



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

# MÉMOIRE DE MASTER

**Domaine : Sciences et Techniques**

**Filière : Génie des procédés**

**Spécialité : Génie chimique**

Réf. : Entrez la référence du document

---

Présenté et soutenu par :

**GUERRIR Naima**

Le : mardi 29 septembre 2020

## **Vérification et Optimisation des débits d'injection du glycol (DEG) dans le gaz d'alimentation en vue d'éviter la formation des hydrates-MPP1-Hassi R'mel**

---

### **Jury :**

Mme CH.BOREMEL	MCA	Université de Biskra	Président
Mme H.RAHALI	MCB	Université de Biskra	Examineur
Mr A.SAKRI et N.BENGANA	MCA	Université de Biskra	Encadreur

# REMERCIEMENTS

*Tout d'abord je remercie Dieu tout puissant qui j'ai éclairé vers le bon Chemin.*

*Je remercie mon encadreur, Monsieur A.SAKRI pour avoir accepté de me encadrer et pour j'avoir guidé tout au long de ce travail avec beaucoup de patience, ainsi que pour ses conseils judicieux et ses encouragements.*

*Je tiens à remercier Mme Ch. BOURMEL d'avoir accepté de présider le jury de la soutenance.*

*Nous témoignons également notre reconnaissance à Mme. K, ADAJKA .d'avoir accepté d'examiner ce travail.*

*je tiens aussi à remercier Mr. N. Bengana, chef de service du module 1 de j'avoir accueilli au sein de son équipe, et d'avoir mis à mes disposition tous les moyens humains et matériaux nécessaires pour la réalisation de ce mémoire. Et tous les opérateurs et les tableautistes et les ingénieurs du module 1.*

*Et je remercie beaucoup les stagiaires que j'ai rencontré à Hassi R'mel : Bouchra, Nessrin. Pour laide qui ils mont fournie.*

*J'adresse mes sincères remerciements à tous les enseignants de la faculté des sciences et de la technologie « Med. Khider. Biskra»*

*Mes remerciements vont aussi à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail.*

# *DÉDICAC*

*Je dédie ce modeste travail,*

*A Mes très chers parents : G. Rabah et S. Rachida*

*Celle qui a veillé sur moi pendant toute ma vie, et celui qui n'a attendu que la fin de mes études pour voir son fruit sur lequel il a veillé, je le lui dédie à sa mémoire en guise de respect à son égard.*

*A Mes chères sœurs et Mes frère*

*A toute ma famille*

*A tous mes amis*

*A Tous mes collègues de la spécialité*

*A Toutes les personnes qui ont participé a la  
réalisation de ce travail.*

# Sommaire

Remerciement	i
Dédicace	ii
Sommaire	iii
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	viii
Liste des Abréviations et des Symboles	viii
<b>INTRODUCTION GENERALE</b>	xi
<b>CHAPITRE I : PRESENTATION DU MODULE 1</b>	xii
I.1 Introduction	01
I.2 Activités, matières premières et produits intentionnels	01
I.3 Différentes section de module 1	02
I.4 Procédés de traitement du gaz	03
I.4.1 Procède PRITCHARD	03
I.4.2 Procède HUDSON	03
I.4.3 Procédés mixtes	04
I.5. Description de la processe de traitement du gaz naturel dans le module 1	04
I.5.1. Zone de récupération du condensât (Haute pression)	05
I.5.2 Zone de récupération du GPL et stabilisation du condensât (Basse pression)	07

I.5.3 Unité de régénération du glycol	09
I.5.3.1.Description du Procédé	09
I.5.3.2 Préparation du glycol pour appoint	12
I.6 Elément et dispositif de sécurité industrielle	12
I.6.1 Introduction	12
I.6.2 Organisation de la sécurité	13
I.6.2.1 Service prévention	13
I.6.2.2 Service intervention	13
I.6.2.3 Cellule surveillance	14
I.6.3 Les règle de sécurité	14
<b>CHAPITRE II : LES HYDRATES ET LES GLYCOLS</b>	xiii
II.1 Introduction	16
II.2 Eau et les hydrocarbures	16
II.2.1 Eaux de gisements	16
II.2.2 Solubilité du gaz naturel dans l'eau	16
II.2.3 Salinité de l'eau	17
II.2.4 Teneur en eau des gaz naturels	17
II.3 Définition des hydrates	17
II.4 Conditions de formation des hydrates	18
II.2.4 Teneur en eau des gaz naturels	17
II.3 Définition des hydrates	17
II.4 Conditions de formation des hydrates	18
II.5.2 Structure sII	19
II.5 Structure des hydrates	19

II.5.1 Structure sI	19
II.5.2 Structure sII	19
II.5.3 Structure sH	20
II.6. Courbe (P, T) de formation d'hydrates	20
II.7 La déshydratation du gaz naturel	21
II.7.1 Principe de la déshydratation	21
II.7.2 Techniques de déshydratation	21
II.8 Unité de déshydratation au glycol	23
II.8.1 Section de déshydratation du Gaz	24
II.9 Les glycols	25
II.9.1 Définition du glycol	25
II.9.2 Fabrication des glycols	25
II.9.3 Choix du glycol	26
II.9.4 Propriétés physiques	26
II.9.5 Caractéristiques de Di Ethylène Glycol	26
II.9.5 Propriétés chimiques	27
II.9.6 Récipients de stockage	27
II.9.7 Types de glycols industriels	27
II.9.8 Propriétés physico-chimiques des glycols	27
II.9.9 Pertes de glycol	28
<b>CHAPITRE III : PARTIE CALCUL</b>	xiv
III.1 Introduction	30
III.1.1 Les paramètres de déshydratation	31
III.1.A L'influence et l'effet de la variation de pression	31

III.1.A.2 Détermination de la quantité d'eau dans le gaz naturel	37
III.1.A.3 Détermination de la quantité d'eau à éliminer	41
III.1.A.4 Détermination de la concentration minimale de DEG hydraté	43
III.1.A.5 Détermination de débit d'injection du DEG	43
III.1.6 Variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénères et hydratés	45
III.1.B L'influence et l'effet de la variation de température	48
III.1.B.1 Détermination de la température de formation des hydrates TFH	48
III.1.B.2 Détermination de la quantité d'eau dans le gaz naturel	48
III.1.B.3 Détermination de la quantité d'eau à éliminer	50
III.1.B.4 Détermination de la concentration minimale de DEG hydraté	52
III.1.B.5 Détermination de débit d'injection du DEG	53
III.1.B.6 Variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénères et hydratés	54
III.1.B.7 Effet de la température amont sur le débit d'injection de DEG	55
CONCLUSION GENERALE	xv
REFERANCES	xvi
ANNEXES	xviii
RESUME	xx

## Liste des Figures

Figure	page
Figure .I.1 : Schéma des différentes sections du module 1	03
Figure. I.2 : Vue générale de train	04
Figure. I.3 : Schéma globale de train	05
Figure. I.4: schéma de Section de stabilisation et fractionnement	09
Figure. I.5 : Schéma de bloc de régénération de glycol	11
Figure. II.1 : Molécule d`hydrates	19
Figure. II.2 : structure <b>sI</b> déshydrates	20
Figure. II.3 : structure <b>sII</b> des hydrates	21
Figure .II.4: structure <b>sH</b> des hydrates	21
Figure. II.5 : courbe de formation des hydrates	22
Figure. II.6 : Schéma présente la production de déshydratation	24
Figure III.1 : quantité d'eau dans le gaz en fonction de la pression	40
Figure III.2 : débit d'eau qu'il faut éliminer en fonction de la pression	42
Figure III.3: débit d'injection de glycol en fonction de pression	45
Figure III.4 : quantité d'eau dans le gaz en fonction de la température	50
Figure III.5 : débit d'eau qu'il faut éliminer en fonction de la température	52
Figure III.6: variation du débit d'injection de glycol en fonction de température	56



## Liste Des Tableaux

<b>Tableau</b>	<b>Page</b>
Tableau II.1 : Caractéristiques de di éthylène glycol	26
Tableau II.2 : les propriétés physico-chimiques des types de glycol	28
Tableau III.1 : Les paramètres d'exploitation de cas actuelle (partie A)	31
Tableau III.2 : La composition du gaz de V202 de cas actuelle	32
Tableau III.3 : La composition du gaz de V204 de cas actuelle	32
Tableau III.4 : Le bilan des résultats de la TFH de ballon V202	36
Tableau III.5 : température de formation d'hydrates en fonction de la pression	37
Tableau III.6: représentation des résultats de bilan de la quantité d'eau	42
Tableau III.7 : Le bilan des résultats de l'injection du DEG	45
Tableau III.8 : Résultats analytiques de la variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénères et hydratés	47
Tableau III.9 : Les paramètres d'exploitation dans le cas actuel (partie B)	48
Tableau III.10 : Le bilan des résultats de la TFH de ballon V202 et V204	48
Tableau III.11: des résultats de bilan de la quantité d'eau	52
Tableau III.12: Résultats analytiques de la variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénères et hydratés	55
Tableau III.13 : Variation de la quantité d'eau condensée et du débit d'injection de la solution de glycol en fonction de la température amont	56

## Liste des abréviations et des symboles

<b>Symbole</b>	<b>signification</b>	<b>unité</b>
<b>GPL :</b>	Gaz de pétrole liquéfié	
<b>CNDG :</b>	Centre nationale de distribution de gaz	
<b>CSTF:</b>	Centre de stockage et de transfert des fluides	
<b>PV-7 :</b>	La vanne de pression	
<b>S-210 :</b>	Le puisard	
<b>LV-1 :</b>	Vanne	
<b>V-201 :</b>	Diffuseur d'admission	
<b>V-202 :</b>	Séparateur d'admission gaz brut	
<b>V -203 :</b>	Ballon de condensat	
<b>V-204 :</b>	Ballon de détente de gaz	
<b>V205 :</b>	Ballon de retour glycol	
<b>V-207 :</b>	Séparateur d'eau du déethaniseur A/B/C/D	
<b>V-208 :</b>	Ballon de reflux du GPL	
<b>V-209 :</b>	Ballon de reflux de condensat 11-V209	
<b>V-210 :</b>	Séparateur de purge de reflux GPL	
<b>V-235 :</b>	Ballon torche MP A/B/C/D	
<b>E-201 :</b>	Echangeur gaz / gaz reportée	
<b>E-202 :</b>	Echangeur gaz / gaz reportée	
<b>E203 :</b>	Echangeur gaz / liquide	
<b>E-204 :</b>	Chiller de gaz brut N°1	
<b>E-205 :</b>	Chiller de gaz brut E205	
<b>E-206 :</b>	Rebouilleur latéral du déethaniseur	
<b>E-207 :</b>	Refroidisseur de reflux du déethaniseur	
<b>E-208 :</b>	Refroidisseur d'huile d'absorption	

<b>E-216 :</b>	Echangeur préchauffe charge du débutan	
<b>V-217 :</b>	Echangeur préchauffe charge du débutan.	
<b>H-201 :</b>	Rebouilleur du déebutaniseur	
<b>H-202 :</b>	Rebouilleur du dééthaniseur	
<b>T-201 :</b>	ééthaniseur	
<b>T-202 :</b>	Déebutaniseur	
<b>Z-202 :</b>	Torche HP	
<b>TFH :</b>	La température de formation d'hydrates	
<b>Ts :</b>	température de service F	
<b>X1 :</b>	Concentration massique de DEG injectée.	%
<b>X2 :</b>	Concentration massique de DEG hydratée.	%
<b>F :</b>	Quantité de DEG injectée.	Kg
<b>FH :</b>	Quantité de DEG hydratée.	Kg
<b>CRD :</b>	Centre de Recherche et Développement	
<b>Mi :</b>	mass molaire	g/mol
<b>Yi :</b>	Composition molaire	%
<b>D :</b>	La densité	
<b>Ps :</b>	Pression de service	psi
<b><math>\Delta T</math> :</b>	Différence de température	F
<b><math>\Delta P</math> :</b>	Différence de pression	bar
<b><math>\Delta d</math> :</b>	Différence de densité	
<b>WH2O :</b>	La quantité d'eau dans le gaz	lb/MMSCf
<b>lbs/MMSCf:</b>	Pounds per million standard cubic feet	
<b><math>\Delta W</math> :</b>	Différence La quantité d'eau dans le gaz	lb/MMSCf
<b>qeau :</b>	La quantité d'eau à éliminer	g/Sm <sup>3</sup>
<b>Qeau :</b>	Débit horaire d'injection de DEG	kg/h
<b>Cmin :</b>	Concentration minimale de DEG	%

# Introduction General

# Introduction Générale

Le champ gazier de Hassi R'mel est le pôle économique le plus important au niveau national et international. Ses réserves sont estimées à 3000 milliards de standard m<sup>3</sup> de gaz naturel (riche en condensât). Il est l'un des plus grands gisements de gaz à l'échelle mondiale, on le considère comme le poumon de l'Algérie.[1]

Les coûts techniques de production, de traitement et surtout de transport du gaz naturel restent toutefois élevés et représentent un handicap; cette difficulté est d'autant plus réelle que la part des réserves de gaz naturel situées en mer ou dans des zones difficiles (arctique, Sibérie) tend à augmenter.[1]

Dans ces conditions, les progrès techniques permettent de réduire Ces coûts, devraient jouer dans l'avenir un rôle majeur dans le développement du commerce international de gaz naturel.

Le gaz naturel provient de gisement charges d'eau pour cela avant l'opération de traitement doit être effectuée élimination de l'eau à son niveau, ce processus est appelé la déshydratation du gaz naturel ,au cours ou il est fait par l'aditions des produit chimique qui empêchent la formation d'hydrates et éviter la congélation de l'eau dans le gaz.au niveau de module1 dans le champ gazier Hassi R mel ils utilisent le glycol pour résoudre ce problème.

Le diéthylène glycol est les glycols, celui qui se prête le mieux à l'inhibition au niveau du module '1' « HASSI R' MEL », tout fois l'injection et la registration du DEG s'accompagnent des pertes quotidiennes totalisant une moyenne de 30.1 l/10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> de gaz de vente [3].Donc nous avons fait une étude d'optimisation de la consommation du DEG,et l'influence de la variation de la pression et la température sur le débit d'injection de glycol ,et contient de :

- Partie théorique : qui comporte deux chapitres. Le premier chapitre présente la présentation de module «1».Le deuxième chapitre présente les hydrates et les glycols
- Partie pratique : qui comporte deux parties. le partie A comporte le cas de l'influence de la variation de pression sur le débit de injection de DEG.et partie B comporte le cas de l'influence de la variation de température sur le débit d'injection de DEG.

Enfin, nous terminons notre étude par une conclusion générale ou sont récapitulés les principaux résultats obtenus.

CHAPITRE : I

---

# PRESENTATION DU MODULE 1

## I.1 Introduction

Notre projet de fin d'induction a été accompli au sein du module 1 , Ce dernier a été conçue par les américain et mis en service en 1978. Sa tâche principale est de traiter le gaz brut et récupérer le maximum de condensât y associé

Le module 1 est divisé en trois trains identiques où l'on traite le gaz brut. Etant donné que les trois trains sont identiques.

Comme tous les module, on trouve une salle de contrôle doté du système DCS (Distribution Contrôle Système) .La salle de contrôle assure le contrôle des trois trains ainsi que la section des utilisées.

En plus des trois trains, on trouve une unité de glycol (préparation et régénération) une unité des utilités (air instrument et service, eau anti- incendie, eau de refroidissement) et enfin une unité de stockage.[1]

## I.2 Activités, matières premières et produits intentionnels

A partir d'une partie du gaz recomprimé provenant de SBC, le site produit du gaz sec expédié ou réinjecté, du GPL et du condensat. Sa capacité de production est de :

- 60 millions de Sm<sup>3</sup>/j de gaz sec.
- 10000 t/j de condensat stabilisé.
- 2000 t/j de GPL.

Sa production de gaz sec est expédiée par pipeline vers le CNDG voisin pour export ou vers les stations de réinjection de la zone. La production de GPL est expédiée vers le CSTF sur la zone industrielle ou vaporisée dans le gaz de vente. La production de condensat stabilisé est expédiée vers le CSTF sur la zone industrielle

Le module I est alimenté par 35 puits environ. Le gaz arrive à une température de 60°C et 60 bars de pression. Le manifold assure la collecte (regroupement) de gaz. On trouve 6 collecteurs : un de l'est et 5 de l'ouest.

Au paravent le gaz en provenance du manifold pénètrait directement dans la rentrée du train. Vue l'exploitation excessive du gisement, la pression ne cessait de chuter ceci exige l'installation de l'unité boosting afin d'augmenter la pression et alimenter le module à travers le diffuseur V-201. [2]

## I.3 Différentes section de module 1

- **Boosting** : C'est une unité installée récemment afin d'augmenter la pression d'entrée du gaz brut allant de 100 à 105 kg/cm<sup>2</sup> pour pouvoir alimenter les modules.

Au niveau du Boosting le gaz est débarrassé d'une grande partie d'eau libre et le condensât dans des ballons de séparation, ainsi après compression il est envoyé vers le diffuseur V 201 (entrée du module 1).

