

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production pétrolier

Présenté Par :

BELAID Ousama, HAOUED MOUISSA Youcef, OUALI Hammou

-THÈME-

**Déshydratation du gaz naturel par l'injection de
Di Ethylène Glycol Champ Hassi R'mel**

Soutenue le : **30 / 05 / 2017**

Jury :

Président :	Mr. DADANE Abd Elghafoure	UKM Ouargla
Rapporteur :	Mr. DADA Saada	UKM Ouargla
Examineurs :	Mr. SIDROUHOU Hadj Mohamed	UKM Ouargla

2016/2017

REMERCIEMENT

Au terme de ce travail, nous remercions **LE BON DIEU** ainsi que toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de ce rapport.

Nous tenons à exprimer notre grande reconnaissance et notre profonde gratitude à l'égard de :

Notre encadreur **Mr. DADA Saada** qui nous 'a témoigné tant de compréhension et qui nous 'a encouragé et soutenu tout au long de la réalisation de ce modeste travail et

Mr. DADANE Abd Elghafoure et **Mr. SIDROUHOU Hadj Mohamed** qui nous suivi.

Chef de service de sécurité **Mr.BODA Abbas**, et **Mr. DAGLA Adnan**

& à tous le personnel du **module 1**.

Dédicace

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

À mon très cher grand-père et grand-mère.

À ma très chère mère, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

À mon très cher père, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

*À tous mes frères
À mes adorables sœurs*

À mes meilleurs amis chacun en son nom.

*À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes collègues
OUALI HAMMOU, HAOUED MOUISSA YUCEF.*

À Tous ceux que j'aime et je respecte.

BELAID OUSAMA.

Dédicace

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

À mon très cher grand-père et grand-mère.

À ma très chère mère, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

À mon très cher père, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

*À tous mes frères
À mes adorables sœurs*

À mes meilleurs amis chacun en son nom.

*À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes collègues
OUALI HAMMOU, BELAID OUSAMA.*

À Tous ceux que j'aime et je respecte.

HAOUED MOUISSA YOUCEF.

Dédicace

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A mon très cher grand-père et grand-mère.

A ma très chère mère, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mon très cher père, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A tous mes frères : Hamza, Med Amine.

A mes adorables sœurs : Anoire, Rahima .

A mes meilleurs amis chacun en son nom.

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes collègues
BELAID Ousama, HAOUED MOUISSA Youcef.*

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

OUALI Hammou.

Résumé :

Cette étude concerne la déshydratation de gaz naturel par l'injection de glycol (DEG) et étudie l'influence de la variation de la pression et la température sur le débit d'injection de glycol,

Abstract:

This study relates to the natural gas dehydration with the glycol injection (DEG) and studies the influence of the variation of the pressure and the temperature on the flow of glycol injection.

ملخص:

تقدم هذه الدراسة معالجة الغاز الطبيعي بواسطة الغليكول، حيث ندرس تأثير تغيرات الضغط والحرارة على تدفق حقن الغليكول.

SOMMAIRE

Remercîment

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Symboles –Notation- Abréviations

INTRODUCTION GENERALE01

CHAPITRE I : Généralité de gaz naturel et les hydrates

I.1.Généralités sur le gaz naturel.....	02
I.1.1.Introduction.....	02
I.1.2. Définition du gaz naturel.....	02
I.1.3. Les sources du gaz naturel.....	02
I.1.4. Origine des constituants du gaz naturel.....	02
I.1.5. Caractéristiques du gaz naturel.....	03
I.1.6. Les différents types de gaz naturel.....	03
I.1.7.Technique du traitement du gaz naturel.....	04
I.2.Les hydrates.....	06
I.2.1.Introduction.....	06
I.2.2.Définition des hydrates.....	06
I.2.3.Conditions de formation des hydrates.....	06
I.2.4.Structure des hydrates.....	07
I.2.4.1. La structure I (noté S.I).....	07
I.2.4.2. La structure II (noté S.II)	07
I.2.4.2. La structure II (noté S.H)	07

I.2.5.Prévention de formation des hydrates.....	07
I.2.5.1 Chauffage.....	07
I.2.5.2 Réduction de pression.....	08
I.2.5.3 Utilisation des inhibiteurs.....	08
I.2.5.4 Déshydratation.....	08
I.2.5.4.1.Déshydratation par abaissement de température.....	08
I.2.5.4.2.Déshydratation par perméation gazeuse.....	09
I.2.5.4.3.Déshydratation par adsorption.....	09
I.2.5.4.4.Déshydratation par absorption	10

