 L (le volume d'eau ajouté est 1270 L) [10].

Le temps minimum de la régénération est 20 min mais pour une meilleure régénération on va la faire pendant une heure.

Tableau IV .10 : Résumée des résultats de calcul

Diamètre de ballon	0,42m
H de ballon	1m
Temps de fonctionnement	4h
Vitesse	8,35 m/h
$\Delta p$	0,1 bar
V de résine	285,65 L
V NaOH pour chaque cycle	1429 L
V d'amine pour chaque cycle	11400L

#### IV.8.3.1 Taille de ballon

Il est généralement moins coûteux de faire une colonne haute et étroite plutôt qu'une unité large et courte : dans l'illustration, les deux colonnes contiennent le même volume de résine. La colonne B est moins chère parce que les principaux composants de coût de la colonne sont les extrémités bombées et les plaques de buses. [11]

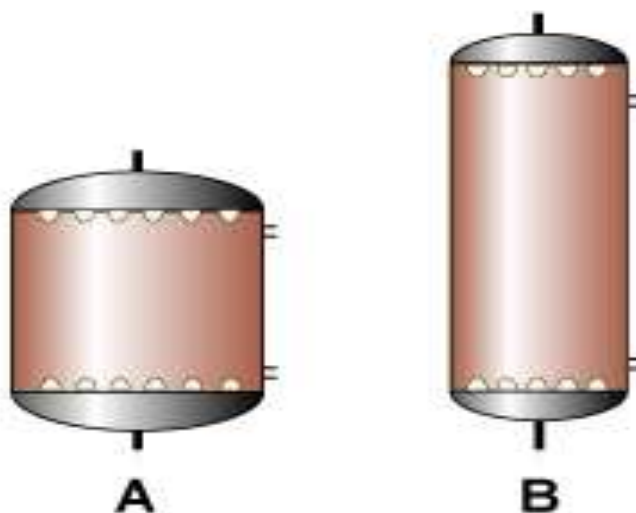


Figure IV.22 : Différents ballons d'échange d'ion

### IV.8.3.2 Type de ballon d'échange d'ions

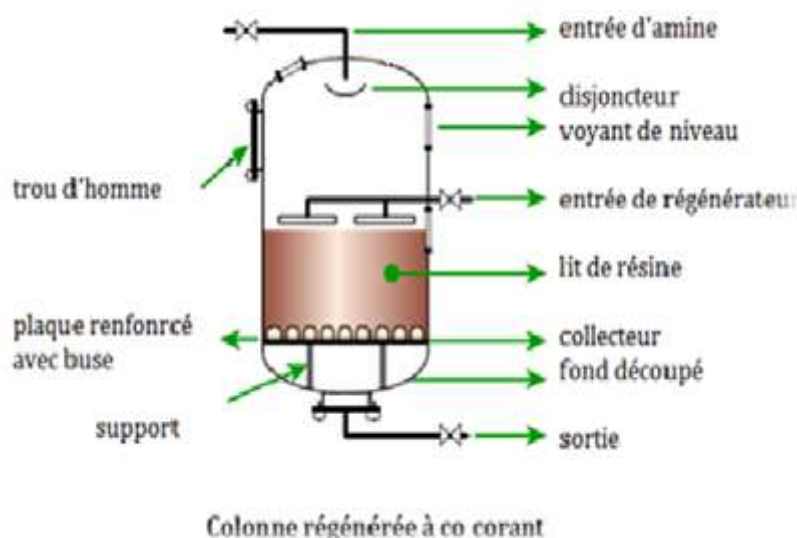


Figure IV.23 : Schéma d'un échangeur d'ions [12]

### IV.9 Étude économique

L'amine est un produit chimique très cher, un fut d'amine de 210L ça coute 1221,31 dollars ; L'unité d'amine de chaque train de traitement est besoin de 480 fus d'amine pur l'équivalent de 100 800 L cette quantité d'amine sa coute 586 228,8 Dollar.