- **Train** : L'unité de traitement du gaz naturel,
- **Salle de contrôle** : Il est muni d'un système numérique DCS (Digital Contrôle Système) et c'est à partir de la salle de contrôle que sont données toutes les instructions aux opérateurs sur site, sur la base des indications des instruments et des diagrammes d'enregistrement
- **Les utilités** : L'exploitation du module '1', comme les autres modules exige la mise en service des utilités, elle fournit l'air instrument, l'air service, l'eau de refroidissement, l'eau potable, l'eau de service et l'eau incendie ainsi que le gaz inerte .
- **Bacs de stockage** : Trois réservoirs de stockage (à toit fixe) existes (S-204 A/B/C) dans le module 1 et ils sont destinés au stockage intermédiaire du condensât
- **Unité de régénération du Glycol** : Le Di-éthylène Glycol joue un rôle très important dans la marche du procédé de *PRITCHARD*, son coût est très important, donc c'est pour cela qu'il a été mis au point une unité de régénération du DEG afin d'en récupérer le maximum. La régénération est basée sur la déshydratation par chauffage à pression normale
- **La phase B** : Cette unité a pour but de récupérer les gaz moyen pression de 6 à 7 kg/cm<sup>2</sup> du module 1 et de fournir les frigories nécessaires pour le refroidissement du gaz permettant ainsi une meilleure récupération du GPL au niveau du module 1
- **Laboratoire d'analyse** : Le rôle d'un laboratoire consiste à effectuer des analyses des produits finis (Gaz, GPL et Condensât) et s'assurer qu'ils répondent aux normes et spécifications demandées.[3]



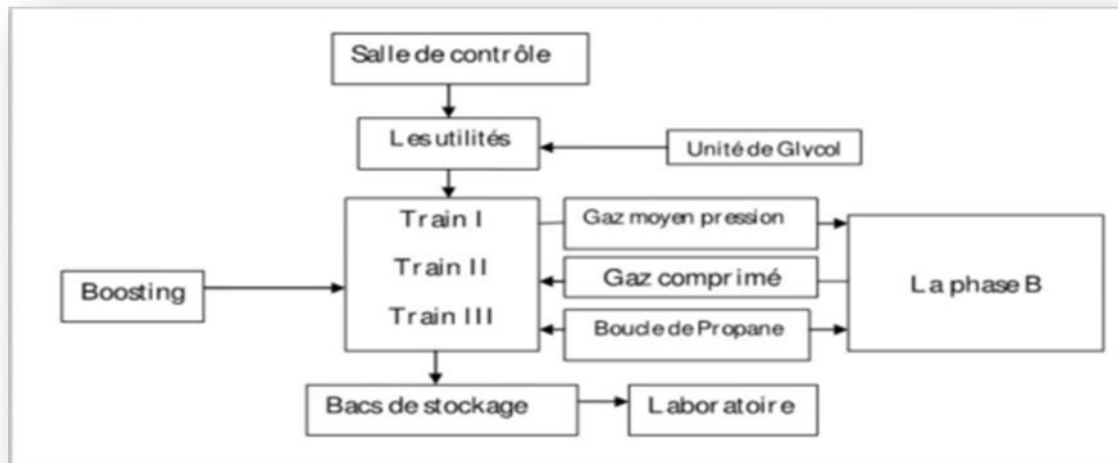


Figure .I.1 : Schéma des différentes sections du module 1[17]

#### I.4 Procédés de traitement du gaz

Le choix d'un procédé de traitement à un autre se fait selon :

- Taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
- Spécification des produits finis.
- Coût global des investissements.

La région de Hassi R'mel a vue développer trois types de procédés de traitement de gaz, commence par le procédé PRITCHARD qu'est utilisé au niveau du Modules (0) et (I) et le procédé HUDSON utilisé dans les Modules (II),(III), (IV). Et le procede mixt

**I.4.1 Procède PRITCHARD** :Base sur le refroidissement de gaz par échange thermique et par des détentes simples avec en plus l'utilisation du propane comme fluide réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de  $-23\text{ C}^{\circ}$ .

**I.4.2 Procède HUDSON** : base sur le refroidissement de gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées par une détente à travers une machine dynamique appelée TURBO-Expende qui permet d'atteindre un niveau de températures de  $-40\text{ C}^{\circ}$ .

Le procédé HUDSON est plus performant et permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides. [4]

**I.4.3 Procédés mixtes :**

Ils sont plus performants, car ils utilisent le turbo-expander, la vanne Joule Thompson et la boucle de propane, où on atteint les (-66°C). Ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides. [5]

**I.5 Description de la prouesse de traitement du gaz naturel dans le module1**

Les installations du MPPI sont composées de deux sections :

- a) Section de séparation du condensât (Haute pression).
- b) Section de récupération du GPL et stabilisation du condensât (Basse pression),

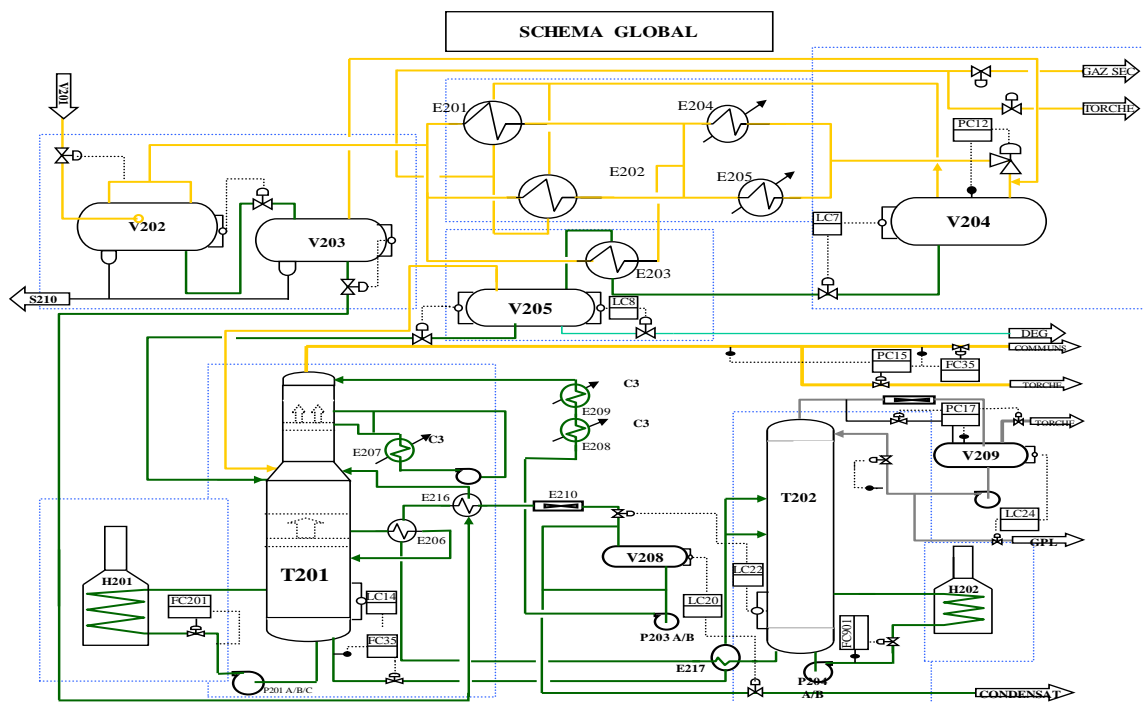


Figure I.2 : Vue générale de train [18]

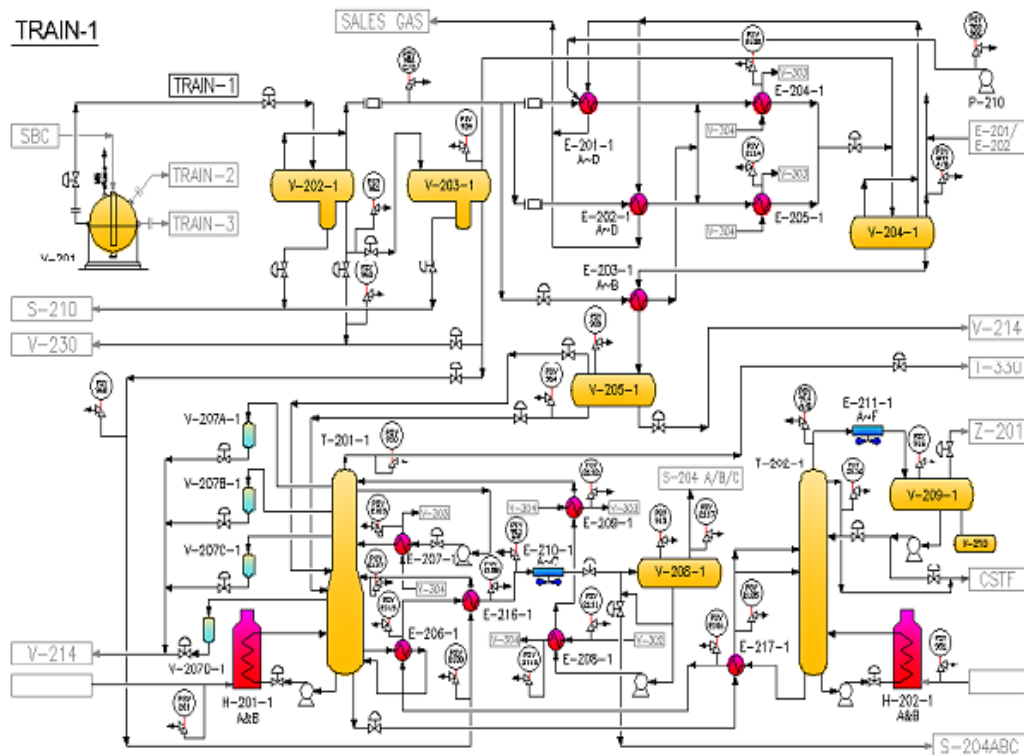


Figure. I.3 : Schéma globale de train [16]

**I-5.1. Zone de récupération du condensât (Haute pression) :**

Le gaz d'alimentation du module 1 provenant du Boosting arrive à une pression de **102kg/cm<sup>2</sup>** et une température de **62°C** sous forme d'un mélange monophasique, passe par le diffuseur d'arrivée **V-201** où il est divisé d'une manière égale et envoyé vers les trois trains parallèles. Le gaz pénètre dans le séparateur d'admission **V-202**, sous le contrôle de la vanne de pression **PV-7** à une pression de **100 bars** et une température d'entrée **59°C** où il subit une séparation flash, pour séparer le liquide du mélange d'alimentation et éliminé l'eau libre qui est évacuée vers le puisard **S-210** sous le contrôle de la vanne **LV-1**.

Les hydrocarbures liquides provenant du **V-202** ainsi que les liquides envoyés de la station Boosting et qui constituent la plus grande quantité subissent une détente isotherme jusqu'à une pression de **27 kg/cm<sup>2</sup>** avec une température de **54°C** dans le

séparateur de condensât **V-203** et les vapeurs issues de ce dernier sont envoyées vers la colonne **T-201** sous le contrôle de la vanne de pression **PV-9**.

Le liquide provenant du **V-203** contrôlé par la vanne de débit **FV-12**, est envoyé au 18<sup>ème</sup> plateau du dé-éthaniseur **T-201** après avoir été chauffée dans l'échangeur **E-216** côté calandre. Le gaz brut provenant du séparateur **V-202** est déshydraté et refroidi simultanément à une température de  $-1^{\circ}\text{C}$  dans trois batteries d'échangeurs (gaz/gaz) **E-201**, **E-202(A/B/C/D)** et (gaz /liquide) **E-203(A/B)**. Le gaz sortant des échangeurs passe dans deux Chillers (**E-204** et **E-205**) avec du propane comme fluide frigorigène pour atteindre une température de  $-9^{\circ}\text{C}$ . La déshydratation du gaz d'alimentation est effectuée par l'injection directe et de manière uniforme d'une solution de di-éthylène glycol (DEG) à 86% dans la plaque tubulaire de chaque échangeur afin d'éviter la formation des hydrates.

A la sortie des chillers, le gaz passe par la vanne Joule Thomson **PV12** où il subit une détente isentropique à la pression de 78 bars et une température de  $-18^{\circ}\text{C}$ , puis entre dans le séparateur à froid **V-204** où se produit une séparation entre les deux phases gaz/liquide.[6]

Le gaz récupéré du **V-204** qui a une teneur en eau  $<50\text{ppm}$ , refroidit à contre-courant le gaz brut provenant du **V-202** dans les échangeurs **E-201** et **E-202** pour récupérer les frigories qu'il contient, une fois réchauffé, il pénètre dans le pipeline du gaz de vente avec une pression de  $72\text{kg/cm}^2$  et une température de  $60^{\circ}\text{C}$ .

Le liquide (mélange de condensât et de glycol) issu du **V-204** est préchauffé dans l'échangeur **E-203** (gaz/liquide) côté calandre jusqu' à une température de  $30^{\circ}\text{C}$  et une pression de  $25\text{kg/cm}^2$

Le liquide est ensuite admis dans le ballon séparateur **V-205**, où il va avoir une séparation triphasique (gaz- condensât- glycol hydraté). Le condensât et le gaz sont envoyés au 18<sup>ème</sup> plateau du dé-éthaniseur **T-201** sous le contrôle de la vanne de débit **FV-32** et la vanne de pression **PV-13B** respectivement, alors que le glycol hydraté est envoyé vers l'unité de régénération du glycol à travers la vanne de niveau **LV-8** [6]

## **I.5.2 Zone de récupération du GPL et stabilisation du condensât (Basse pression) :**

Cette zone a pour but de stabiliser le condensât et de produire du GPL à partir du liquide récupéré du gaz brut dans la zone de séparation du condensât, suivant les spécifications et les normes établies pour chaque produit .

Le condensât stabilisé provenant du débutaniseur est refroidi dans les Chillers **E-208** et **E-209** par du propane et admit ensuite au sommet du déèthaniseur **T-201** pour une meilleure extraction des C3+. Les vapeurs de tête du déèthaniseur (gaz) sont envoyées vers la PHASE B pour être comprimés et déshydraté puis réinjectés dans le gaz de vente.

Le reflux latéral du déèthaniseur qui est assuré par la pompe **P-202A/B**, est refroidi dans le Chiller **E-207**.

Le rebouillage latéral du **T-201** est assuré par l'échangeur E-206 à contre courant (côté calandre) avec les produits de fond du débutaniseur **T-202**. Le rebouillage principal est fourni par le rebouilleur du déèthaniseur **H-201** à l'aide de la pompe **P-201 A/B/C**.

Une grande partie de ce liquide (**GPL**) est utilisée comme reflux pour le débutaniseur et le reste comme production vers CSTF si le produit est « On Spec » , ou vers les bacs de stockage du module 4 si le produit est « Off Spec » .

Le rebouillage du **T-202** est fourni par le rebouilleur du débutaniseur **H-202** à travers la pompe **P-204 A/B**.

Les produits de fond « condensât stabilisé » du **T-202** sont refroidis partiellement dans le **E-217** pour préchauffer la charge du débutaniseur (côté calandre) puis dans le **E-206** pour le rebouillage latéral du déèthaniseur enfin dans l'aéroréfrigérant **E-210** où ils sont refroidis à environ 45°C.

Le condensât stabilisé transite par la V-208 ou une partie est pompée par les pompes de reflux **P-203A/B** vers la tête du dééthaneur comme huile d'absorption et le reste est envoyé au stockage intermédiaire de condensât du module 1 vers les bacs de stockage (**S-204A/B/C**) ou directement vers CSTF .[3]

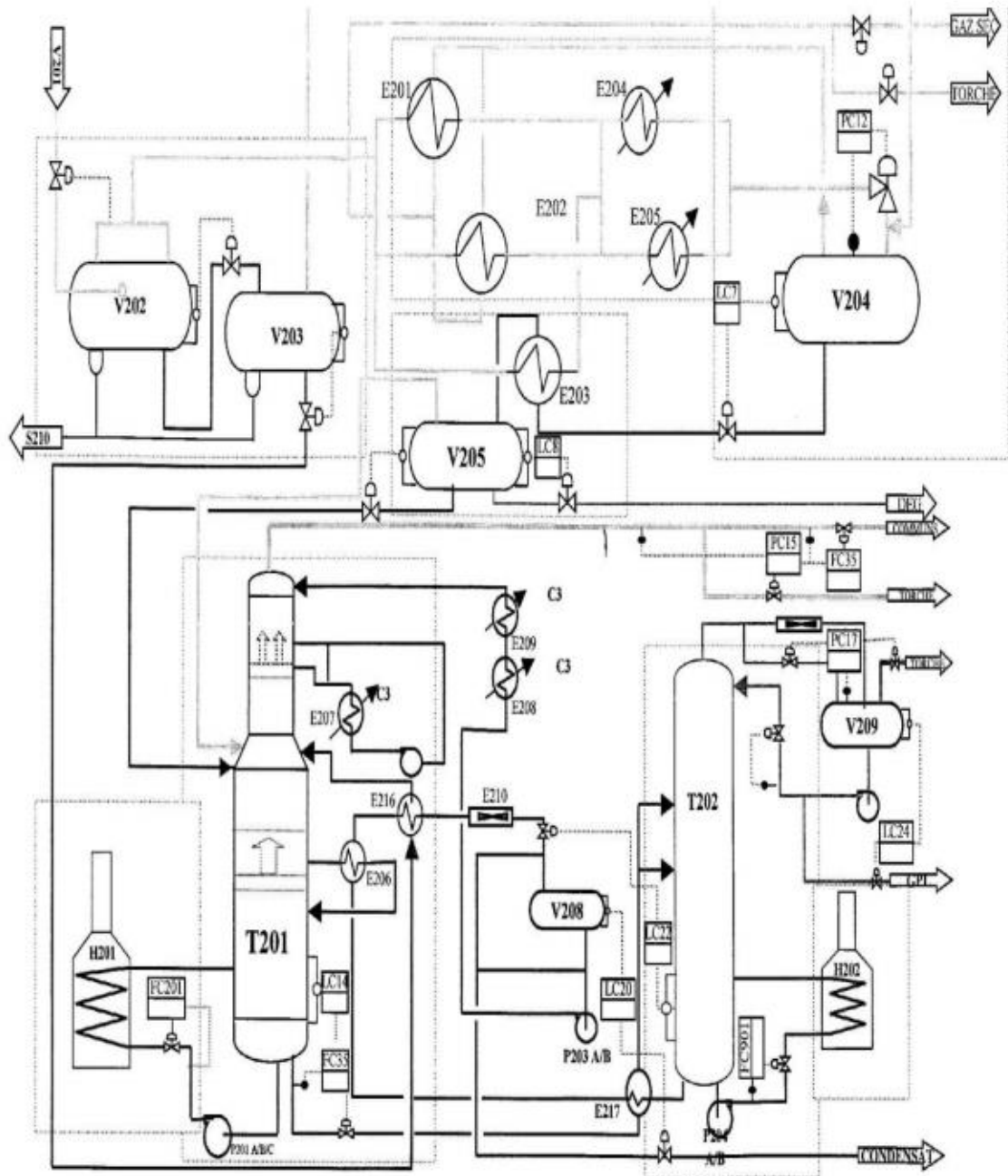


Figure.I.4: schéma de Section de stabilisation et fractionnements. [15]

### I.5.3 Unité de régénération du glycol

La formation d'hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation, donc il est nécessaire pour éviter la

formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par une opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs.