CHAPITRE II : Description de processus et Les méthodes de calcul

II.1.Introduction	11
II.2. La description de processus.....	11
II.2.1.Dscription de procède de Déshydratation.....	11
II.2.2.Description de procède de la régénération de glycol.....	12
II.3.Les Méthodes de Calcul.....	14
II.3.1.Température de formation des hydrates.....	14
II.3.1.1.Méthodes de Katz.....	14
II.3.2. Quantité d'eau dans le gaz naturel.....	14
II.3.2.1. Méthode graphique (l'abaque de Mcketta).....	15
II.3.3.Quantité d'eau a éliminé.....	15
II.3.4. Concentration minimale de DEG hydraté.....	15
II.3.5. Débit d'injection.....	16

CHAPITRE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS

III.1 Les paramètre de déshydratation	19
III.1.A On fixe la température de service et on varie la pression	19
III.1.A.1 Détermination de la température de formation des hydrates TFH	22

III.1.A.2 Détermination de la quantité d'eau dans le gaz naturel.....	25
III.1.A.3 Détermination de la quantité d'eau à éliminer.....	27
III.1.A.4 Détermination de la concentration minimale de DEG hydraté.....	29
III.1.A.5 Détermination de débit d'injection du DEG.....	30
III.1.A.6 Effet de la pression amont sur le débit d'injection de DEG	33
III.1.B effet de la variation de température.....	35
III.1.B.1 Détermination de la température de formation des hydrates TFH.....	35
III.1.B.2 Détermination de la quantité d'eau dans le gaz naturel.....	35
III.1.B.3 Détermination de la quantité d'eau à éliminer	37
III.1.B.4 Détermination de la concentration minimale de DEG hydraté	39
III.1.B.5 Détermination de débit d'injection du DEG.....	39
III.B.1.6 Effet de la température amont sur le débit d'injection de DEG	40
CONCLUSION GENERALE.....	43

Bibliographie

Annexe

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : La molécule d'hydrate.....	06
Figure I.2 : Schéma simplifié de la déshydratation par abaissement de température.....	08
Figure I.3 : Schéma de principe de perméation gazeuse.....	09
Figure I.4 : Trois principaux types d'adsorbants solides.....	09
Figure I.5 : Procédé de déshydratation par absorption.....	10
Figure II.1 : Schéma présente l'unité de Boosting et la station de compression.....	11
Figure II.2 : Schéma présente la procédure de déshydratation.....	12
Figure II.3 : Schéma présente l'unité de régénération de glycol.....	13
Figure II.4 : L'injection du glycol.....	14
Figure II.5 : Bilan de matière du glycol.....	16
Figure III.1 : Effet de la pression amont sur le débit d'injection de la solution de DEG.....	33
Figure III.2 : Variation du débit de DEG injecté en fonction de température amont.....	41

LISTE DES TABLEAUX

Tableau III.1 : Les paramètres d'exploitation dans le cas actuel (partie A).	19
Tableau III.2 : La composition du gaz naturel venant du ballon V202 dans le cas actuel.....	20
Tableau III.3 : La composition du gaz naturel venant du ballon V204 dans le cas actuel.....	20
Tableau III.4 : Le bilan des résultats de la TFH.....	24
Tableau III.5 : Le bilan des résultats de la quantité d'eau à éliminer.....	29
Tableau III.6 : Variation du débit d'injection de DEG en fonction de la pression amont.....	33
Tableau III.7 : Les paramètres d'exploitation dans le cas actuel (partie B).....	35
Tableau III.8 : Le bilan des résultats de la TFH.....	35
Tableau III.9 : Le bilan des résultats de la quantité d'eau à éliminer.....	38
Tableau III.10 : Variation de la quantité d'eau condensée et du débit d'injection de la solution de glycol en fonction de la température amont.	41