Cette quantité sera diminuée avec le temps à cause de phénomène de moussage qui est due de la dégradation d'amine causant des pertes d'amine ce qui nécessite l'appoint d'amine pour garder la concentration d'amine toujours dans les normes, cet appoint d'amine se faite chaque mois on ajoute 4% de l'amine concentré l'équivalent de 12 fus (2520 L)

Lorsque les trois trains sont en services la consommation annuelle de l'amine c'est 302 400 L ce qui représente la somme de 1 758 658,4 dollars et pour l'appoint on a besoin de 432 fus pour les trois trains l'équivalents de 527 605,92 dollars.

Si on va faire le total pour la consommation d'amine dans les trois trains on trouve qu'on dépense 2 286 292,32 dollars.

On a entrain de consommer une quantité d'amine de 4 trains pendant une année, Mais lorsqu'on va traiter l'amine et éviter les pertes d'amine causer par les HSS qui provoque le moussage celui-ci est l'un des causes des pertes d'amine on va gagner 527 605,92 dollars.

### IV.10 Recommandations

Nous avons étudié les principaux facteurs et paramètres qui favorisent l'apparition de moussage de solution d'aMDEA, on a trouvé que :

Tableau IV.11 : Paramètres recommandés

Paramètres influençant le moussage	Valeurs recommandées
T (Température MDEA °C)	< 60 °C
Concentration MDEA (%)	(38-40%)
Volume condensat (ml)	(< 15 ml)
Concentration anti-mousse (ppm)	(<500) ppm
Concentration particules corrosion (ppm)	(< 400) ppm
Concentration inhibitrice de corrosion	(<500) ppm

Les solutions proposées pour éviter l'apparence des sels thermostables et donc le moussage sont :

#### a) Anti mousse

En général, on choisit un anti mousse qui est insoluble dans la phase liquide en vrac, assurant ainsi sa distribution rapide dans le mélange gaz-liquide interface. Dans des systèmes à base aqueuse tels que des unités amines, il existe deux types d'anti mousse qui sont efficaces ; Les huiles silicones (silicones) et les polyglycols.

#### b) Inhibiteur de corrosion

Le bisulfite d'ammonium  $\text{NH}_4(\text{HSO}_4)$  dans notre cas est la 3<sup>ème</sup> source de la présence d'hydrogène d'ammonium, la seule solution proposée d'avoir changé l'inhibiteur de corrosion

#### c) Eau d'appoint (eau déminéralisée)

On a déjà dit que l'eau d'appoint est la première source des sels thermostables, alors il faut trouver des solutions concernant les produits injectés dans l'unité d'osmose inverse tel que :

##### - Hypochlorite de sodium $\text{NaOCl}$ :

Qui libère les ions  $\text{Cl}^-$ .

##### - Antiscalant :

D'après la fiche de donnée de sécurité d'antiscalant, ce dernier est à base du phosphonate.

##### - Bisulfite de sodium $\text{NaHSO}_3$ :

L'accumulation de  $\text{NaHSO}_3$  conduit à l'apparition de sulfate et thiosulfate.

Ces trois produits chimiques sont injectés dans l'unité d'osmose inverse en continu malgré les pompes peut être mis en service en mode automatique pour éviter la présence des ions en

excès.

Non seulement les produits injectés dans l'eau domestique c'est le problème mais aussi le pH et la conductivité, les analyses suivantes exprime que la conductivité de l'eau déminéralisée est trop élevée, elle doit être inférieure à 10 $\mu$ S/m et le pH doit être entre 6,6 et 7,6.

**Tableau IV.12 : analyses journalières de l'eau**

Eau	Hours	Brute	Dom	Dom	Dom	Demi	Demi
			S.Mem	E.Bac	S.Bac	S.Mem	S.Bac
PH	9:00	6.92	5.24	6.55	6.43		5.57
Cond		2830	252	741	506		19.94

Le tableau suivant résume les mesures à prendre pour réduire la corrosion, minimiser les risques de moussage et éviter les perturbations du fonctionnement de l'unité amine.