Ces derniers agissent comme des « antigels » permettant d'abaisser la température de formation des hydrates. Les alcools, notamment les glycols sont très largement utilisés comme inhibiteurs.

Les glycols présentent l'avantage de pouvoir être facilement récupérés en phase liquide et régénérés après chaque utilisation. [7]

### I.5.3.1 Description du Procédé

Le DEG (Diéthylène Glycol) hydraté provenant des séparateurs (glycol – condensât) des trois trains avec une concentration de (76%) est détendu à une pression de 1,5 bars dans le ballon de détente **V-214** sous le contrôle de la vanne de niveau **LV-8**, ensuite stocké dans le bac d'alimentation de l'unité de régénération **S-201**.

Le DEG hydraté est refoulé par la pompe de charge **P206**. Le glycol hydraté avant son entrée dans les 2 unités de régénération de glycol à travers les Préfiltres de Glycol **F-201 A/B** Le DEG hydraté et pré-filtré est préchauffé à 40°C par l'échangeur de chaleur

**E-301** (cote tube) avec le DEG pauvre chaud est ensuite envoyé vers un séparateur tréphasique **V-301(P=2.5kg /cm<sup>2</sup> T=40°C)**, où les gaz dissouts et les hydrocarbures liquides entraînés sont retirés respectivement par flash et par décantation.

Le DEG (Diéthylène Glycol) hydraté quitte le séparateur et s'écoule à travers un filtre glycol **F-301A/B** pour éliminer les particules solides qui pourraient causer du moussage et augmenteraient alors les pertes en DEG.

Avant d'entrer dans la colonne de régénération le DEG hydraté est chauffé jusqu'à approximativement 92°C grâce à l'échangeur de chaleur **E-302A/B** (cote tube) avec le DEG pauvre chaud à travers un second échangeur de chaleur glycol/glycol.

Le DEG riche s'écoule vers le bas de la colonne **T-301** et contrôlé par la vanne **LV102** en rencontrant le DEG chaud et la vapeur d'eau qui remontent dans la colonne. Ces vapeurs sont émises dans le rebouilleur **H-301** et sont séparées du DEG



dans la colonne de régénération. Les vapeurs d'eau sont refroidies et condensée dans l'aéro réfrigérant **EF-301**, puis entrent dans le ballon de reflux **V-302**. Environ **25%** de cette eau est renvoyée en tête de la colonne par la pompe(**P-302A/B**) et l'autre partie de ce distillat envoyée vers le puisard des eux glycolé **14-S208-B**.

La température du rebouilleur est maintenue à **120°C**. Cette température permet de retirer l'eau du glycol riche et d'obtenir une pureté en glycol de **85%** en poids.

Le liquide régénéré s'écoule ensuite par gravité dans l'échangeur de chaleur chaud glycol/glycol **E-302A/B** (coté calandre) chaud puis dans l'échangeur de chaleur froid glycol/glycol **E-301**(coté calandre). Enfin il est pompé par les pompes **P-301A/B** de glycol vers l'aéro réfrigérant **E-215** sous le contrôle de la vanne de niveau **LV-301** et stocké dans le bac de stockage du glycol régénéré **S-202**. L'injection du glycol dans les trois trains est assurée par la pompe volumétrique **P- 210 3A/1C/2C/3C** à piston avec une pression de refoulement de 115 bars.[7]

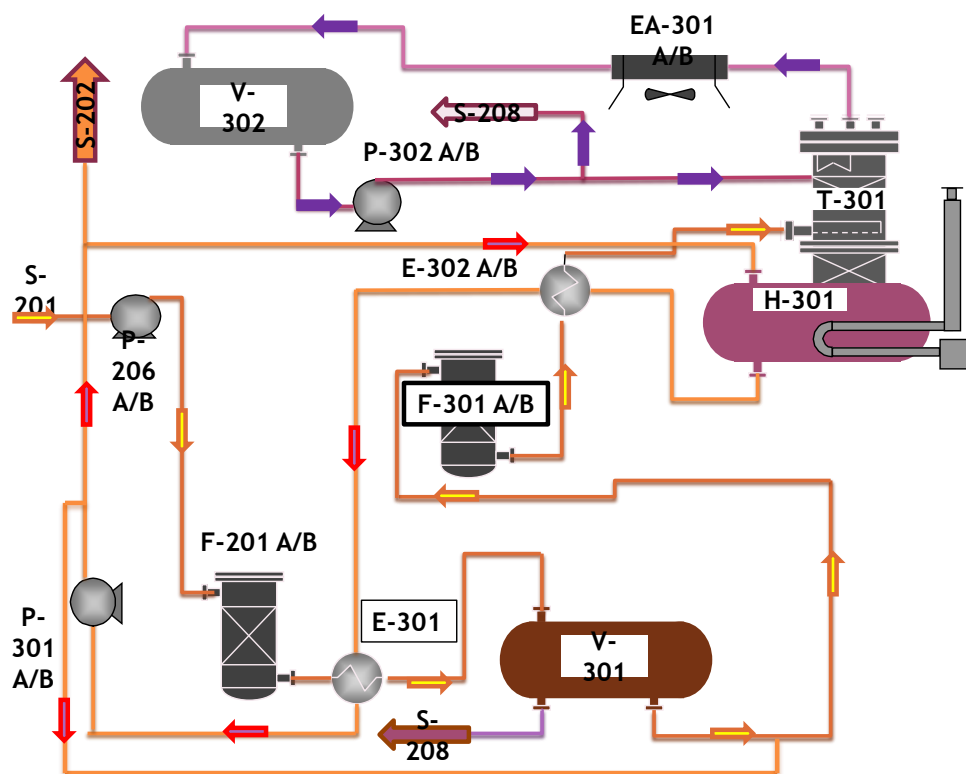


Figure. I.5 : Schéma de bloc de régénération de glycol

## I.5.3.2 Préparation du glycol pour appoint :

Pour compenser les pertes du glycol engendré par la dégradation et l'entraînement, on procède à l'appoint du glycol, en utilisant le bac **S-211** comme bac de récupération. Cette opération permet d'éviter la cavitation des pompes **P-210**.

- **Procédure de préparation :**

Après l'usage continue du DEG, et avec le temps, sa quantité diminue à cause des pertes au niveau des trains, donc on doit effectuer une préparation du glycol à 86% dans le bac de préparation S211 et l'injecter dans le S202 dès que le niveau de ce dernier chute à moins de 2,8m.

Donc, on verse dans le S211 du glycol pure venant du bac S214, et on lui ajoute la quantité nécessaire d'eau grâce à des analyses au laboratoire jusqu'à ce que l'on atteint la concentration de 85%, puis le glycol obtenue sera injecté dans le réservoir S202 par la pompe P207 .en fin il est acheminé vers les trains.[2]

## I.6 Elément et dispositif de sécurité industrielle

### I.6.1 Introduction

La sécurité généralement joue un rôle très important dans une raffinerie ou unité de traitement de gaz ou complexe pétrochimique.

Dans l'industrie du pétrole et de gaz, Si la complexité technologique et remarquable, les dangers sont très divers et c'est pour ça que le service de sécurité dans les unités de traitement de brut est obligatoire, il établit des règles proprement strictes pour assurer la bonne marche de l'usine ,le service de sécurité exerce ses fonctions dans plusieurs domaines avec son équipe de surveillance. Il contrôle la bonne connaissance et éventuellement, l'exécution des consignes de l'usine .Ces consignes vis en à prévenir les accidents au personnel ou matériel et l'incendie. La conception et la consommation de l'installation de l'usine de Hassi R'mel prévoient une installation de traitement efficace ,d'une exploitation facile et intrant seulement ture.[5]

## I.6.2 Organisation de la sécurité

### I.6.2.1 Service prévention

Travail en collaboration avec les autres structures, en ce qui concerne les nouveaux projets ,les travaux de modification sur les installations pour donner son avis sur l'aspect sécuritaire coté réglementation et manière de restauration .Pour cela, il préconise les différentes consignes de sécurité lors des travaux (soudure, manutention...) et veille à leur application .Donc le service prévention a pour les taches principales:

- Assister aux différents teste des équipements de sécurité sur les appareils de forage et autre.
- Organiser des campagnes d'information et de formation du personnel .
- Procéder a l'affichage des différentes consignes de sécurité.
- Initier le personnel sur l'utilisation des moyens de premier secours.
- Etablir des rapports mensuels et annuels relatifs à ses activités et analyser les causes des accidents et incidents.
- Procéder quotidiennement à la vérification des matériels au niveau des centres de production, chantiers et les différentes régions.
- Etablir le plan d'opération interne et des secours (POIDS) et le plan d'assistance mutuelle (P A M).
- Pévenir les accidents et incidents.
- Suivre les travaux d'intervention sur le site et veiller sur l'application des consignes de sécurité.
- Etudier les dangers industriels et les accidents de la vie professionnelle.

Etudier les statistiques des accidents et des maladies sur les de celui-ci.

### I.6.2.2 Service intervention

Ce service à pour tache principale l'intervention rapide en cas d'accidents ou d'incendies, il possède un ensemble humains et matériels mobiles et opère avec trois équipes sur 24 heures.

Ce service intervient dans les cas suivants:

- Intervenir en cas d'accidents.
- Assister les travaux dangereux en y apportant la couverture de sécurité nécessaire.
- Assurer l'entretien préventif des systèmes de protection et de équipements et

matériels anti-incendie.

- Assurer l'entraînement du personnel aux exercices d'intervention (vulgarisation de la lutte anti-incendie).
- Etablir, actualiser et appliquer le plan d'intervention de la direction régionale et autre.
- Appareils et vêtements de protection (masque et détecteur de gaz)...etc.

### **I.6.2.3 Cellule surveillance**

Sa tâche est de surveiller de plus près l'ensemble des moyens humains et matériels entrant ou sortant des installations, base de vie ...etc.

### **I.6.3 Les règles de sécurité**

Les règles générales de sécurité sont souvent développées et prescrites par le service de prévention elles comportent des consignes d'hygiène, de protection Industrielle, le service prévention procède aussi au contrôle périodique de toutes les installations pétrolières de la région. Les risques dans l'industrie du gaz sont souvent des risques d'inflammation ou d'explosion qui nous obligent à exclure l'un des trois éléments principaux de la flamme qui sont la source, l'oxygène et le combustible.

\* Généralement, on pose à exclure le premier qui peut être:

- Des étincelles (briquet, allumette, soudage)
- Des particules chaudes provenant de l'échappement des véhicules ...etc.

\* Afin de minimiser les risques, la réglementation établie les consignes Préventions suivantes:

- Interdit de fumer.
- Interdiction d'effectuer tous les travaux de nettoyage a l'aide des produits pétrolier(essence, gas-oil) sans autorisation du service de sécurité.
- Permis de travail, délivrer pour effectuer tous les travaux ou modification dans l'usine(câble souterraine, canalisation, travaux en surface...) et spécifier les dispositions et mesure de sécurité à prendre.
- Port obligatoire des tenues réglementaires, chaussure de sécurité, combinaison, cas que lunette,... à l'entre de l'usine.[5]

## CHAPITRE : II

---

# Les Hydrates et Les Glycols

**II.1 Introduction**

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôt de cristaux, d'abord considérés comme étant de la glace ces cristaux sont en fait, constitués par des hydrates de gaz naturel apparaissant bien au-dessus de la température de formation de la glace. Il s'agit de composés d'inclusion que forment avec l'eau certains des constituants du gaz naturel et en tout premier lieu le méthane.

Pour éviter le bouchage des canalisations les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation d'hydrates une première façon d'y arriver consiste à déshydrater le gaz naturel.

Lorsque ce n'est pas possible, il faut se placer dans des conditions de température et de pression pour éviter la formation des hydrates ou introduire des inhibiteurs. Au cours de ces dernières années il existe des gisements très importants de gaz naturel sans forme d'hydrates.

[1]

**II.2 Eau et les hydrocarbures****II.2.1 Eaux de gisements :**

Les eaux de gisements proviennent de l'aquifère sous-jacent. La mise en mouvement de l'aquifère (poussée des eaux) contribue à ralentir le déclin de la pression du réservoir. La présence d'eau est à l'origine non seulement de la formation d'hydrates mais également de dépôts dans les puits de production par cristallisation de sels dissous.

La salinité des eaux de gisements varie entre quelques centaines de ppm pour les eaux douces jusqu'à plus de 400 grammes par litre pour certaines saumures.

**II.2.2 Solubilité du gaz naturel dans l'eau :**

Les gaz naturels sont très peu solubles dans l'eau même sous des pressions élevées. La solubilité dans l'eau pure dépend de la pression et de la température. En général, la solubilité des différents hydrocarbures diminue fortement avec le nombre de carbone à une pression et température données. L'effet de la pression n'est marqué que pour les hydrocarbures les plus légers. [8]

**II.2.3 Salinité de l'eau :**

La salinité des eaux de gisements influence la solubilité : une saumure contient moins de gaz en solution que l'eau pure dans les mêmes conditions. Par exemple, une saumure contenant 100 g/L de sels à 38 °C solubilise 40 % de moins de gaz que l'eau pure dans les mêmes conditions.

**II.2.4 Teneur en eau des gaz naturels :**

La connaissance de la teneur en eau des gaz naturels dans des conditions de pression et de température du processus, nous renseigne sur la quantité d'eau à extraire afin qu'après traitement le gaz soit conforme aux spécifications de transport et de vente (Courbe de MCKETTA et WEHE, 1962) et sur la possibilité de formation des hydrates.

Des corrections de second ordre peuvent être apportées pour tenir compte de la densité du gaz et de la salinité de l'eau (voir les 2 encadrées sur les courbes de Mc KETTA et WEHE). Les sels en solution dans l'eau réduisent sa pression partielle et la teneur en eau du gaz se trouve donc diminuée. [8]

**II.3 Définition des hydrates**

Les hydrates est une combinaison physique de l'eau et d'autres petites molécules de Gaz, produisant un solide qui a une apparence semblable à la glace.

Les hydrates de gaz appelés clathrates sont composés d'un réseau de molécules d'eau liées par des liaisons hydrogène, et dont les cavités sont occupées par diverses molécules organiques. Les hydrates dans certaines conditions se forment avec les hydrocarbures suivants CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> et également CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S. On distingue deux formes d'hydrates :

- Hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne courte (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>).
- Hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne longue (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>). [9]



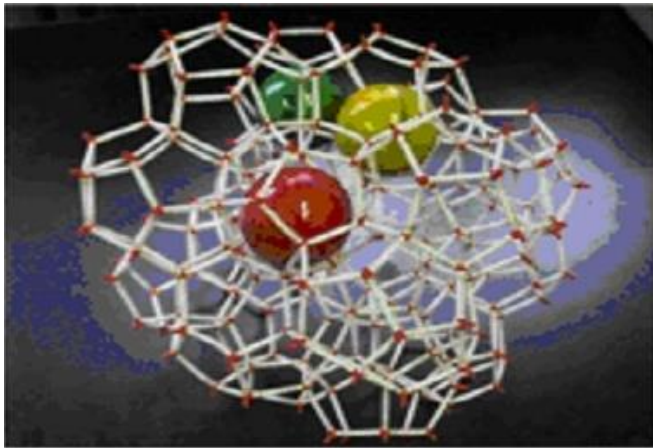


Figure. II.1 : Molécule d`Hydrate

#### II.4 Conditions de formation des hydrates :

Plusieurs facteurs influencent la formation des hydrates mais il y a quatre conditions essentielles qu'elles doivent être réunies pour l'apparition des hydrates :

- Eau liquide libre ;
- Molécules d'hydrocarbures légers (C1 à C4) ou gaz acide (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) ou azote (N<sub>2</sub>) ;
- Pression suffisamment élevée (valeurs supérieures à 10 bars) ;
- Température suffisamment basse (valeurs inférieures à 25°C).

Il existe par ailleurs d'autres conditions secondaires qui favorisent la formation des hydrates :

- L'augmentation de la turbulence de l'écoulement, tels que la vitesse d'écoulement

élevée (coude, orifice, changement de diamètre) ;

- Pulsation de pression et tous types d'agitation ;
- La présence des fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation tels que microcristaux d'hydrates et particules solides (poussières, oxydes de corrosion) «jouent un rôle catalytique dans la réaction de formation ». [9]

## II.5 Structure des hydrates

En présence de un gaz léger, les molécules d'eau peuvent former une structure cristalline Régulière comprenant des cavités ou cage dans les quelles sont piégées les molécules de gaz.

En raison de cette structure en cage les hydrocarbures appartiennent a la catégorie des composes de inclusion appelés cathares. Le réseau cristallin est du aux liaisons hydrogène entre les molécules de eau et il est stabilise par les molécules de gaz qui sont-elles mêmes retenues dans les cages par des forces de Van Der Waals. [10]

### II.5.1 Structure sI :

Elle se compose de deux types de cavités : une unité comporte 2 petites cavités et 6 grandes.