Liste des abréviations et des symboles

Symbole	signification	unité
PC	pouvoir calorifique	(J/m ³)
PCS	pouvoir calorifique supérieur	(J/m ³)
PCI	pouvoir calorifique inférieur	(J/m ³)
H ₂ S	L'hydrogène sulfuré	
CO ₂	Le dioxyde de carbone	
CH ₄	méthane	
C ₂ H ₆	éthane	
C ₃ H ₈	propane	
C ₄ H ₁₀	butane	
N ₂	azote	
P	pression	(bar, psi, Kg/Cm ²)
T	température	(°C, F)
(MEG) C ₂ H ₆ O ₂	Le Mono éthylène glycol	
(DEG) C ₄ H ₁₀ O ₃	Le Di éthylène glycol	
(TEG) C ₆ H ₁₄ O ₄	Le Tri éthylène glycol	
CH ₃ OH	Le Méthanol	
NH ₃	L'Ammoniac	
V-201	le diffuseur	
V-202	le séparateur d'admission	
PV-7	la vanne de pression	
S-210	le puisard	
LV-1	vanne	
E-201, E-202(A/B/C/D)	échangeurs (gaz/gaz)	

E-203(A/B)	échangeurs (gaz/liquide)	
E-204, E-205	chillers	
PV12	la vanne Joule Thomson	
Teneur en eau	Partie par mole	ppm
CNDG	centre nationale de distribution de gaz	
S-201	l'unité de régénération	
P206	la pompe de charge	
H-301	Le rebouilleur	
(TFH)	La température de formation d'hydrates	
Ts	température de service	F
X ₁	Concentration massique de DEG injectée.	%
X ₂	Concentration massique de DEG hydratée.	%
F	Quantité de DEG injectée.	Kg
F _H	Quantité de DEG hydratée.	Kg
CRD	Centre de Recherche et Développement	
M _i	mass molaire	g/mol
Y _i	Composition molaire	%
d	la densité	
P _s	pression de service	psi
ΔT	différence de température	F
ΔP	différence de pression	bar
Δd	différence de densité	
W _{H20}	La quantité d'eau dans le gaz	lb/MMSCf
lbs/MMSCf	pounds per million standard cubic feet	
ΔW	différence La quantité d'eau dans le gaz	lb/MMSCf

Q_{eau}	la quantité d'eau à éliminer	g/Sm^3
Q_{eau}	débit horaire d'injection de DEG	kg/h
C_{min}	concentration minimale de DEG	%

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE :

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant; l'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan économique et environnemental, favorisent sa utilisation.

Les coûts techniques de production, de traitement et surtout de transport du gaz naturel restent toutefois élevés et représentent un handicap d'exploitation.

Dans ces conditions, les progrès techniques qui 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 à sa sortie des puits n'est pas directement utilisé avant qu'il soit traité et débarrassé de ses constituants indésirables. Ce traitement consiste à séparer certains constituants présents à la sortie des puits tel que l'eau, l'élimination ou du moins la réduction de la teneur en eau sont des opérations aussi bien nécessaires qu'importantes dans la mesure où elles conduisent à l'amélioration de la valeur commerciale du gaz sec et permettent le bon déroulement du processus et le ralentissement du processus de corrosion des pipes.

La présence de l'eau dans le gaz occasionne dans les conditions idéales de température et de pression, la formation des hydrates de gaz naturel, qui engendrent à leur tour l'obturation des tubes d'échangeurs, et peuvent dans le cas échéant conduire même à l'arrêt momentané du traitement.

C'est un problème largement connu dans l'industrie gazière, qui pour le maîtriser est doté de système d'inhibition de la formation des hydrates, basés sur l'emploi de plusieurs types de produits chimiques déshydratants.

Le Di éthylène glycol (DEG) est l'un des produits, celui qui se prête le mieux à l'inhibition au niveau du module '1' « Hassi R'Mel ».

L'étude menée dans ce projet consiste à calculer la consommation du glycol dans les conditions de service et évaluer l'impact de la variation de la température et de la pression en amont sur le débit d'injection au niveau de l'unité de traitement de gaz.

INTRODUCTION GENERALE

Cette étude concerne la déshydratation de gaz naturel par l'injection de glycol (DEG) et étudie l'influence de la variation de la pression et la température sur le débit d'injection de glycol, et constituée de :

- Partie théorique : qui comporte deux chapitres.

Le premier chapitre présent des généralités sur le gaz naturel et les hydrates.

Le deuxième chapitre présente la description de processus et méthode de calcul.

- Partie pratique : qui comporte deux parties.

Dans le troisième chapitre, les résultats sont exposés et interprétés pour chaque cas étudié.