**Tableau IV.13 : Mesures à prendre pour réduire le moussage. [12]**

Contrôle	Action
<b>Minimiser la contamination par hydrocarbures</b>	-La température de l'aminé pauvre entrant dans l'absorbeur Doit être au-dessus du point de rosée du gaz d'admission Température pour empêcher la condensation d'hydrocarbures L'absorbeur. -remplacer le charbon actif du filtre à charbon tous les 6 à 9 mois
<b>Minimiser la corrosion</b>	-la concentration de gaz acide ne doit pas dépasser les normes. -minimiser toutes les sources possibles d'entrée d'oxygène comprenant ; *assurer une couverture efficace dans le ballon d'appoint d'amine. *les bacs de stockage d'eau d'appoint devront être désaérés. *pénétration directe d'oxygène à travers les joints de pompes, les brides de tuyauterie. -la vitesse de la solution d'amine ne doit pas dépasser 1,8 m/s pour minimiser le risque d'érosion du filme protecteur de FeS.
<b>Minimiser la dégradation d'amine</b>	-Éviter la température excessive du rebouilleur (max 130 ° C).
<b>Minimiser les particules</b>	-Fournir une filtration de haute qualité pour éliminer les particules fines de Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , FeS et Fe <sub>2</sub> (CO <sub>2</sub> ) <sup>3</sup>

	-Ne pas dépasser les charges d'acide recommandées et la concentration d'aminé.
--	--

## Conclusion générale

Le gaz naturel à ses conditions géologiques des gisements contient plusieurs constituant contaminant à savoir, le CO<sub>2</sub>, le H<sub>2</sub>S, le CO et les mercaptans, qui constituent un grand risque environnemental majeur pour l'atmosphère et les équipements des procédés gaziers.

Avant d'être mis sur le marché, le gaz extrait du gisement doit subir un traitement pour satisfaire les exigences techniques et commerciales.

La teneur du gaz naturel en gaz carbonique est ramenée à une valeur limitée afin d'éviter la corrosion des conduites, la formation de glace dans les circuits à basse température (liquéfaction des gaz à des températures allant jusqu'à (-161 °C)).

Pour ramener la teneur du gaz en CO<sub>2</sub> à des valeurs prédéterminées le procédé de décarbonatation par les amines est utilisé.

L'évaluation des consommations Amines et leur optimisation est l'objet de l'étude que nous allons développer ci-après.

La grande préoccupation des sociétés pétrolières est de maîtriser les dépenses et de réduire le coût de l'exploitation de sa production, qui a une grande influence sur la productivité des installations du gaz traité.

L'objectif assigné à notre travail était d'étudier le phénomène de moussage dans l'unité de décarbonatation au niveau du site de Tiguentourine et les différentes mesures employées pour résoudre ce problème.

Nous avons étudié les principaux facteurs qui favorisent l'apparition de moussage de solution de aMDEA, on a trouvé que :

- La réaction de aMDEA avec le gaz est favorable à une température < 60 °C L'élévation de la température au-delà de 60°C diminue la tension superficielle de la solution aMDEA et favorise l'apparition de la mousse dans la solution d'amine.
- La concentration de la solution de la solution d'amine doit être entre (38-40%).
- La présence des hydrocarbures lourds (condensat) se forme de gouttelettes dans le GN favorisent aussi l'augmentation de la mousse à partir de volume de 15ml donc 0.1 de volume totale.
- L'excès de l'agent anti mousse provoque la mousse de solution (aMDEA) puisque l'emploi des produits anti mousse ne résout pas le problème fondamental, il ne constitue qu'une manière provisoire de contrôler le problème jusqu'à la détermination et l'évolution de la cause du moussage. La meilleure concentration recommandée est de < 500 ppm .au-delà de cette valeur il devient un agent moussant.

- L'excès de l'agent inhibiteur de corrosion provoque le moussage la meilleure concentration recommandée < 500 ppm au-delà de cette valeur il devient au agent moussant à cause de la présence des agents tensio-actif.
- La même chose pour les particules solides de corrosion la concentration recommandé est < 400 ppm à cause des agents tensio-actif un deuxième filtre à particules est recommandée.
- L'étude réalisée nous a permis de conclure :
- La possibilité d'éliminer les sels thermostables avec l'échange d'ions
- Gagner un bénéfice important à cause de cette régénération d'amine puisqu'elle est très couteuse.
- L'eau déminéralisée et les produits chimiques sont les sources des HSS

A la lumière des résultats obtenus concernant les analyses de la concentration d'amine pauvre et la procédure de détermination hauteur de la mousse dans les colonnes nous avons constaté que les procédures employées ne sont pas efficaces et l'anti mousse utilisée pour le dé-moussage est devenu le facteur le plus moussant

Nous conduisons à conclure qu'il faut changer la méthode d'injection de l'anti mousse, et prendre d'autre mesure afin de diminuer les facteurs moussant.