Les petites cavités, notées 512, comportent 12 faces pentagonales, d'où leur nom dodécaèdre pentagonal. Les grandes cavités sont des tétra décaèdres. Il s'agit de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales. Les grandes cavités sont notées 51262. La maille de type sI est une structure cubique de 12 Å d'arête qui contient 46 molécules d'eau. [11]

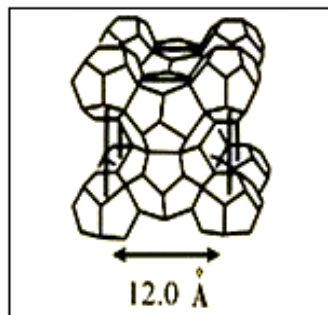


Figure. II.2 : structure sI des hydrates [2]

### II.5.2 Structure sII :

La structure sII comporte 16 petites cavités et 8 grandes. Les petites cavités sont du type 512 comme pour la structure sI. Les grandes cavités sont des hexa décaèdres notés 51264. Ces cavités présentent 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales. La maille de type sII est une structure cubique de 17,3 Å d'arête qui contient 136 molécules d'eau. [11]

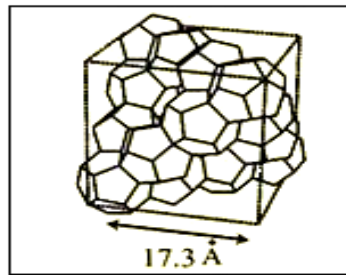


Figure. II.3 : structure sII des hydrates [2]

### II.5.3 Structure sH :

C'est une structure rare à l'état naturel. Elle comporte trois types de cavités. Trois cavités du type 512, deux cavités du type 435663 et une grande cavité du type 51268. La maille de type sH est une structure hexagonale de paramètres de maille  $a = 12,26 \text{ \AA}$  et  $c = 10,17 \text{ \AA}$ , elle comporte 34 molécules d'eau.[11]

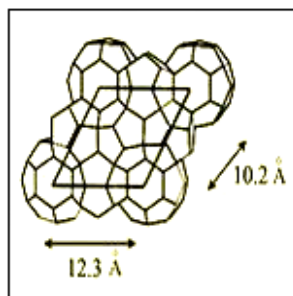


Figure II.4: structure sH des hydrates[2]

## II.6. Courbe (P, T) de formation d'hydrates

Pour un gaz naturel donné, en présence d'eau liquide, les hydrates se forment à une certaine température pour une pression donnée.

Les conditions de formation d'hydrates dans un domaine (P, T) sont définies par une courbe éparant le plan en 2 zones (**Figure II.5**). La zone à hautes pressions et basses températures (à gauche de la courbe) est la zone de formation des hydrates.

La zone à basses pressions et hautes températures (à droite de la courbe) est la zone de non formation des hydrates. [8]

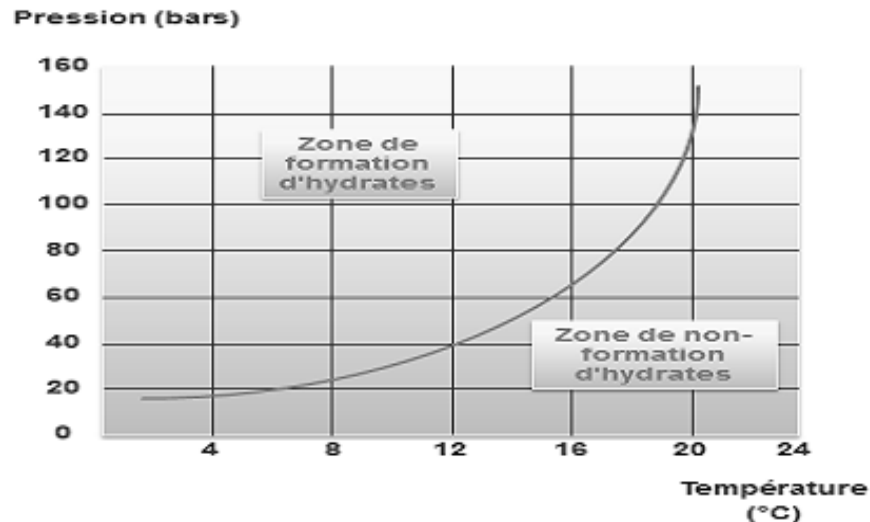


Figure II.5 : courbe de formation des hydrates[8]

## II.7 La déshydratation du gaz naturel

### II.7.1 Principe de la déshydratation :

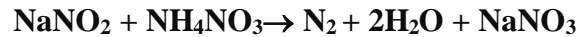
La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques (P-T) de leur formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée ou en baissant la pression à une température donnée. Si c'est indispensable, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par une opération de séchage soit d'utiliser des inhibiteurs.[12].

### II.7.2 Techniques de déshydratation :

#### a) Chauffage :

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation des hydrates, le chauffage de la conduite est une solution particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, si le transfert du gaz est effectué sur une distance relativement élevée. Un chauffage momentané peut être également utilisé pour éliminer un bouchon d'hydrates. Cette opération nécessite de nombreuses précautions, elle ne doit pas être brutale pour éviter des contraintes excessives dans la conduite. Il est nécessaire de faire fondre les extrémités du bouchon et de progresser vers le centre : en effet, si les hydrates sont dissociés au centre, il peut y avoir une surpression dangereuse risquant de conduire à la rupture de la conduite. Lorsque le bouchon d'hydrates est fondu, l'eau formée doit être éliminée pour éviter les risques de formation d'un nouveau bouchon. [2]

Une des solutions possibles pour fournir la chaleur nécessaire consiste à effectuer une réaction exothermique. La réaction entre le nitrite de sodium ( $\text{NaNO}_2$ ) et le nitrate d'ammonium ( $\text{NH}_4\text{NO}_3$ ) est celle qui peut être mise en jeu :



Le nitrate de sodium obtenu a un effet inhibiteur en solution et il favorise également la fusion de hydrates, l'un des inconvénients de cette méthode est la formation d'azote qui peut contribuer au risque de surpression.[2]

**b) Réduction de pression :**

Un abaissement de pression effectué à température constante représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toutefois, une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché. Ainsi comme le signe SLOAN (1990), une détente isentropique ou même isenthalpique conduit à l'augmentation des risques de formation des hydrates.[12]

**C) Utilisation inhibiteurs :**

Le glycol et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs. L'éthylène glycol et celui qui prêle le mieux à inhibition de hydrates et cela en raison de sa masse moléculaire plus faible, il est plus efficace à une concentration massique fixe que le di-éthylène glycol et le tri-éthylène glycol.

L'emploi du di-éthylène glycol peut toutefois se justifier lorsqu'il s'agit de réduire les pertes de solvant dans le gaz. D'autre part, lorsque le gaz est déshydraté à l'issue de l'étape de transport, l'emploi du di-éthylène glycol comme inhibiteur permet de n'utiliser qu'un solvant au cours des étapes de transport et de déshydratation.

Les glycols présentent l'avantage de pouvoir être facilement récupérés en phase liquide, régénéré par distillation et recyclés, mais l'inconvénient d'être visqueux.

En raison de son efficacité, de son coût peu élevé et de sa large disponibilité, le méthanol est très fréquemment utilisé soit temporairement pour réduire un bouchon d'hydrates, soit on continue pour éviter la formation d'hydrate.

Le méthanol est peu visqueux et n'est pas corrosif. Par contre, sa forte tension de vapeur entraîne des pertes importantes, en phase gazeuse. De plus, la régénération par distillation du méthanol est relativement coûteuse. De ce fait, le méthanol est souvent consommé en permanence, sans être récupéré. [2]

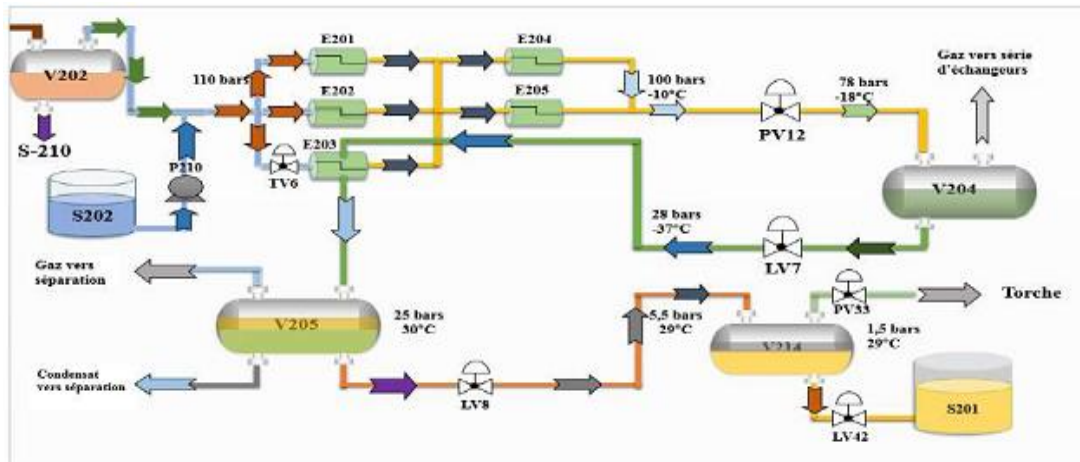


Figure II.6 : Schéma présente la procédure de déshydratation [9]

d) L'absorption : est un procédé dans lequel le gaz coule à travers un lit de granulés solides qui ont une affinité pour l'eau. L'eau est retenue sur la surface des particules solides. Le ballon qui permet aux deux processus d'absorption ou d'adsorption d'avoir lieu est appelé contacteur ou absorbeur.

- **Principe d'absorption** : Le séchage du gaz naturel est assuré dans ce cas par un lavage à contre courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, cette solution est le plus souvent un glycol.[1]
- **Type d'absorbants** :
  - Ethylène glycol (MEG)  $C_2H_6O_2$  ;
  - Diéthylène glycol (DEG)  $C_4H_{10}O_3$  ;
  - Tri éthylène glycol (TEG)  $C_6H_{14}O_4$  ;
  - Méthanol  $CH_3OH$ ;
  - Ammoniac  $NH_3$ :[1]

## II.8 Unité de déshydratation au glycol

L'unité de glycol est le système de déshydratation le plus communément utilisé dans le traitement du gaz, puisqu'il est pratique et simple à exploiter.

Ces types d'unités de déshydratation au glycol sont divisées principalement en deux types:

- Unités à circuit fermé.
- Unités à circuit ouvert.

1. Dans la première configuration, la colonne et le régénérateur sont connectés entre eux. Dans ce type d'unité, les régénérateurs sont au même nombre des colonnes.

C'est un système "rigide"; par conséquent l'unité doit être arrêtée ou permutée en cas des problèmes causés par le régénérateur en service.

2. La configuration à circuit ouvert est la solution la plus largement utilisée en comparaison avec la première configuration, elle permet une bonne flexibilité d'opération puisqu'il y a que deux régénérateurs qui régénèrent le glycol arrivant de plusieurs unités. Ce système nécessite uniquement l'installation de deux bacs, un pour stocker le glycol de sortie (humide) et l'autre pour le stockage du glycol régénéré. [13]

### **II8.1 Section de déshydratation du Gaz :**

La déshydratation du gaz est effectuée dans un ballon à pression verticale appelé absorbeur ou contacteur. Le contacteur peut avoir des plateaux ou garnissage pour assurer un meilleur contact entre le gaz et le glycol pour un bon transfert de masse.

Le gaz humide alimente le contacteur à partir du fond, normalement le contacteur à une section intégrale d'épuration au fond. Le liquide se sépare au niveau de cette section et le gaz passe à travers les cheminés des plateaux vers la section de garnissage/plateau.

Le gaz sec sort du haut du contacteur. Des antibrouillards sont normalement montés à la sortie gaz pour se débarrasser des fines gouttelettes dans le gaz sec. Le glycol est utilisé en boucle fermée de circulation dans le processus de déshydratation de gaz.

Le glycol pauvre est introduit au niveau de la tête de l'absorbeur et descend en bas à travers les garnissages ou plateaux. Le glycol riche sort à partir du fond de la colonne ou des plateaux cheminés de l'absorbeur.[13]

## **II.9 Glycols**

### **II.9.1 Définition du glycol :**

Un glycol est tout produit chimique ayant deux groupes d'hydroxydes séparés (OH<sub>2</sub>) il contribue à une grande solubilité avec l'eau (hygroscopicité) et à la réactivité avec beaucoup de solution organique, sur une chaîne de carbone généralement linéaire et aliphatique.

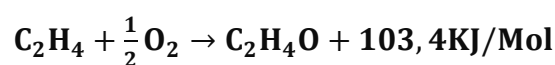
La formule générale des glycols est HO (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)<sub>n</sub>H. Les plus larges sens de noms incluent les Diols, Di hydrique alcools et Di hydroxyde alcools. On les appelle toutefois des glycols de polyéthylène et des glycols de polypropylène car ils sont tirés par polymérisation d'oxyde d'éthylène et d'oxyde de propylène respectivement. Les glycols de polyéthylène sont solubles dans l'eau à tous les poids moléculaires, tandis, que les glycols de polypropylène deviennent de plus en plus moins solubles dans l'eau à de hauts poids moléculaires.

Les mono, Di et Tri éthylène glycol sont les trois premiers membres d'une série homologue de Di hydroxyde alcool. Le MG est de loin le plus grand volume des produits de glycols, par contre la disponibilité de DEG et de TEG dépendront demande comme dérivés du produit primaire.

Les glycols, en ayant un point d'ébullition haut et l'affinité pour l'eau, sont employés en tant que dessiccants liquides pour la déshydratation du gaz naturel qui signifie l'enlèvement de la vapeur d'eau qui se trouve mélangée avec le gaz brut pour que le gaz sec produit puisse être transporté, commercialisé, et prêt pour la consommation.[2]

### **II.9.2 Fabrication des glycols:**

Les principales matières premières de glycols sont l'éthylène et l'oxygène purs (99% mol. min.). L'oxydation de l'éthylène se fait directement en présence d'un catalyseur à base d'argent sous une température élevée, la réaction d'oxydation est la suivante :



L'oxyde d'éthylène est le produit de cette oxydation qui s'accompagne d'un dégagement de chaleur nécessaire pour la production de la vapeur d'eau. [2]



**II.9.3 Choix du glycol:**

Le choix de la solution de Di éthylène Glycol (DEG) est lié à son hygroscopicité, c'est-à-dire à sa tendance à absorber l'eau lorsqu'elle est en contact avec le gaz humide, cette absorption dépend de sa concentration en eau.

La compatibilité moléculaire du solvant (glycol-eau) joue un rôle important pour la détermination de l'hygroscopicité. En général, la grande attraction moléculaire entre le solvant et le soluté, glycol avec ses groupes d'hydroxydes, à une forme similaire avec l'eau, ce qui lui donne une grande affinité pour l'eau.

Egalement, l'excellente stabilité à la chaleur et la basse tension de vapeur du Di éthylène Glycol ont fait de lui un absorbant de qualité. [2]

**II.9.4 Propriétés physiques :**

Le diéthylène-glycol est un liquide incolore ,très peu volatil, pratiquement inodore à température ambiante ( odeur douce à température plus élevée) , légèrement visqueux

Il est hygroscopique, miscible à l'eau et a de nombreux solvants organiques, notamment l'oxyde de diéthyle, les alcools aliphatiques légers et l'acétone. Il est insoluble dans les hydrocarbures. En outre, il dissout une grande gamme de produits tels que la nitrocellulose, la colophane et les huiles essentielles[14]

**II.9.5 Caractéristiques de di Ethylène glycol [14]:**

**Tableau II.1 : Caractéristiques de Di Ethylène glycol**

<b>Masse molaire</b>	<b>106,1</b>
<b>Point de fusion</b>	<b>- 8 °C</b>
<b>Point d'ébullition</b>	<b>245 °C</b>
<b>Densité (D<sup>20</sup><sub>4</sub>)</b>	<b>1,118</b>
<b>Densité de vapeur (air=1)</b>	<b>3,66</b>
<b>Tensions de vapeur</b>	<b>0,26 Pa à 20 °C 133,3 Pa à 91,8 °C 2,6 kPa à 148 °C</b>
<b>Point d'éclair</b>	<b>124 °C en couple fermée</b>
<b>Température d'auto-inflammation</b>	<b>229 °C</b>
<b>Limites d'explosivité dans l'air (% en volume)</b>	
<b>Limite inférieure</b>	<b>1,7</b>
<b>Limite supérieure</b>	<b>10,6</b>

**II.9.5 Propriétés chimiques :**

Dans les conditions normales d'emploi, le diéthylène-glycol est un produit stable. Il peut réagir vivement avec les produits oxydants. Il n'est pas corrosif pour les métaux usuels.

À température élevée, la décomposition ou la combustion du diéthylène-glycol peut donner naissance à du monoxyde ou du dioxyde de carbone, des aldéhydes et des cétones.

**II.9.6 Récipients de stockage :**

Le stockage du diéthylène-glycol peut s'effectuer dans des récipients en acier doux, acier inoxydable ou aluminium. [14]

**II.9.7 Types de glycols industriels :[8]**

La forme générale des glycols est :  $(C_2H_4O)_n HOH$ .