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

CHAPITER I :
GENERALITE SUR GAZ
NATUREL
ET
LES HYDRATES

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL ET LES HYDRATES**I.1.Généralités sur le gaz naturel****I.1.1.Introduction :**

Le gaz naturel est une énergie fossile comme l'huile ou le charbon présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70 % à 95% est de méthane (CH₄). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure.

I.1.2. Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde propre et de plus en plus utilisé. Dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de production, de traitement et de transport. Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour les 21^{ème} siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique. [1]

I.1.3. Les sources du gaz naturel

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures des roches sédimentaires par les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de "réservoir", "champ" ou "gisement".

- Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. Il peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons couches de charbon et des lits de schistes argileux ou "shales".[5]

I.1.4. Origine des constituants du gaz naturel**➤ Constituants hydrocarbures**

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

• Gaz bactérien

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

• Gaz inorganique

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

•Gaz thermique

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

I.1.5. Caractéristiques du gaz naturel**➤ La densité du gaz naturel**

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

➤ Le pouvoir calorifique (PC)

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

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

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

I.1.6. Les différents types de gaz naturel

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

- **Gaz sec** : ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de production.
- **Gaz humide** : forme une phase liquide au cours de production dans les conditions de surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.
- **Gaz a condensât** : forme une phase liquide dans le réservoir lors de productions par condensation rétrograde.
- **Gaz associé** : Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture et le gaz dissous. [6]

I.1.7. Technique du traitement du gaz naturel

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

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

- qualité de l'effluent brut.
- taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
- spécification des produits finis.
- coût global des investissements.

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

- L'hydrogène sulfuré H₂S toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO₂ corrosif.
- Le mercure corrode les équipements fabriqués en aluminium.
- L'eau conduisant à la formation des hydrates.
- Les hydrocarbures lourds condensant dans les réseaux de transport.

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

Dans le cas de transport par gazoduc, les spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide, le bouchage de conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale au point de rosée des hydrocarbures qui dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C, pour éviter tout risque de formation de la phase liquide par condensation en ligne.

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

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

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

A) Elimination de l'eau

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau des ballons de séparation et ce après un refroidissement.

L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par adsorption sur des tamis moléculaires.

B) Extraction des hydrocarbures liquides

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

❖ **Procède de RITCHARD**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant et une détente par une vanne dite vanne **Joule Thomson**, en fin de cycle la température voisine de **- 23°C**.

❖ **Procède de HUDSON**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détente à travers une vanne **Joule Thomson** et une machine dynamique appelée « **Turbo Expander** » qui permet d'atteindre un niveau de **-40°C**.

I.2. Les hydrates :

I.2.1. Introduction :

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.

I.2.2. Définition des hydrates :

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_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} et également CO_2 , H_2S . On distingue deux formes d'hydrates :

- ❖ Hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne courte (C_1 , C_2 , CO_2).
- ❖ Hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne longue (C_3 , C_4).

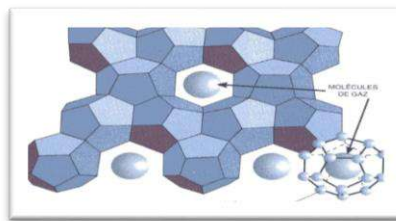


Figure I.1 : La molécule d'hydrate.

I.2.3. Conditions de formation des hydrates :

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

- Eau liquide libre ;
- Molécules d'hydrocarbures légers (C_1 à C_4) ou gaz acide (CO_2 , H_2S) ou azote (N_2) ;
- Pression suffisamment élevée (valeurs supérieures à 10 bars) ;
- Température suffisamment basse (valeurs inférieures à 25°C). [11]

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 ». [12]

I.2.4. Structure des hydrates :

En présence d'un gaz léger, les molécules d'eau forment une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages dans les quelles sont piégées les molécules de gaz. Ce réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogènes entre les molécules d'eau qui est stabilisé par les molécules de gaz et qui sont-elles même retenues dans les cages par des forces de Van Der Waals. [13]

L'analyse par rayon X des cristaux des différents hydrates a permis d'identifier les trois structures suivantes, présentées dans l'ordre chronologique de leur découverte :

I.2.4.1. La structure I (S.I) ;

Cette structure est composée de **46** molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : méthane, éthane et dioxyde de carbone. [5]

I.2.4.2. La structure II (S.II) ;

136 molécules d'eau mélangées avec les hydrocarbures suivants : propane, i-butane, n-butane et l'azote. [5]

I.2.4.3. La structure H (S.H)

Dont la découverte a été publiée en 1987. Composé de **34** molécules d'eau. [14]

I.2.5. Prévention de formation des hydrates :

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 abaissant la pression à une température donnée. Si c'est impossible, 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.