Nous avons proposé quelques recommandations d'ordre technique pour le bon fonctionnement de la section de décarbonatation en évitant en même temps le problème de moussage :

- L'injection de anti mousse dans l'échantillon à analyser sert à réduire le moussage et la meilleure concentration recommandée est de( 400 ppm).
- Il faut bien préparer la solution aMDEA à entre (38-40%) %.
- Lorsque le gaz d'alimentation contient des hydrocarbures lourds, la bonne pratique consiste à maintenir la température d'entrés de gaz d'alimentation dans l'absorbeur à environ 5°C au-dessus de la température des amines, ceci permet d'éviter ou au moins de minimiser la condensation des hydrocarbures lourds.
- Installation d'un autre filtre (V-118) pour réduire la présence des particules solides de corrosion et les débris de dégradation d'amine.



### Références bibliographiques

- [1]. <https://www.lemonde.fr/afrique/article/2013/01/17/la-carte-du-site-de-tiguentourine-1818775-3212.html>
- [2]. Manuel d'information et de sensibilisation / Projet gaz d'In Amenas, Algérie.
- [3]. Procédures HSE / Projet gaz d'In Amenas, Algérie.
- [4]. Manuel d'exploitation 28100-F du site de Tiguentourine.
- [5]. Site internet : [www.hydrocarbons-technology.com/.../in-amenas-gas-project-algeria](http://www.hydrocarbons-technology.com/.../in-amenas-gas-project-algeria)
- [6]. **A. ROJET** : Le gaz naturel, production traitement et transport. **Edition TECHNIP « PARIS » -1994**
- [7]. Secrétariat de la CNUCED selon les données de BP Amoco. **Statistical Review of World Energy -juin 2005.**
- [8]. AIE World Energy Outlook 2004.
- [9]. [www.techno-science.net](http://www.techno-science.net)
- [10]. [www.ifp.fr](http://www.ifp.fr)
- [11]. SAMER Said/ Magistère : Mesure et prédiction des conditions de formation de Hydrates de gaz à condensat/ INH 2012.
- [12]. bp Amoco treatments Handbook/section an amine unit: 1999
- [13]. **P.Wuithier**, « Raffinage et génie chimique », TOMES 1 et 2 technip, Paris 1972.
- [14] Cours IFP Ingénieur procédés en raffinage et pétrochimie : Conduite d'une unité de distillation.
- [15] J-C CICILE.Techniques de l'ingénieur, Distillation Absorption, .....colonnes à plateaux : technologie. ISBN 0246-005X.
- [16] Cours TOTAL exploitation et production /support de formation : EXP-PR-PR140-FR-Révision :2007
- [17]. Michele Aresta.Angela Dibenetto. eugenio Quaranta ,Reaction mechanisms in carbon dioxide conversion :2016
- [18]. LES SECRET DES MOUSSES. Une Interview de Claude Treiner : Découverte N 323 Novembre 2005.
- [19]. Les traitements des eaux dans l'industrie pétrolière : 1972.
-

## Résumé

Le pouvoir calorifique est une exigence pour son usage comme combustible dans le chauffage et la production de l'énergie électrique.

Pour ramener la teneur du gaz en CO<sub>2</sub> à des valeurs prédéterminées le procédé de décarbonatation par les amines est utilisé.

La décarbonatation de gaz est un procédé qui se base sur le phénomène d'absorption qui consiste à le contacte intime entre le gaz et un liquide qui a une grande affinité vis à vis le CO<sub>2</sub> ou l'impureté à éliminer.

Le moussage est l'un des problèmes rencontré lors de la décarbonatation, c'est une solution hétérogène composé d'une phase dispersée gazeuse et d'un milieu dispersant liquide étiré en pellicules.

Dans la première partie de notre travaille nous avons essayé d'étudier et d'optimiser les principaux facteurs causaux comme la concentration de la solution (aMDEA), la température de la solution (aMDEA), la présence d'hydrocarbures lourds et l'excès anti-mousse (SAG10), les débris de corrosion, et l'inhibiteur de corrosion.