Il existe plusieurs types de glycol :

- Le mono éthylène glycol (MEG) : **HO-CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-OH.**

- Le diéthylène glycol (DEG) : 
$$\begin{array}{c} \text{CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH} \\ \diagup \\ \text{O} \\ \diagdown \\ \text{CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH} \end{array}$$

- Le triéthylène glycol (TEG) : 
$$\begin{array}{c} \text{CH}_2\text{O-CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH} \\ | \\ \text{CH}_2\text{O-CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH} \end{array}$$

- Le tétraéthylène glycol (T4EG) : 
$$\begin{array}{c} \text{CH}_2\text{-CH}_2\text{-O-CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH} \\ \diagup \\ \text{O} \\ \diagdown \\ \text{CH}_2\text{-CH}_2\text{-O-CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH} \end{array}$$

### II.9.8 Propriétés physico-chimiques des glycols :[13]

Le tableau suivant résume les propriétés physico-chimiques de différents types de glycols qui peuvent être utilisés :

**Tableau II.2 : les propriétés physico-chimiques des types de glycol [18]**

Glycols	Mono Ethylène Glycol	Di Ethylène Glycol	Tri Ethylène Glycol
Formule chimique	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Poids moléculaire.	62.1	106.1	150.2
Point d'ébullition	197.3°C	244.8°C	285°C
Densité a 25 <sup>0</sup> C	1110	1113	1119
Température de décomposition	128°C	164°C	206°C
Point de congélation	- 13°C	- 10°C	- 7°C
Point d'éclair	111°C	138°C	165°C

### II.9.9 Pertes de glycol :

Les pertes de glycol ne peuvent pas être éliminées totalement mais on peut les maîtriser si on veille à l'exploitation efficace des installations du procédé. Les différents types de pertes qui interviennent régulièrement en cours d'exploitation sont :

- Pertes par solubilité dans les hydrocarbures.
- Pertes par entrainement avec le gaz produit.
- Pertes par vaporisation ou entrainement avec la vapeur d'eau sous forme de gouttelettes liquides en cours de régénération.
- Pertes diverses dans les opérations de purge, de stockage et des fuites mécaniques qui ne sont pas calculables mais de l'ordre de quelques litres par jour.
- Le perçage des tubes des échangeurs (gaz/gaz) augmente considérablement les pertes de glycol.
- Pertes par décomposition thermique dans les chaudières de régénération.
- Pertes par oxydation.

Ces pertes peuvent être minimisées par un contrôle de débit et de la concentration de (DEG) à injecter par un bon réglage des installations ainsi qu'en évitant la déstabilisation des unités de traitements afin d'avoir une bonne séparation condensât / glycol .[2]

CHAPITRE : III

---

# Partie Calcul

---

# Partie Calcul(A)

### III.1 Introduction

Le bute essentiel de notre étude est réduire la consommation de DEG pendant l'opération de traitement du gaz naturel, pour cela nous avons étudié la section de injection de ce produit dans le module 1 de Hassi R'Mel. Donc il faut connaitre la quantité de eau qui se trouve dans le gaz brut, parce que la quantité de DEG qu'injectée au niveau de l'opération de traitement du gaz liée avec les quantités d'eau contenu dans le gaz brut.

Alors que, dans le premier cas (partie A) fixée la température de service et varier la pression et étudiée l'influence, et en partie B (le cas inverse) on fixe la pression de service et varier la température et étudiée l'influence.

Dans ce chapitre, nous allons illustrer la méthode de calcul du débit d'injection du DEG dans les échangeurs a base des conditions d'exploitation actuel (pression, température), nous nous basons sur un circuit entre les deux ballons **V202** et **V204**, pour cela nous allons déterminer :

- La température de formation des hydrates.
- La quantité d'eau dans le gaz naturel.
- La quantité d'eau à éliminer.
- La concentration minimale de DEG hydraté.
- Le débit d'injection du DEG.

## Chapitre III

---

### III.1.1 Les paramètre de déshydratation

#### III.1.A L'influence et l'effet de la variation de pression :

On fixe la température de service et on varie la pression

- **Données de départ :**

Les paramètres d'exploitation de la section de séparation à haute pression sont représentés dans le tableau III.1

**Tableau III.1 : Les paramètres d'exploitation de cas actuelle (partie A)**

Numéro de courant	V202 (I)	V202 (II)	V202 (III)	V204
Pression (Bar)	100	120	130	78
Temperature (°C)	60	60	60	-18
Poids moléculaire (g/mole)	21.36	21.36	21.36	18.85

La composition du gaz naturel venant des ballons **V202** et **V204** dans le cas actuel sont données par les tableaux **III.2** et **III.3** respectivement.

**Remarque :** La composition du gaz d'alimentation venant du ballon **V202** dans le cas actuel est celle transmise par CRD (Centre de Recherche et Développement) et pour le ballon V204 est obtenu par le laboratoire du module I.



**Tableau III.2 : La composition du gaz de V202 de cas actuelle**

I	Constituants	Mi (g/mol)	Composition molaire (y <sub>i</sub> )	Y <sub>i</sub> *Mi (g/mol)
1	N <sub>2</sub>	28.014	0.0573	1,53321
2	CO <sub>2</sub>	44.01	0,00181	0,07966
3	C <sub>1</sub>	16.043	0.81501	13,07521
4	C <sub>2</sub>	30.07	0,07145	2,14850
5	C <sub>3</sub>	44.097	0,02317	1,02173
6	iC <sub>4</sub>	58.124	0,00442	0,25691
7	nC <sub>4</sub>	58.124	0,00699	0,40629
8	iC <sub>5</sub>	72.151	0,00235	0,16955
9	nC <sub>5</sub>	72.151	0,00312	0,22511
10	C <sub>6</sub>	86.178	0,00378	0,32575
11	C <sub>7</sub>	96	0,00574	0,55104
12	C <sub>8</sub>	107	0,00550	0,58850
13	C <sub>9</sub>	121	0,00155	0,18755
14	C <sub>10</sub>	134	0,00022	0,02948
15	C <sub>11</sub>	147	0,00008	0,01176
16	C <sub>12</sub>	161	0.00006	0.00966
17	C <sub>13</sub>	175	0.00002	0.00350
/	<b>TOTALE</b>	-	1	20.62

**Tableau III.3 : La composition du gaz de V204 de cas actuelle**

I	Constituants	Mi (g/mol)	Composition molaire (y <sub>i</sub> )	Y <sub>i</sub> *Mi (g/mol)
1	N <sub>2</sub>	28.014	0.0548	1.5351
2	CO <sub>2</sub>	44.01	0.0021	0.09261
3	C <sub>1</sub>	16.043	0.836	13.4119
4	C <sub>2</sub>	30.07	0.0776	2.3334
5	C <sub>3</sub>	44.097	0.0191	0.8422
6	iC <sub>4</sub>	58.124	0.0029	0.1685
7	nC <sub>4</sub>	58.124	0.0047	0.2731
8	iC <sub>5</sub>	72.151	0.0010	0.0721
9	nC <sub>5</sub>	72.151	0.0011	0.07936
10	C <sub>6</sub>	86.178	0.0007	0.0603
/	<b>TOTALE</b>	<b>508,75</b>	1	18.59547

## Chapitre III

---

- **Calcul de la densité du gaz venant du V202& V204 :**

Nous avons : 
$$y_i = \frac{\text{debitmolairedechaqueconstituants}}{\sum_{i=1}^{17} \text{debitmolaire}}$$

**Pour V202 :**

$$\left\{ \begin{array}{l} d = \frac{M_{\text{gaz}}}{M_{\text{air}}} \longrightarrow d = \frac{\sum_{i=1}^{15} M_i * y_i}{28,97} \\ M_{\text{air}} = 28,97 \text{ g/mol} \\ M_{\text{gaz}} = \sum_{i=1}^{17} M_i * y_i = 20.62 \text{ g/mol} \\ d = \frac{20.62}{28,97} = 0.7117 \longrightarrow d_{\text{gaz}} = 0.7117 \end{array} \right.$$

**Pour V204 :**

$$\left\{ \begin{array}{l} d = \frac{M_{\text{gaz}}}{M_{\text{air}}} \longrightarrow d = \frac{\sum_{i=1}^{10} M_i * y_i}{28,97} \\ M_{\text{air}} = 28,97 \text{ g/mol} \\ M_{\text{gaz}} = \sum_{i=1}^{10} M_i * y_i = 18.5954 \text{ g/mol} \\ d = \frac{18.59}{28,97} \longrightarrow d_{\text{gaz}} = 0,641 \end{array} \right.$$

### III.1.A.1. Déterminations de la température de formation des hydrates TFH

On utilise la méthode de KATZ, pour déterminer la température de formation d'hydrates.

La méthode de KATZ est un ensemble des courbes donnant la température de formation d'hydrate en fonction de la densité du gaz et la pression de service de système.

- **TFH des vapeurs venant du ballon V202**

Les paramètres d'exploitation :

**1<sup>er</sup> Cas :** 
$$\left\{ \begin{array}{l} P_s = 100 \text{ bar} = 1469,8 \text{ PSI} \\ d = 0.711 \end{array} \right.$$

## Chapitre III

$$A : P = 100 \text{ bar} \longrightarrow \begin{cases} T_1 = 20^\circ\text{C} & \text{pour un gaz naturel de densité } d_1 = 0,71 \\ \text{TFH} = ? & \text{pour un gaz naturel de densité } d = 0,711 \\ T_2 = 21^\circ\text{C} & \text{pour un gaz naturel de densité } d_2 = 0,845 \end{cases}$$

Ces résultats sont obtenus à partir du graphe de l'annexe 01 et par interpolation linéaire :

- Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 20 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 21 - 20 = 1^\circ\text{C} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta d_1 = d_2 - d = 0,845 - 0,78 = 0,06 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0,84 - 0,71 = 0,135 \end{cases}$$

$$\begin{cases} \Delta T_1 \longrightarrow \Delta d_1 \\ \Delta T_2 \longrightarrow \Delta d_2 \end{cases} \longrightarrow \Delta T_1 \Delta d_2 = \Delta T_2 \Delta d_1 \longrightarrow \Delta T_1 = \frac{\Delta T_2 \times \Delta d_1}{\Delta d_2}$$

$$\Delta T_1 = \frac{1 \times 0,06}{0,135} = 0,46^\circ\text{C}$$

$$\text{TFH} = T_2 - \Delta T_1 = 21 - 0,46 = 20,54^\circ\text{C}$$

$\text{TFH} = 20,54^\circ\text{C} = 68,972^\circ\text{F}$

**2<sup>eme</sup> Cas :**  $\begin{cases} P_s = 120 \text{ bar} = 1740,44 \text{ PSI} \\ d = 0,737 \end{cases}$

$$\text{À } P_s = 120 \text{ bar} = 1740,44 \text{ PSI} \longrightarrow \begin{cases} T_1 = 20,9^\circ\text{C} \longrightarrow d_1 = 0, \\ \text{TFH} = ? \longrightarrow d = 0,711 \\ T_2 = 22,1^\circ\text{C} \longrightarrow d_2 = 0,81 \end{cases}$$

Ces résultats sont obtenus à partir du graphe de l'annexe 01 et par interpolation linéaire :

- Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 22,1 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 22,1 - 20,9 = 1,2^\circ\text{C} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta d_1 = d_2 - d = 0,81 - 0,711 = 0,099 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0,81 - 0,74 = 0,1 \end{cases}$$

$$\begin{cases} \Delta T_1 \longrightarrow \Delta d_1 \\ \Delta T_2 \longrightarrow \Delta d_2 \end{cases} \longrightarrow \Delta T_1 \Delta d_2 = \Delta T_2 \Delta d_1 \longrightarrow \Delta T_1 = \frac{\Delta T_2 \times \Delta d_1}{\Delta d_2}$$

$$\Delta T_1 = \frac{1,2 \times 0,099}{0,1} = 1,485 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{TFH} = T_2 - \Delta T_1 = 22,1 - 1,485 = 20,615 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{TFH} = 20,615 \text{ }^\circ\text{C} = 69,107 \text{ }^\circ\text{F}$$

**3<sup>eme</sup> Cas :**

$$\left\{ \begin{array}{l} P_s = 130 \text{ bar} = 1885,48 \text{ PSI} \\ d = 0,711 \end{array} \right.$$

À  $P_s = 130 \text{ bar} = 1885,48 \text{ PSI}$   $\longrightarrow$

$$\left\{ \begin{array}{ll} T_1 = 21,3 \text{ }^\circ\text{C} & \longrightarrow d_1 = 0,7 \\ \text{TFH} = ? & \longrightarrow d = 0,711 \\ T_2 = 22,8 \text{ }^\circ\text{C} & \longrightarrow d_2 = 0,8 \end{array} \right.$$

Ces résultats sont obtenus à partir du graphe de l'annexe 01 et par interpolation linéaire :

- Nous trouvons

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 22,8 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 22,8 - 21,3 = 1,5 \text{ }^\circ\text{C} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta d_1 = d_2 - d = 0,8 - 0,711 = 0,089 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0,8 - 0,7 = 0,1 \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T_1 \longrightarrow \Delta d_1 \\ \Delta T_2 \longrightarrow \Delta d_2 \end{array} \right. \longrightarrow \Delta T_1 \Delta d_2 = \Delta T_2 \Delta d_1 \longrightarrow \Delta T_1 = \frac{\Delta T_2 \times \Delta d_1}{\Delta d_2}$$

$$\Delta T_1 = \frac{1,5 \times 0,089}{0,1} = 1,3 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{TFH} = T_2 - T_1 = 22,1 - 1,3 = 20 \text{ }^\circ\text{C} = 68 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\text{TFH} = 20 \text{ }^\circ\text{C} = 68 \text{ }^\circ\text{F}$$

Tableau III.4 : Le bilan des résultats de la TFH de ballon V202

Circuit du gaz traité	Pression (bars)	Température de service (°C)	TFH (°C)	TFH (°F)
V202	100	60	20,54	68,972
V202	120	60	20,615	69,117
V202	130	60	20	68

Pour V204 :  $\begin{cases} P_s = 78 \text{ bar} \\ d = 0,641 \end{cases}$

À.  $P_s = 78 \text{ bar} = 1131,296 \text{ PSI}$   $\begin{cases} T_1 = 17,1^\circ\text{C} = 62.78 \text{ f} & \text{pour un gaz naturel de densité } d_1 = 0,6 \\ \text{TFH} = ? & \text{pour un gaz naturel de densité } d = 0.641 \\ T_2 = 18,9^\circ\text{C} = 66.02 \text{ f} & \text{pour un gaz naturel de densité } d_2 = 0,7 \end{cases}$

Ces résultats sont obtenus à partir du graphe de l'annexe 01 et par interpolation linéaire :

- Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 18.9 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 18.9 - 17.1 = 1.8^\circ\text{C} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta d_1 = d_2 - d = 0.7 - 0.641 = 0.059 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0.7 - 0.6 = 0.1 \end{cases}$$

$$\begin{cases} \Delta T_1 \longrightarrow \Delta d_1 \\ \Delta T_2 \longrightarrow \Delta d_2 \end{cases} \longrightarrow \Delta T_1 \Delta d_2 = \Delta T_2 \Delta d_1 \longrightarrow \Delta T_1 = \frac{\Delta T_2 \times \Delta d_1}{\Delta d_2}$$

$$\Delta T_1 = \frac{1,8 \times 0,059}{0,1} = 1,062^\circ\text{C} \quad \text{TFH} = T_2 - \Delta T_1 = 18.9 - 1.062 = 17,83^\circ\text{C}$$

$\approx 18^\circ\text{C}$

<b>TFH = 18°C = 64,1084°F</b>
-------------------------------

**Tableau III.5 : température de formation d'hydrates en fonction de la pression.**

TEMPERATURE DE FORMATION D'HYDRATES				
Ballon	V-202			V-204
PRESSION	100 bars	120 bars	130 bars	78 bars
TFH	20,54	21,715°C	20 °C	17,83°C
T de service	60°C	60°C	60°C	-18°C

D'après les résultats de tableau (III.5), nous observons qu'il y a une différence entre le TFH et la température de service. Alors que les températures de formation d'hydrates dans le gaz naturel sont largement supérieures aux températures de fonctionnement des équipements, donc l'injection du glycol est obligatoire. Sinon les hydrates forment facilement.

### III.1.A.2. Déterminer la quantité d'eau dans le gaz naturel :

#### III.1.A.2.1 La quantité d'eau dans le gaz venant du V202 & V204 :

La quantité d'eau contenue dans le gaz est déterminée par plusieurs méthodes. Donc on utilise la méthode d'abaque de teneur de l'eau qui donne la teneur de l'eau dans le gaz naturel en fonction de la température de rosée et de la pression.