I.2.5.1 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 transport du gaz est effectué sur une distance relativement importante, cette méthode en général ne suffit pas ou devient d'un coût prohibitif.

Un dispositif d'isolation des conduites est associé à un chauffage électrique d'appoint : il est assuré soit par des rubans de chauffage, soit par induction d'un courant électrique superficiel dans la conduite à chauffer. [5]

I.2.5.2 Réduction de pression :

Une baisse de pression effectuée 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. [15]

Une dépressurisation ne permet d'éliminer un bouchon d'hydrates que si elle est menée de manière presque isotherme, ceci implique que la conduite ne soit pas isolée et que le processus de détente soit suffisamment lent. [15]

I.2.5.3 Utilisation des inhibiteurs :

Le glycol et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs. Le mono éthylène glycol et celui qui prète le mieux à inhibition des hydrates. En raison de sa masse moléculaire plus faible, il est plus efficace à une concentration massique fixée que le di éthylène glycol et le tri éthylène glycol. [15,17]

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.

I.2.5.4 Déshydratation :

La déshydratation est la technique de prévention d'hydrates la plus commune appliquée aux centres de traitement de gaz.

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

I.2.5.4.1. Déshydratation par abaissement de température :

La déshydratation par abaissement de température utilise le refroidissement pour condenser la molécule d'eau de la phase liquide avec injection d'inhibiteur pour éviter la formation d'hydrates. Cette méthode est utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée eau et hydrocarbures du gaz naturel.

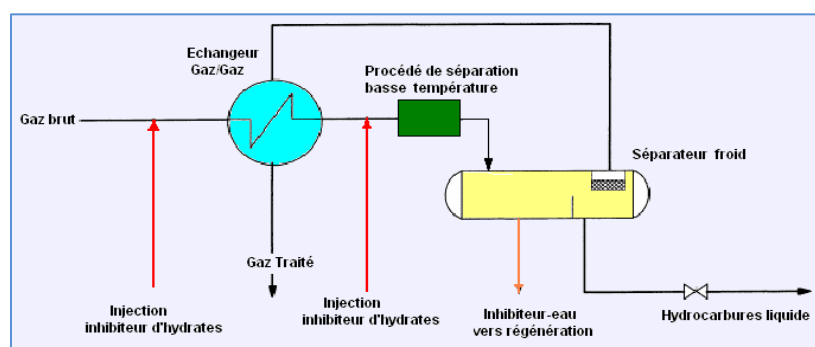


Figure I.2 : Schéma simplifié de la déshydratation par abaissement de température. [18]

I.2.5.4.2. Déshydratation par perméation gazeuse :

La déshydratation par perméation gazeuse est basée sur le passage du gaz sous pression à travers une membrane poreuse. De l'autre côté de la membrane, côté perméat, on appliquera une pression inférieure à celle du gaz afin de créer une différence de pression en amont et en aval de la membrane. Cette membrane laissera alors passer sélectivement un composé donné sous l'effet de la différence de pression. [11]

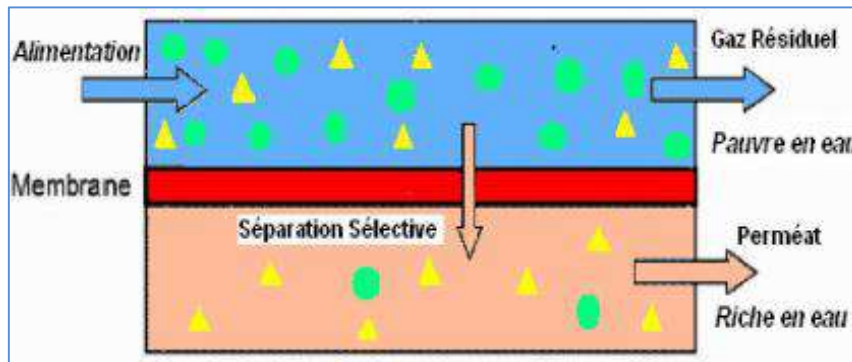


Figure I.3 : Schéma de principe de perméation gazeuse. [19]

I.2.5.4.3. Déshydratation par adsorption :

Par définition, l'adsorption est un transfert de matière d'une phase gazeuse à une phase solide appelée adsorbants (surface solide). Lorsque les molécules contenues dans un courant de fluide sont amenées en contact avec une surface solide.