Dans la deuxième partie et après un teste au laboratoire du complexe gazier sur l'élimination des sels thermostable dans le produit d'amine utilisée par une résine échangeuse d'anions qui a donné des résultats positifs on a fait une étude technique pour la conception d'une unité de régénération d'amine par une résine échangeuse d'anions

Notre travail a pour but de mettre en évidence le problème du moussage lors de la décarbonatation du gaz d'une part et de visualiser des solutions d'autres parts.

---

**Mot clés :** Absorption, décarbonatation, gaz naturelle, CO<sub>2</sub>, Moussage

---

## Abstract

Natural gas is a fossil fuel consisting of a mixture of gaseous hydrocarbons with traces of impurities such as carbon dioxide, its content in natural gas is reduced to a limited value.

The calorific value is a requirement for its use as a fuel in heating and power generation.

In order to reduce the CO<sub>2</sub> content of the gas to predetermined values the process of decarbonations by amines is used.

Gas decarbonations is a process based on the phenomenon of absorption, which consists in the intimate contact between the gas and a liquid that has a high affinity towards the CO<sub>2</sub> or the impurity to be eliminated.

Foaming is one of the problems encountered during decarbonations, it is a heterogeneous solution composed of a dispersed gas phase and a liquid dispersing medium stretched into films.

In the first part of our work we tried to study and optimize the main causal factors such as the concentration of the amine solution, the temperature of the amine solution, the presence of heavy hydrocarbons and the excess anti-foam injected, the corrosion debris, and the corrosion inhibitor

In the second part and after a test in the laboratory of the central process facilities on the elimination of the thermostable salts that exist in the product of amine by an anion exchange resin that gave positive results we made a technical study for the design of a unit of regeneration of amine by an anion exchange resin

The aim of our work is to highlight the problem of foaming during the decarbonations of gas on the one hand and to visualize solutions on the other hand.

**Keywords** : Absorption, decarbonations, natural gas, CO<sub>2</sub>, Foaming

## ملخص

الغاز الطبيعي هو وقود أحفوري يتكون من خليط من الهيدروكربونات الغازية مع آثار شوائب مثل ثاني أكسيد الكربون ، يتم تقليل محتواه في الغاز الطبيعي إلى قيمة محدودة. تعتبر القيمة الحرارية مطلبًا لاستخدامه كوقود في التدفئة وإنتاج الطاقة الكهربائية. لتقليل محتوى غاز ثاني أكسيد الكربون CO<sub>2</sub> إلى قيم محددة مسبقًا ، يتم استخدام عملية إزالة الكربون من الأمين. إزالة الكربون من الغاز هي عملية تقوم على ظاهرة الامتصاص والتي تتكون من التلامس الحميم بين الغاز والسائل الذي له صلة عالية فيما يتعلق بثاني أكسيد الكربون أو الشوائب المراد إزالتها. تعتبر الرغوة واحدة من المشاكل التي يتم مواجهتها أثناء إزالة الكربونات ، وهي عبارة عن محلول غير متجانس يتكون من طور غازي مشنت ووسط تشتيت سائل ممتد إلى أغشية. في الجزء الأول من عملنا ، حاولنا دراسة العوامل المسببة الرئيسية وتحسينها مثل: تركيز محلول (amDEA) ، ودرجة حرارة محلول الأمين(amDEA) ، ووجود الهيدروكربونات الثقيلة والمضادة للرغوة الزائدة(SAG 10) ، وحطام التآكل ، ومانع التآكل في الجزء الثاني وبعد إجراء اختبار في مختبر مجمع الغاز على التخلص من الأملاح المقاومة للحرارة الموجودة في منتج محلول الأمين عن طريق راتينج التبادل الأنيوني الذي أعطى نتائج إيجابية ، تم إجراء دراسة فنية لتصميم وحدة تجديد الأمين باستخدام راتينج التبادل الأنيوني يهدف عملنا إلى تسليط الضوء على مشكلة الرغوة أثناء إزالة الكربون من الغاز من جهة وتصور الحلول من جهة أخرى.