A l'aide du diagramme de Mecketta Wehe, nous trouvons la teneur de l'eau dans le gaz sortant des ballons séparateurs V202 et V204, et on utilise la méthode de l'interpolation linéaire pour calculer les valeurs de  $W_{H_2O}$  dans tous les cas.

$$\underline{1^{er} \text{ Cas}} : \begin{cases} P_s = 100 \text{ bar} = 1450,38 \text{ PSI} \\ T_s = 60 \text{ °C} = 140 \text{ °F} \end{cases}$$

$$\text{À } T_s = 140 \text{ °F} \longrightarrow \begin{cases} W_1 = 160 \text{ lb/MMSCf} \text{ Teneur en eau pour une pression } P_1 = 1100 \\ W_{H_2O} = ? \text{ Teneur en eau pour une pression de service } P_s = 1450,38 \text{ PSI} \\ W_2 = 130 \text{ lb/MMSCf} \text{ Teneur en eau pour une pression } P_2 = 1500 \text{ PSI} \end{cases}$$

## Chapitre III

---

**W:** Quantité de l'eau saturée dans le gaz (lb/MMSCf).

A partir de l'annexe (M.W) du graphe et par l'interpolation linéaire :

- Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 130 - W_{H_2O} & \& \begin{cases} \Delta P_1 = P_2 - P_s = 1500 - 1450,38 = 49,62 \text{ PSI} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1500 - 1100 = 400 \text{ PSI} \end{cases} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 130 - 160 = -30 \text{ lb/MMSCf} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \Delta P_1 \longrightarrow \Delta W_1 \\ \Delta P_2 \longrightarrow \Delta W_2 \end{cases} \longrightarrow \Delta P_1 \Delta W_2 = \Delta P_2 \Delta W_1 \longrightarrow \Delta W_1 = \frac{\Delta W_2 \times \Delta P_1}{\Delta P_2}$$

$$\Delta W_1 = \frac{-30 \times 49,62}{400} = -3,721 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 130 + 3,7215 = 133,7215$$

$$W_{H_2O} = 133,7215 \text{ lb/MMSCf} = 1989,589 \text{ kg/MMScm}$$

**2<sup>eme</sup> Cas :**  $\begin{cases} P_s = 120 \text{ bar} = 1740,44 \text{ PSI} \\ T_s = 60 \text{ }^\circ\text{C} = 140 \text{ }^\circ\text{F} \end{cases}$

À  $T_s = 140 \text{ }^\circ\text{F}$   $\longrightarrow$   $\begin{cases} W_1 = 120 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_1 = 1650 \text{ PSI} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow P_s = 1740,44 \text{ PSI} \\ W_2 = 115 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_2 = 1900 \text{ PSI} \end{cases}$

- Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 115 - W_{H_2O} & \& \begin{cases} \Delta P_1 = P_2 - P_s = 1900 - 1740,44 = 159,56 \text{ PSI} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1900 - 1650 = 250 \text{ PSI} \end{cases} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 115 - 120 = -5 \text{ lb/MMSCf} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \Delta P_1 \longrightarrow \Delta W_1 \\ \Delta P_2 \longrightarrow \Delta W_2 \end{cases} \longrightarrow \Delta P_1 \Delta W_2 = \Delta P_2 \Delta W_1 \longrightarrow \Delta W_1 = \frac{\Delta W_2 \times \Delta P_1}{\Delta P_2}$$

$$\Delta W_1 = \frac{-5 \times 159,56}{250} = -3,191 \text{ lb/MMSCf}$$

$$W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 115 + 3,191 = 118,191 \text{ lb/MMSCF}$$

## Chapitre III

$$W_{H_2O} = 118,191 \text{ lb/MMSCf} = 1758,517 \text{ kg/MMScm}$$

$$\underline{\text{3}^{\text{eme}} \text{ Cas}} \left\{ \begin{array}{l} P_s = 130 \text{ bar} = 1740,45 \text{ PSI} \\ T_s = 60 \text{ }^\circ\text{C} = 140 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

$$\text{À } T_s = 140 \text{ }^\circ\text{F} \longrightarrow \left\{ \begin{array}{ll} W_1 = 125 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow & P_1 = 1400 \text{ PSI} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow & P_s = 1740,44 \text{ PSI} \\ W_2 = 110 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow & P_2 = 2000 \text{ PSI} \end{array} \right.$$

- Nous trouvons :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 110 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 110 - 125 = -15 \text{ lb/MMSCf} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta P_1 = P_2 - P_s = 2000 - 1740,44 = 259,56 \text{ PSI} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 2000 - 1400 = 600 \text{ PSI} \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_1 \longrightarrow \Delta W_1 \\ \Delta P_2 \longrightarrow \Delta W_2 \end{array} \right. \longrightarrow \Delta P_1 \Delta W_2 = \Delta P_2 \Delta W_1 \longrightarrow \Delta W_1 = \frac{\Delta W_2 \times \Delta P_1}{\Delta P_2}$$

$$\Delta W_1 = \frac{-15 \times 259,56}{600} = -6,489 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 110 + 6,489$$

$$W_{H_2O} = 116,489 \text{ lb/MMSCf} = 1733,194 \text{ kg/MMScm}$$

### Pour V204

$$\left\{ \begin{array}{l} P_s = 78 \text{ bar} = 1131,29 \text{ PSI} \\ T_s = -18 \text{ }^\circ\text{C} = -0,4 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

$$\text{À } T_s = -0,4 \text{ }^\circ\text{F} \longrightarrow \left\{ \begin{array}{ll} W_1 = 1,85 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow & P_1 = 900 \text{ PSI} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow & P_s = 1131,29 \text{ PSI} \\ W_2 = 1,2 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow & P_2 = 1500 \text{ PSI} \end{array} \right.$$

- Nous trouvons :



## Chapitre III

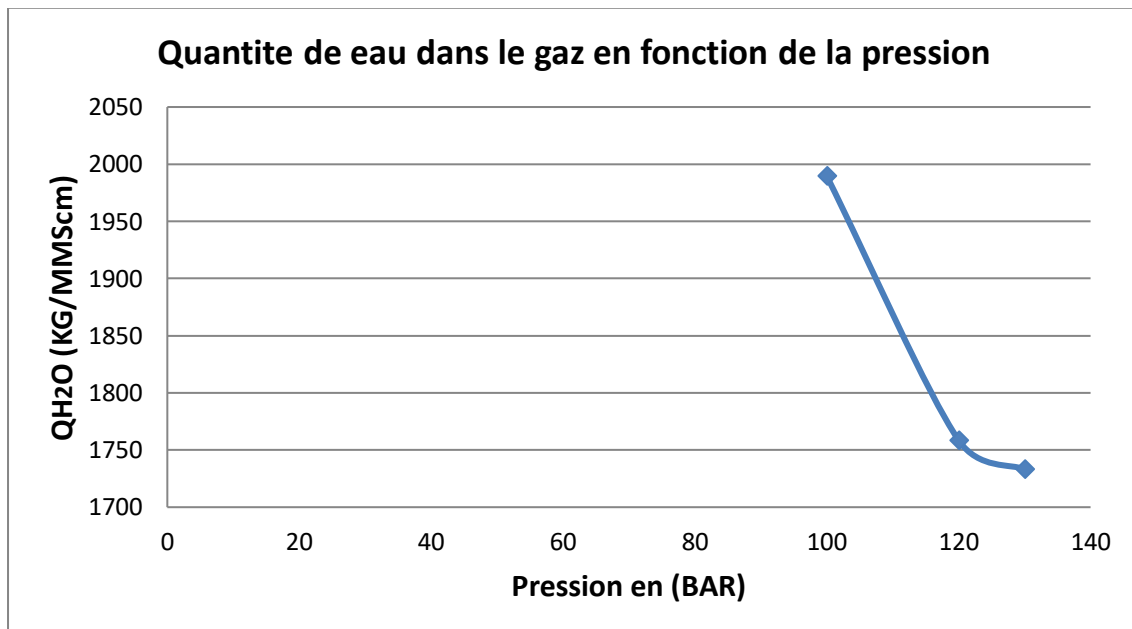
$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 1,2 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 1,2 - 1 = 0,65 \text{ lb/MMSCf} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta P_1 = P_2 - P_S = 1500 - 1131,29 = 368,71 \text{ PSI} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1500 - 900 = 600 \text{ PSI} \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_1 \longrightarrow \Delta W_1 \\ \Delta P_2 \longrightarrow \Delta W_2 \end{array} \right. \longrightarrow \Delta P_1 \Delta W_2 = \Delta P_2 \Delta W_1 \longrightarrow \Delta W_1 = \frac{\Delta W_2 \times \Delta P_1}{\Delta P_2}$$

$$\Delta W_1 = \frac{-0,65 \times 368,71}{600} = -0,39 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 1,2 + 0,39 = 1,59$$

$$W_{H_2O} = 1,6 \text{ lb/MMSCf} = 23,805 \text{ kg/MMScm}$$

Figure III.1 : quantité d'eau dans le gaz en fonction de la pression.



### III.1.A.3.Détermination de la quantité d'eau éliminé :

$$q_{\text{eau}} = W_{\text{H}_2\text{O}}(V_{202}) - W_{\text{H}_2\text{O}}(V_{204})$$

#### 1<sup>er</sup> Cas :

$$q_{\text{eau}} = 1989,589 - 23,805$$

$$q_{\text{eau}} = 1965,784 \text{ kg/MMScm} = 1965,784 \text{ kg}/10^6 \text{m}^3$$

#### III.1.A.3.1.Calculer le débit horaire :

Nous avons :  $Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} \times V$

Avec :

V : débit du gaz

Débit du gaz totale / jour = 40 million  $\text{m}^3$  /j

Débit du gaz totale / heure 40million / 24 =  $1,6 \times 10^6 \text{ m}^3$  / h

A.N :

$$Q_{\text{eau}} = (1965,784/10^6) \times 1,6 \times 10^6$$

$Q_{\text{eau}} = 3145,2558 \text{ Kg/h}$
---

#### 2<sup>eme</sup> Cas :

$$q_{\text{eau}} = 1758,517 - 23,805$$

$$q_{\text{eau}} = 1734,712 \text{ kg/MMScm} = 1734,712 \text{ kg}/10^6 \text{m}^3$$

- Calculer le débit horaire :

Nous avons :  $Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} \times V$

A.N :

$$Q_{\text{eau}} = (1734,712/10^6) \times 1,6 \times 10^6$$

$Q_{\text{eau}} = 2775,5392 \text{ kg/h}$
---

## Chapitre III

### 3<sup>eme</sup> Cas :

$$q_{\text{eau}} = 1733,194 - 23,508$$

$$q_{\text{eau}} = 1709,389 \text{ kg/MMScm} = 1709,389 \text{ kg}/10^6 \text{ m}^3$$

- Calculer le débit horaire :

Nous avons :  $Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} \times V$

$$\text{AN : } Q_{\text{eau}} = (1709,389/10^6) \times 1,6 \times 10^6$$

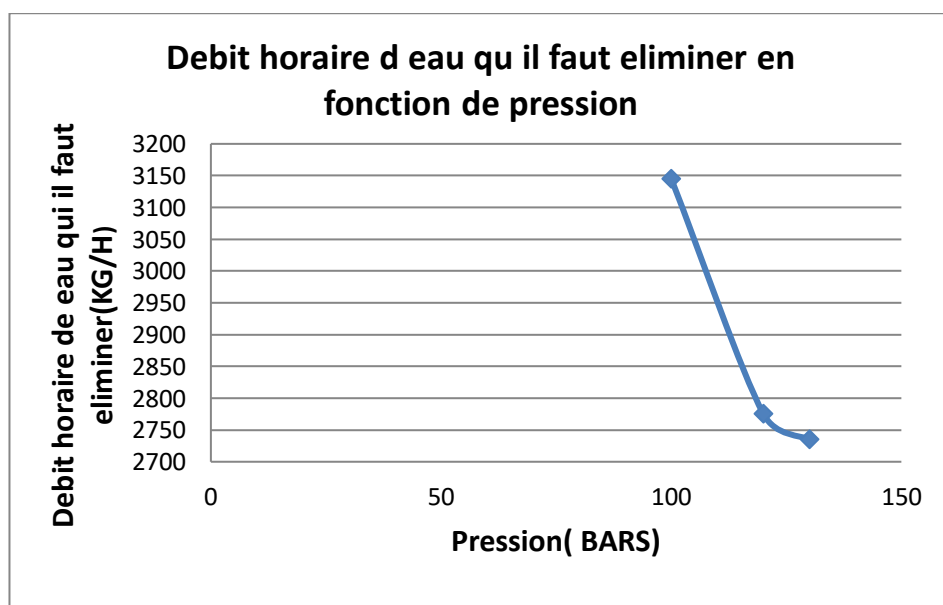
$$Q_{\text{eau}} = 2735,0224 \text{ kg/h}$$

Tableau III.6: représentation des résultats de bilan de la quantité d'eau

Circuit du gaz traité	Pression (bar)	$Q_{\text{eau}}$ (kg/h)
V202 (I)	100	3145,2558
V202 (II)	120	2775,539
V202 (III)	130	2735,0224

D'après les résultats de ce tableau nous notons que, lorsque la pression est augment le débit de eau qui il faut éliminer au niveau de ballon V202, est diminue. Inversement proportionnelle entre ces deux facteurs.

Figure II.2 : Débit de eau qui il faut éliminer en fonction de pression



### III.1.A.4. Détermination de la concentration minimale de DEG hydraté

Suivant la formule de HAMMERSCHMIDT :

$$C_{\min} = \frac{M \times \Delta T}{(M \times \Delta T) + K} \times 100$$

- $C_{\min}$  : concentration minimal de DEG.
- $\Delta T$  : différence entre la température de service et la température de formation d'hydrates.
- $M$  : masse molaire du DEG.
- $K$  : constante empirique évaluée à 2335.
- $T_S$  :  $-18\text{ °C} = -0,4\text{ °F}$
- $TFH$  :  $20,385\text{ °C} = 68,693\text{ °F}$

$$\Delta T = 68,693 + 0,4 = 69,093\text{ °F}$$

$$C_{\min} = \frac{106,1 \times 69,093}{(106,1 \times 69,093) + 2335} \times 100 = 75,84$$

On peut dire que : cette valeur est logique et acceptable parce qu'elle est située en dehors de la zone de cristallisation de DEG (Voir Annexe)

### III.1.A.5. Détermination de débit d'injection du DEG

#### III.1.A5.1. Calcule de la quantité du DEG pour absorber 1 kg d'eau dans le gaz :

La résolution du système du bilan de matière à deux inconnues donnant les deux équations suivantes :

$$F = X_2 / (X_1 - X_2) \dots\dots\dots 1$$

$$F_H = X_1 / (X_1 - X_2) \dots\dots\dots 2$$

## Chapitre III

---

- **F**: quantité DEG injecté.
- **F<sub>H</sub>** : quantité DEG soutiré.
- **X<sub>1</sub>** : concentration de DEG à injecté 86%.
- **X<sub>2</sub>** : concentration de DEG à hydraté 77%.

$$F = \frac{77}{86 - 77} = 8,55 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

$$F=8,55 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}} / (\text{chaque train})$$

Après la résolution du système, nous concluons que pour absorption 1kgde H<sub>2</sub>O doit être injecte 8.55 kg de DEG dans chaque train.

### III.1.A.5.2 Détermination de débit d'injection de DEG horaire :

$$Q_{\text{inj}} = \frac{Q_{\text{eau}} \times F}{M_{\text{DEG}}}$$

Masse volumique du DEG à 20°C = 1113 kg/m<sup>3</sup>

#### 1<sup>er</sup> Cas

$$Q_{\text{inj}} = \frac{3145,2558 \times 8,55}{1113} = 24,16 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### 2<sup>eme</sup> Cas :

$$Q_{\text{inj}} = \frac{2775,539 \times 8,55}{1113} = 21,321 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### 3<sup>eme</sup> Cas :

$$Q_{\text{inj}} = \frac{2735,022 \times 8,45}{1113} = 21,010 \text{ m}^3/\text{h}$$

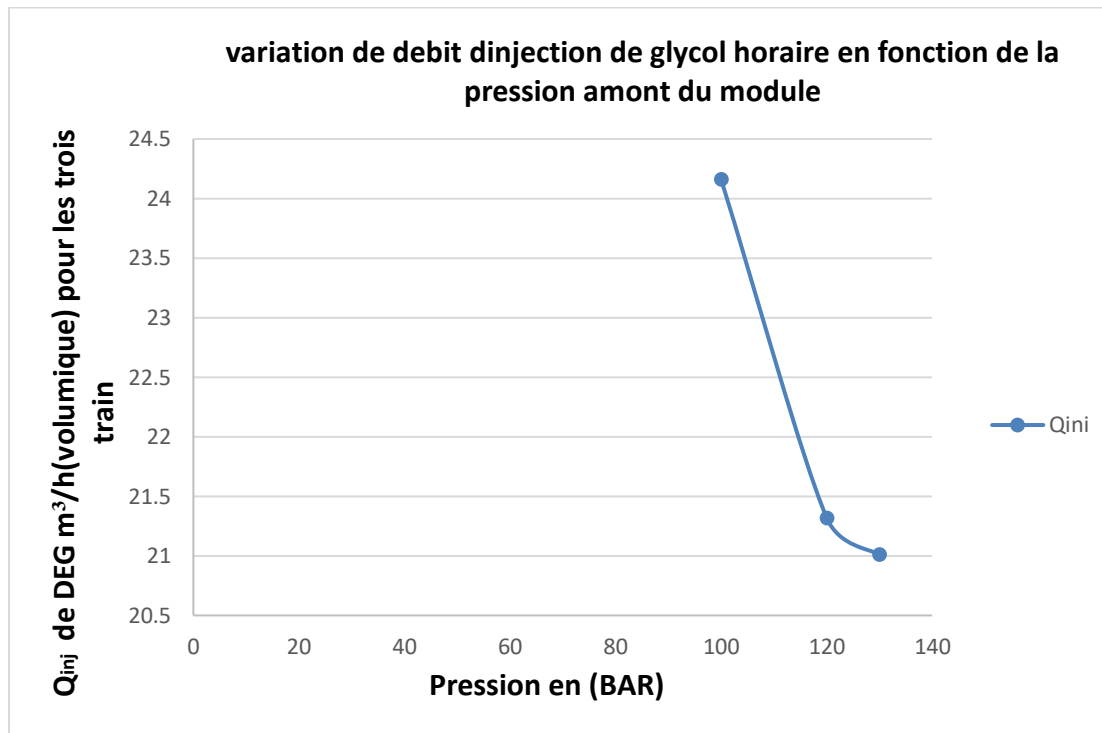
Nous constatons que Dans ce cas horaire de l'injection de DEG, que lorsque la pression est augmente le débit d'injection de DEG est diminué.

**Tableau III.7 : Le bilan des résultats de l'injection du DEG**

Circuit du gaz traité	Pression (bar)	Q <sub>inj</sub> m <sup>3</sup> /h
-----------------------	----------------	------------------------------------

1 <sup>er</sup> Cas	100	24,1616
2 <sup>eme</sup> Cas	120	21,321
3 <sup>eme</sup> Cas	130	21,0102

Figure III.3: débit d'injection de glycol en fonction de pression



D'après les résultats de tableau (III.5) et le graphe on remarque que plus la pression est élevée, moins la valeur de débit de DEG injecté diminue, C est-a-dire l injection de DEG est inversement proportionnelle à la pression amont.

On peut dire que il ya un impact significatif ou bien un grande influence sur le débit et la consommation de DEG du pression.

### III.1.A.6 Variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénères et hydratés

On a:  $Q_{inj} = \frac{Q_{eau} \times F}{M_{DEG}}$  et  $F = X_1 / (X_1 - X_2)$

- $Q_{inj}$ : débit d'injection du DEG.
- $Q_{eau}$ : débit d'eau à élimine.