Le procédé fonctionne en deux étapes :

- ✓ Le gaz passe à travers un lit adsorbant où il est en contact direct avec l'adsorbant solide à la pression de service, ces derniers adsorbent les molécules d'eau contenues dans le gaz jusqu'à ce qu'ils soient saturés d'eau ;
- ✓ Une fois saturés par l'eau adsorbée, les adsorbants solides doivent être régénérés (séchés) par désorption, le phénomène inverse. [11]

Les adsorbants solides les plus courants utilisés pour la déshydratation du gaz sont :



Tamis moléculaires

Alumine activée

Gels de silice

Figure I.4 : Trois principaux types d'adsorbants solides.

I.2.5.4.4. Déshydratation par absorption :

Cette méthode de déshydratation utilise le transfert de masse de la molécule d'eau dans un solvant liquide. Le séchage des gaz est assuré dans ce cas (Figure II.5) par lavage à contre-courant dans une colonne avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, le gaz déshydraté sort en tête de colonne ; le solvant sortant du fond de la colonne est régénéré par distillation pour le réutiliser. Les Glycols sont les liquides d'absorption les plus largement utilisés, car ils se rapprochent des propriétés qui répondent aux critères d'application commerciale.

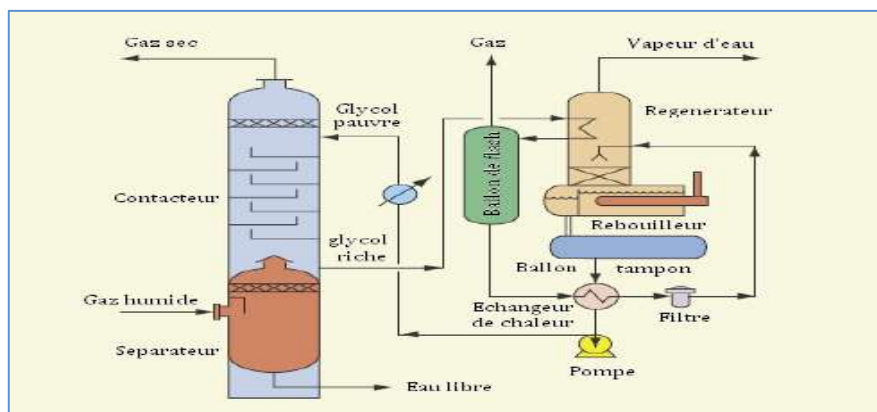


Figure I.5 : Procédé de déshydratation par absorption. [18]

□ Propriétés de l'absorbant :

- Grande affinité pour l'eau
- Caractère non corrosif
- Stabilité thermique
- Régénération facile
- Viscosité réduite
- Faible tension de vapeur
- Solubilité dans les hydrocarbures réduite
- Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion.

□ Type d'absorbants :

- Le Mono éthylène glycol (MEG) $C_2H_6O_2$;
- Le Di éthylène glycol (DEG) $C_4H_{10}O_3$;
- Le Tri éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$;
- Le Méthanol CH_3OH ;
- L'Ammoniac NH_3 . [20]

CHAPITRE II :
LA DESCRIPTION DE
PROCESSUS ET LES METHODES
DE CALCUL

CHAPITRE II : LA DESCRIPTION DE PROCESSUS ET LES METHODES DE CALCUL :

II.1.Introduction :

Dans ce chapitre on va faire la description générale de cette processus, elle constitué de trois stations. Une de compression (unité boosting), unité de déshydratation et station de régénération de DEG, et une deuxième partie concerne les Formules de calculs.

II.2. La description de processus :

II.2.1.Dscription de procédé de déshydratation :

Le gaz d'alimentation du module I provenant de l'unité boosting à une pression de **100 bars** et une température de **60°C** sous forme de mélange bi-phasique, est distribué d'une manière égale par le **diffuseur V-201** aux trois trains parallèles. Le gaz pénètre dans le séparateur d'admission **V-202** sous le contrôle de la vanne de pression **PV-7** pour séparer le liquide du mélange d'alimentation et extraire l'eau libre qui est évacuée vers le puisard **S-210** par la vanne **LV-1**.