## Chapitre III

---

- **F** : débit nécessaire pour l'absorption de 1 kg d'eau.
- **X<sub>1</sub>** : concentration du DEG régénéré.
- **X<sub>2</sub>** : concentration du DEG hydraté.

On sait que l'intervalle de concentration de DEG hydratée varie entre 75% et 77%, et l'intervalle de DEG régénérée varie entre 84% et 86%. donc on choisissons trois valeurs de ces intervalles pour calculer et suivi la variation du débit d'injection de DEG.

On a :

- Les valeurs de DEG régénéré [ 84% ,85% ,86% ]
- Les valeurs de DEG hydratée [75% ,76% ,77% ]

AN :

**1<sup>er</sup> Cas :** 
$$F = \frac{84}{84-75} = 9,33 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

$$Q_{\text{inj}} = \frac{3145,2558 \times 9,33}{1113} = 26,3658 \text{ m}^3/\text{h}$$

**2<sup>eme</sup> Cas :**

$$F = \frac{85}{85-76} = 9,44 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

$$Q_{\text{inj}} = \frac{2775,593 \times 9,44}{1113} = 23,54 \text{ m}^3/\text{h}$$

**3<sup>eme</sup> Cas :**

$$F = \frac{86}{86-77} = 9,55 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

$$Q_{\text{inj}} = \frac{2735,022 \times 9,55}{1113} = 23,467 \text{ m}^3/\text{h}$$

**Tableau III.8 : Résultats analytiques de la variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénères et hydratés :**

<b>X1%</b>	<b>X2%</b>	<b>Q<sub>inj</sub> DEG m<sup>3</sup>/h</b>
84%	75%	26,3658
85%	76%	23,541
86%	77%	23,467

D'après les derniers résultats de tableau (III.8), On peut conclure que la variation de débit d'injection de DEG liée avec les concentrations de DEG régénérés et hydrates. cela nous permet d'optimiser et améliorer le débit d injection de DEG et aussi optimiser les perte par le choix bon et parfait des concentrations, et sans aucune influence sur le déroulement du processus. y compris le différence dans les concentrations provoquer des différents débits, Grace a cela, nous pouvons identifier la haut performance et le débit efficace que vous avez le bon et améliore l absorption de l'eau dans gaz naturel.



---

# Partie Calcul(B)

III.1.B L'influence et l'effet de la variation de température

On fixe la pression de service et on varie la température :

- Données de départ :

Tableau III.9 : Les paramètres d'exploitation dans le cas actuel (partie B).

Numéro de courant	V202 (I)	V202 (II)	V202 (III)	V204
Pression (Bar)	100	100	100	78
Temperature (°C)	50	60	65	-18
Poids moléculaire (g/mole)	21.36	21.36	21.36	18.85

III.1.B.1 Détermination de la température de formation des hydrates TFH :

Tableau III.10 : Le bilan des résultats de la TFH de ballon V202 et V204

Circuit du gaz traité	Densité	Pression (bar)	Température de service (°C)	TFH(°C)
V202 (I)	0,711	100	50	20,54
V202 (II)	0,711	100	60	20,54
V202 (III)	0,711	100	65	20,54
V204	0,641	78	-18	17,83

D'après les résultats obtenus dans ce tableau, nous relevons que la température de formation des hydrates ne varie pas avec la variation de la température de service

III.1.B.2 Détermination de la quantité d'eau dans le gaz naturel :

- La quantité d'eau dans le gaz venant du ballon V202 :

**1<sup>er</sup> Cas :** P= 100 bar, T= 50°C

$$\begin{cases} P_s = 100 \text{ bar} = 1450,38 \text{ PSI} \\ T_s = 50 \text{ }^\circ\text{C} = 122 \text{ }^\circ\text{F} \end{cases}$$

A partir de l'annex 2:

$$\text{À } P_s=1450,38 \text{ PSI} \longrightarrow \begin{cases} W_1 = 80 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_1 = 120 \text{ F} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow T_s = 122 \text{ F} \\ W_2 = 140 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_2 = 139 \text{ F} \end{cases}$$

- Nous trouvons :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 140 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 140 - 80 = 60 \text{ lb/MMSCf} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta T_1 = T_2 - T_s = 139 - 122 = 17 \text{ F} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 139 - 120 = 19 \text{ F} \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_1 \longrightarrow \Delta W_1 \\ \Delta P_2 \longrightarrow \Delta W_2 \end{array} \right. \longrightarrow \Delta P_1 \Delta W_2 = \Delta P_2 \Delta W_1 \longrightarrow \Delta W_1 = \frac{\Delta W_2 \times \Delta P_1}{\Delta P_2}$$

$$\Delta W_1 = \frac{60 \times 17}{19} = 53,68 \text{ lb/MMSCf} \qquad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 140 - 53,68$$

$$W_{H_2O} = 86,32 \text{ lb/MMSCf} = 1284,321 \text{ kg/MMScm}$$

**2<sup>eme</sup> Cas : P= 100 bar, T= 60°C**

$$\left\{ \begin{array}{l} P_s = 100 \text{ bar} = 1450,38 \text{ PSI} \\ T_s = 60 \text{ °C} = 140 \text{ °F} \end{array} \right.$$

Elle est calculée dans la partie A.

$$W_{H_2O} = 118,191 \text{ lb/MMSCf} = 1758,517 \text{ kg/MMScm}$$

**3<sup>eme</sup> Cas : P= 100 bars, T= 65°C**

$$\left\{ \begin{array}{l} P_s = 100 \text{ bar} = 1450,38 \text{ PSI} \\ T_s = 65 \text{ °C} = 149 \text{ °F} \end{array} \right. \text{ une équation ici.}$$

A partir de l'annex 2 :

$$\text{À } P_s = 1450,38 \text{ PSI} \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} W_1 = 138 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_1 = 140 \text{ F} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow T_s = 149 \text{ F} \\ W_2 = 230 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_2 = 159 \text{ F} \end{array} \right.$$

- Nous trouvons :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 230 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 230 - 138 = 92 \text{ lb/MMSCf} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta T_1 = T_2 - T_s = 159 - 149 = 10 \text{ F} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 159 - 140 = 19 \text{ F} \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_1 \longrightarrow \Delta W_1 \\ \Delta P_2 \longrightarrow \Delta W_2 \end{array} \right. \longrightarrow \Delta T_1 \Delta W_2 = \Delta T_2 \Delta W_1 \longrightarrow \Delta W_1 = \frac{\Delta W_2 \times \Delta T_1}{\Delta T_2}$$

$$\Delta W_1 = \frac{92 \times 10}{19} = 48,421 \text{ lb/MMSCf}$$

$$W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 230 - 48,421$$

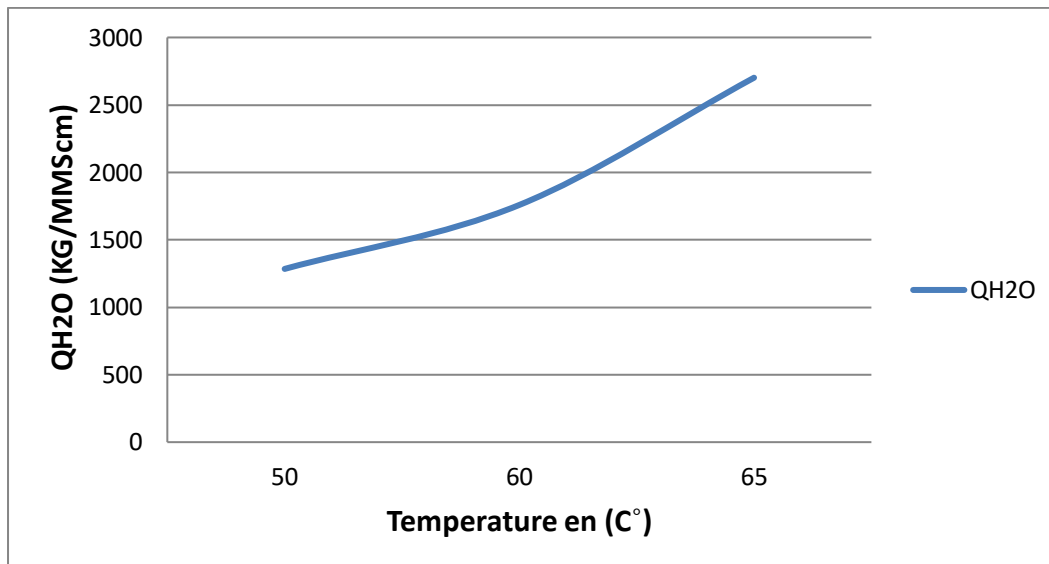
$$W_{H_2O} = 181,579 \text{ lb/MMSCf} = 2701,642 \text{ kg/MMScm}$$

**Cas de V204 :**  $\left\{ \begin{array}{l} P_s = 78 \text{ bar} = 1131 \text{ PSI} \\ T_s = -18 \text{ }^\circ\text{C} = -0.4 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$

Elle est calculée dans la partie A

$$W_{H_2O} = 1,6 \text{ lb/MMSCf} = 23,805 \text{ kg/MMScm}$$

**Figure III.4 : quantité d'eau dans le gaz en fonction de la température**



Grâce au graphique(III.4) nous constatons que plus la température est élevée, plus le gaz a quantité de eau, donc la quantité d'eau dans le gaz augmente avec l'augmentation de température.

### III.1.B.3 Détermination de la quantité d'eau à éliminer :

D'après l'équation II.2, dans la partie A on calcule les valeurs suivantes :

$$q_{\text{eau}} = W_{H_2O} (V_{202}) - W_{H_2O} (V_{204})$$

**1<sup>er</sup> Cas :** P= 100 bar, T= 50°C

$$q_{\text{eau}} = 1284,321 - 23,805$$

$$q_{\text{eau}} = 1260,516 \text{ kg/MMScm} = 1260,516 \text{ kg}/10^6 \text{ m}^3$$

**III.1.B.3.1. Calculer le débit horaire :**

Nous avons :  $Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} \times V$

Avec :

V : débit du gaz

Débit du gaz totale / jour = 40 million m<sup>3</sup> /j

Débit du gaz totale / heure 40million / 24 = 1,6 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> / h

A.N :

$$Q_{\text{eau}} = (1260,516 / 10^6) \times 1,6 \times 10^6$$

$Q_{\text{eau}} = 2016,8256 \text{ Kg/h}$
---

**2<sup>eme</sup> Cas :** P= 100 bars, T= 60°C

Elle est calculer d'après le partie A

$$q_{\text{eau}} = 1734,712 \text{ kg/MMScm} = 1734,712 \text{ kg}/10^6 \text{ m}^3$$

- Le débit horaire :

$Q_{\text{eau}} = 2775,5392 \text{ kg/h}$
---

**3<sup>eme</sup> Cas :** P=100 bar, T=65°C

$$q_{\text{eau}} = 2701,642 - 23,508$$

$$q_{\text{eau}} = 2677,837 \text{ kg/MMScm} = 2677,837 \text{ kg}/10^6 \text{ m}^3$$

- Calculer le débit horaire :

Nous avons :  $Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} \times V$

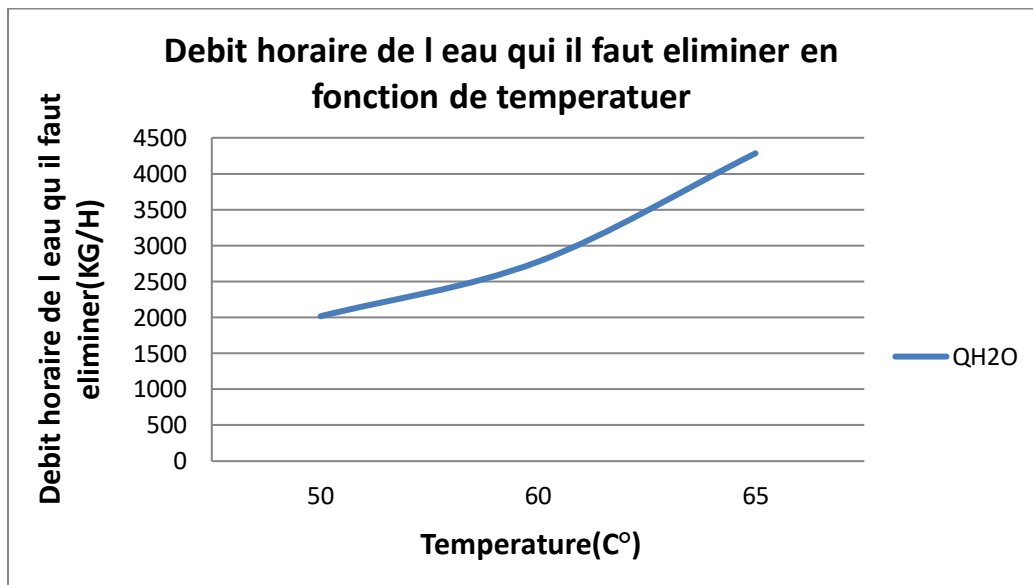
AN :  $Q_{\text{eau}} = (2677,837 / 10^6) \times 1,6 \times 10^6$

$Q_{\text{eau}} = 4284,5392 \text{ kg/h}$
---

Tableau III.11: des résultats de bilan de la quantité d'eau

Circuit du gaz traité	Température °C	Q <sub>eau</sub> kg/h
V202 (I)	50	2016,8256
V202 (II)	60	2775,5392
V202 (III)	65	4284,539

Figure III.5 : débit d'eau qu'il faut éliminer en fonction de la température



Aussi dans ce cas, voir que la variation de débit d'eau qu'il faut éliminer augmente lorsque l'augmentation de température.

#### III.1.B.4 Détermination de la concentration minimale de DEG hydraté

$$C_{\min} = \frac{106,1 \times 69,093}{(106,1 \times 69,093) + 2335} \times 100 = 75,84\%$$

- **Calcul de la quantité du DEG pour absorber 1 kg d'eau dans le gaz :**

La quantité du DEG pour absorber 1kg d'eau dans le gaz à 100 bars a été calculée d'après l'équation II.9 dans la partie A :

$$F = 8,55 \text{ kg}_{\text{DEG}} / \text{kg}_{\text{eau}} / (\text{chaque train})$$

**III.1.B.5 Détermination de débit d'injection de DEG :**

\_\_\_\_\_D'après l'équation.....de partie A on va calculer les valeurs de débit d'injection de DEG horaire

**1<sup>er</sup> Cas : P=100 bar, T=50 °C**

Nous avons les valeurs suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 2016,8256 \text{ kg/h} \\ F = 8,55 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kgeau} \\ \text{Masse volumique de DEG a } 20 \text{ °C} = 1113 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

Débit d'injection total :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection (massique)}} = 2016,8256 \times 8,55 = 17243,8537 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection (volumique)}} = 17243,8537/1113 = 15,4931 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

Débit d'injection par train :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection (massique)}} = 17243,8537/3 = 5747,9512 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection (volumique)}} = 15,4931 /3 = 5,1643 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$
**2<sup>eme</sup> Cas : P= 100 bars, T= 60°C**

Nous avons les valeurs suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 2775,5392 \text{ kg/h} \\ F = 8,55 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kgeau} \\ \text{Masse volumique de DEG a } 20 \text{ °C} = 1113 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

Débit d'injection total :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection (massique)}} = 2775,539 \times 8,55 = 23730,8584 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection (volumique)}} = 23730,8584/1113 = 21,321 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

Débit d'injection par train :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection (massique)}} = 23730/3 = 7910,2861 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection (volumique)}} = 21,321 /3 = 7,107 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

**3<sup>eme</sup> Cas : P=100bars, T=65C°**

Nous avons les valeurs suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 4284,5392 \text{ kg/h} \\ F = 8,55 \text{ kg}_{\text{DEG}} / \text{kg}_{\text{eau}} \\ \text{Masse volumique de DEG a } 20 \text{ °C} = 1113 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

Débit d'injection total :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} (\text{massique}) = 4284,5392 \times 8,55 = 36632,808 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} (\text{volumique}) = 36632,808 / 1113 = 32,913 \text{ m}^3 / \text{h} \end{array} \right.$$

Débit d'injection par train :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} (\text{massique}) = 36632,808 / 3 = 12210,936 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} (\text{volumique}) = 32,913 / 3 = 10,971 \text{ m}^3 / \text{h} \end{array} \right.$$

**III.1.B.6 Variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénères et hydratés :**

D'après les équations de partie A on a les valeurs suivantes sont calculée A savoir que l'intervalle de concentration de DEG hydratée varie entre 75% et 77%, et l'intervalle de DEG régénérée varie entre 84% et 86%. et sont calculée ca dépend les intervalles qui on choisisses .

**F** :débit nécessaire pour l'absorption de 1 kg d'eau.

**Q<sub>inj</sub>** : débit d'injection du DEG.

On a :

- Les valeurs de DEG régénéré [ 84% ,85% ,86% ]
- Les valeurs de DEG hydratée [75% ,76% ,77% ]

Les résultats sont résumées dans le tableau suivant :



**Tableau III.12: Résultats analytiques de la variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénères et hydratés**

<b>X1%</b>	<b>X2%</b>	<b>Q<sub>inj</sub> DEG m<sup>3</sup>/h</b>
84%	75%	16,9065
85%	76%	23,541
86%	77%	36,7631

### **III.1.B.7 Effet de la température amont sur le débit d'injection de DEG :**

Au niveau de l'unité de Boosting ,le gaz naturel des gisements est assiste une hausse mesurée de la température. A partir des aéro réfrigérants nous installons et réglons l'augmentation de température du gaz à 60C°.

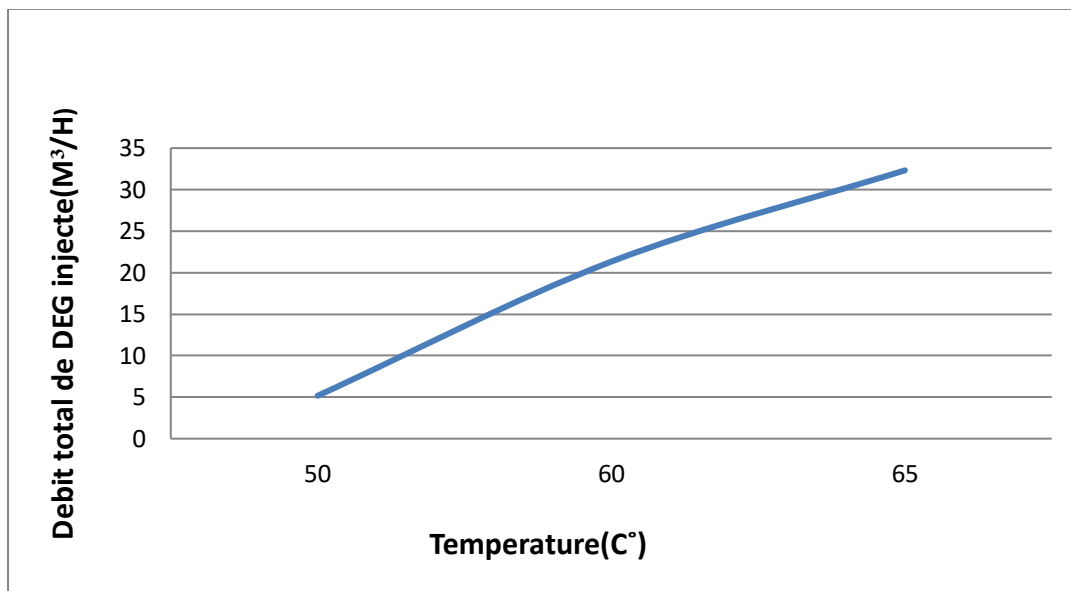
Comme nous avons des changements de température des gaz au niveau de l unité de boosting , il est important de examiner l'effet de ces changements sur le débit de glycol injecte, pour ce la nous avons choisi le domaine allant de 50C°a 65C° pour une étude de l'effet avec installer la pression en 100 bars.

Le tableau suivant montre les variations de la quantité d'eau globale condensée et le débit total de glycol injecté en fonction de la température du gaz à l'entrée du module de traitement de gaz.

**Tableau III.13 : Variation de la quantité d'eau condensée et du débit d'injection de la solution de glycol en fonction de la température amont.**

T (°C)	50	60	65
Q <sub>H2O</sub> globale (kg/h)	2016,8256	2775,5392	4284,5392
Débit total de DEG injecté (m <sup>3</sup> /h)	5,1643	21,321	32,913

**Figure III.6: variation du débit d'injection de glycol en fonction de température**



D'après les résultats du tableau 3III.B et le graph III.3 nous constatons que des températures basses (50C°), nous recherchons une diminution dans la quantité d'eau dans le gaz et dans les valeurs du débit total de DEG injecte.et on note le contraire dans le cas de températures élevées a (65C°).donc pour la température amont un effet et un rôle.... très important et joue un grande rôle dans l'augmentation et la diminution de débit total de DEG injecte.

---

# Conclusion Generale

### Conclusion générale

La déshydratation de gaz naturel au niveau de module 1 par le glycol connaît un gaspillage dans l'utilisation de glycol, entraînant des pertes économiques pour SONATRACH.

notre projet nous avons propose comme une solution l'optimisation des débits d'injection du glycol, en conséquence étude nous avons travaillé sur la variation de la pression et la température d'entrer, alors nous constatons que l'augmentation de pression est inversement proportionnelle avec le débit d'injection du DEG et lorsque la pression est augmente la teneur de Léau est diminue donc la quantité d'eau dans le gaz encor diminue, c'est –adire moins de débit de glycol est nécessaire (nécessite un débit minimal du DEG) , ce qui nous conduit à réduire le débit d'injection et optimiser la consommation du glycol.

Par contre l'augmentation de température est directement proportionnelle avec le débit de DEG injecté .nous enregistrons une augmentation de la quantité d'eau dans le gaz ce qui entraînant une hausse de débit de DEG injecté.

Généralement on conclure que la variation de pression joue un rôle très importante en l'optimisation de la consommation du débit de DEG injecté et pendant l'opération de traitement du gaz.

Pendant la période de mon stage ,a acquis beaucoup de nouvelles connaissances scientifiques de l'aspect théorique pour mes études , En plus, nous avons pu appliquer notre connaissance théorique en pratique. le stage nous a permis de visiter les équipements industriels tels que les colonnes, les échangeurs et les ballons de séparation,. Cette expérience m'a autorisé de prendre contact avec le milieu professionnel et de compléter ma base théorique déjà acquise ce qui me sera sans doute d'une grande aide à l'avenir.

---

# References

## Références

- [1] ABDELHAKEM.M « Optimisation des débits d'injection de DEG au niveau de module 1champ Hassi R mel »Mémoire de master. université de Mohamed Bougera Bomerdes. Algérie ,2017.
- [2] HAKEM.L « Optimisation des débits d'injection du glycol» Mémoire de master .université de Mohamed Bougera . Algérie ,2014.
- [3] BENZARGA.N, BOUFIS.S « Etude la faisabilité de l'augmentation de la charge liquide sur le fonctionnement des équipements de section de stabilisation du condonsat» Mémoire de master. Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Algérie ,2009.
- [4] BELHALEM.H et BENOAKHIR.H « Condensation des vapeurs de tête de l'unité de régénération de glycol du module IV Hassi R'mel»,Mimoire de master .université de Mohamed Khider Biskra, Algérie, 2013
- [5] BEKKOUCHE. et ABEYAT. A, MATOUH. H « Etude de l'effet de l'augmentation de charge GPL (10%) sur l'unité de production du propane dans le module commun champ de Hassi R'mel» Mémoire de master .Université Echahid Hamma Lakhdar El Oued,Algérie, 2017.
- [6] KERBOUCHE .A ,KAABOUCHE .B, « Vérification et optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne du débutaniseur T202 a Hassi R'mel MPP1 »Mémoire de master. Université de Kasdi Merbah, Ouargla .Algérie ,2016.
- [7] Manuel opératoire module 1, « Stone and Webster corporation » Hassi R'mel. Algérie,1976.
- [8] ABDENNOUCHE.D,et MOUHOU.B.F « Etude préventive de la formation des hydrates lors de la déshydratation du gaz naturel de Hassi R-mel et Optimisation de la consommation du glycol du module processing plant 4 MPP4» Mémoire de master, Université Abderrahmane Mira-Béjaia. Algérie , 2013.
- [9] BELAID.O et HAOUED MOUISS. Y, OUALI .H « Déshydratation du gaz naturel par l'injection de Di Ethylène Glycol Champ Hassi R'mel ) Memoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla. Algérie ,2017.

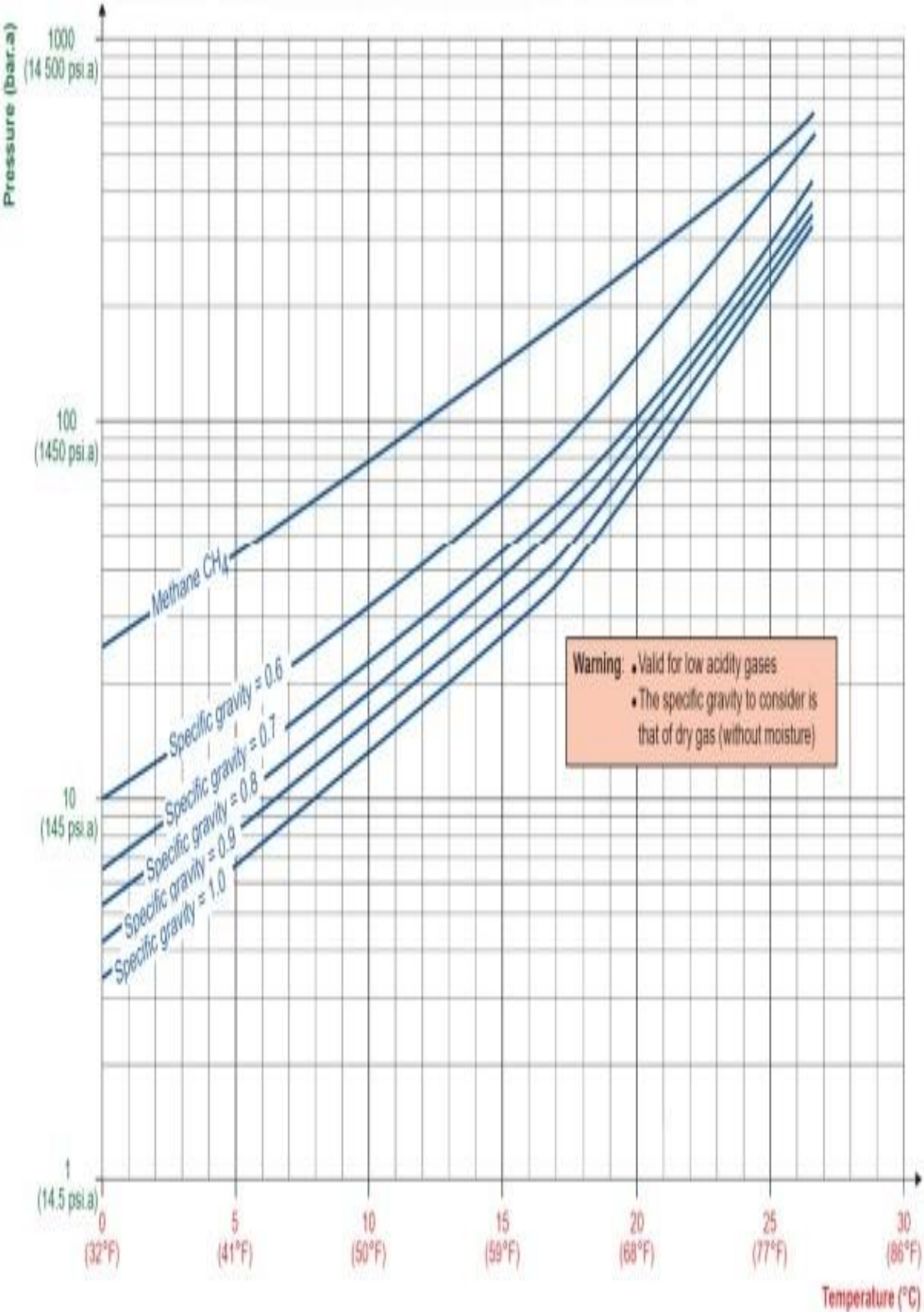
- [10] LAALI.I « Optimisation des débits d injection de méthanol au niveau de l unité GPL Oued Noumer» Mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla. Algérie,2012.
- [11] HAMED.N « Etude de la cinétique de formation des hydrates de méthane dans les fluides de forage off-shore par analyse calorimétrique différentielle haute pression» Thèse de Doctoral, l'Ecole des Mines de Paris.2006
- [12] SAMER.S « mesure et prédiction des conditions de formation d'hydrates de gaz à condensat», Mémoire magister 2012.
- [13] Mustafa. A « Optimisation des débits d'injection de TEG » université Mohamed Bougara Boumerdes .Algérie, 2013.
- [14] Fiches toxicologique de l'institut national de recherche et de sécurité -INRS- Edition 2006.
- [15] BELHADJ. I, MEKORA H. F. H « Vérifie des performances de la colonne de débutaniseur T202 au niveau du module 1 à Hassi R'mel » Mémoire de master .Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem. Algérie,2019.
- [16] Rapport d'inspection « MPP1» Hassi R'mel ,Algerie, 2012.
- [17] NADJMI .A, BOUTEKEZEZ. A « Optimisation de des paramètres opératoires de debutaniseur «T202» du module «MPPI» de Hassi R mel» Mémoire de master. Université de Mohamed Bougara Boumerdes .Algerie,2008.
- [18] Manuel opératoire module 1, « Salle de contrôle » Hassi R 'mel .Algerie, 2020.

---

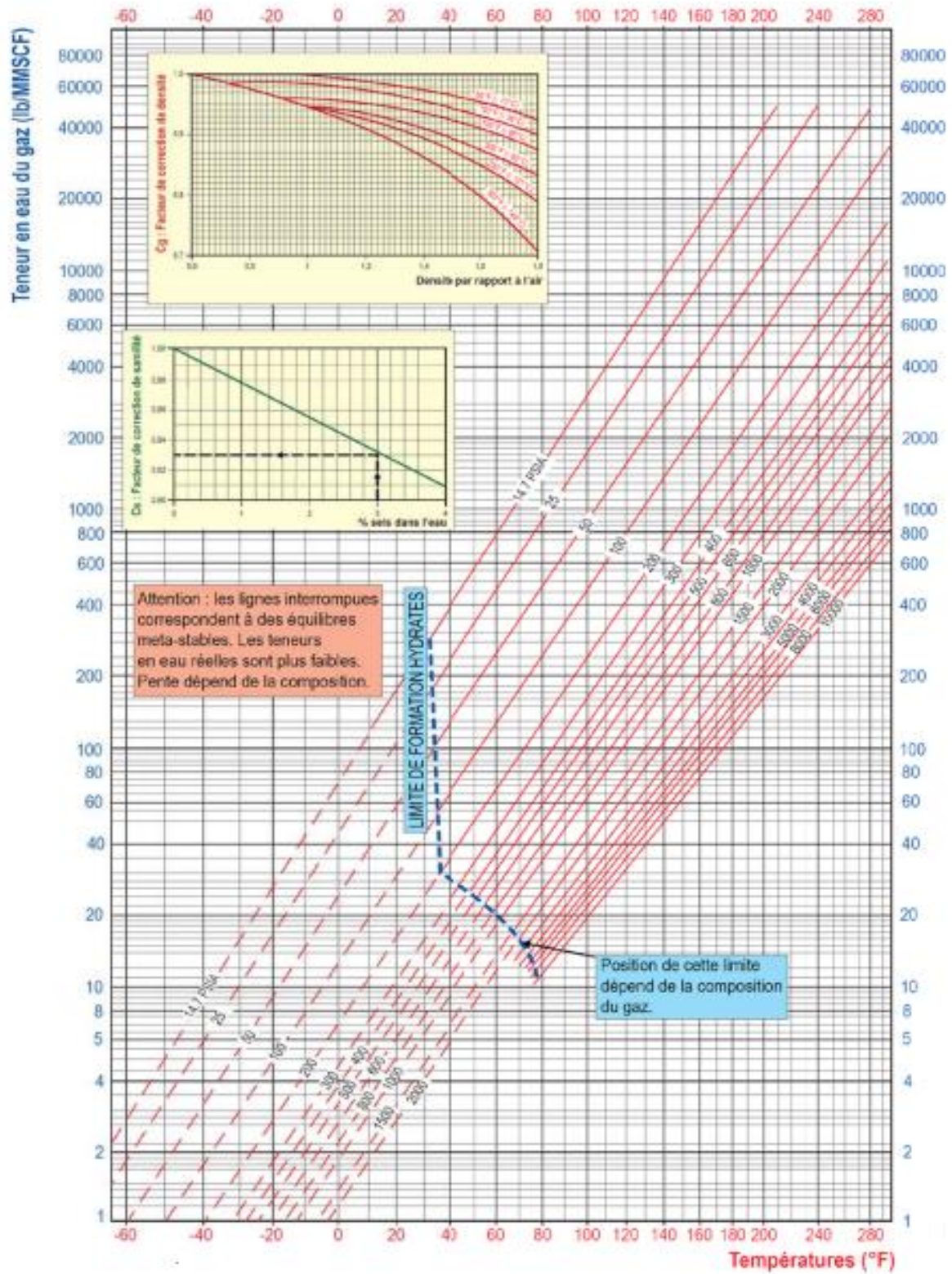
# Annexes



**Annexe 1 : Méthode graphique de KATZ pour la prédiction de température de formation des hydrates.**



Annex2 : Diagramme de MEKETTA. (Partie calcul)



## الملخص :

ان تواجد الماء و تشكل الهيدرات في الغاز الطبيعي يعد من المشاكل الرئيسية التي تواجهها عملية معالجة الغاز نتيجة لانخفاض الضغط بآبار الغاز بمنطقة حاسي الرمل. حقن مادة ثنائي الغليكول لتثبيط تشكل الهيدرات له تكاليف مادية باهظة باءلاضافة الى تأثيره السلبي على البيئة و الصحة العامة. و كحل لهذا المشكل قمنا بتحسين استهلاك و حقن مادة ثنائي ايثيلان الغليكول مع تجنب تشكل الهيدرات في الغاز و هذا عل مستوى المعمل 1 بمنطقة حاسي الرمل.

## Abstract:

The presence and formation of hydrates in natural gas is one of the main problems natural gas treatment process. This is result of the drop in the pressure of the deposit of then of the region of Hassi R'mel The inhibition of these hydrates by the injection of Diethylene glycol entails addition costs for the operators and represent a menace for environment and public health. and as a solution to this problem we have proposed an optimization of consumption of DEG in order to avoid the formation of hydrates in the processing plant 1 Module (MPP1) of Hassi R'me.

## Résumé :

La présence et la formation des hydrates dans le gaze naturel l'un des principaux problèmes du processus de traitement du gaz naturel problème majeur de l'eau dans ,c'est le résultat de La chute de la pression du gisement des puis de la région de Hassi R'mel.L'inhibition de ces hydrates par injection de Diéthylène glycol (DEG) engendre des coûts supplémentaires pour les exploitants et représente une menace pour l'environnement et la santé publique, et comme solution a ce problème nous avons proposé une optimisation de la consommation du DEG en vue d éviter la formation déshydrates au Module Processing Plant 1 (MPP1) de HassiR'mel.