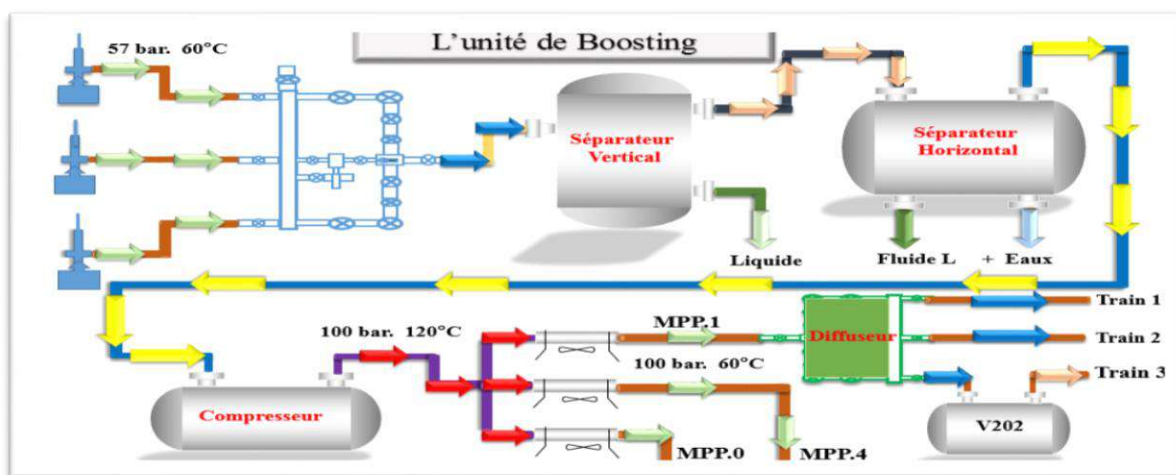


Figure II.1 : Schéma présente l'unité de Boosting et la station de compression

Le gaz brut provenant du séparateur **V-202** est déshydraté (La déshydratation du gaz d'alimentation est effectuée par l'injection directe, d'une solution de di-éthylène glycol (**DEG**) à **85 %** dans la plaque tubulaire de chaque échangeur et d'une manière uniforme afin d'éviter la formation des hydrates a une pression de **108 bar**) et refroidi simultanément dans l'échangeur de chaleur constituée deux batteries d'échangeurs (gaz/gaz) **E-201,E-202 (A/B/C/D)** et (gaz/liquide) **E-203(A/B)** à une température de **0°C à -2 °C** .

Le gaz sortant des échangeurs passe dans deux **chillers E-204** et **E-205** utilisant du propane comme fluide frigorigène (coté calandre). A la sortie des chillers (**T sortie= - 8°C à -10 °C**)

Les gaz sont détendus adiabatiquement par la vanne **PV12 Joule Thomson** à une pression de **78 bar** et une température de **-18 °C** ou on aura une séparation gaz/ liquide.

La température finale du séparateur froid **V-204** qui est contrôlée par la **TV-34** est suffisamment basse afin que la teneur en eau du gaz de vente soit inférieure à 50 ppm.

Le gaz récupéré du séparateur froid **V-204** refroidit (contre-courant) le gaz brut dans l'échangeur **E-201** et **E-202** pour récupérer les frigories qu'il contient, une fois réchauffé, il pénètre dans le pipeline de gaz de vente à une pression de **74 bar** et une température de **53°C** par la vanne de débit **FV1** vers **CNDG**. Le liquide issue du séparateur froid **V-204** passe par la vanne **LV7** est préchauffé dans l'échangeur gaz/liquide **E-203** (côté calandre) à une température de **30 °C** et une pression de **25 bar** admis dans le séparateur **V-205**, où se produit une séparation triphasique (gaz- condensât- glycol hydraté). Le glycol hydraté provient des trois ballons séparateurs **V205** (**1/2/3**) à la concentration de **76%**, il pénètre dans le ballon de détente **V214** qui fonctionne à **35°C** et à **1,5 Kg/Cm²**, où il subit une séparation de traces de gaz qui s'y trouvent, puis il est transféré vers le réservoir de stockage du **DEG** hydraté.

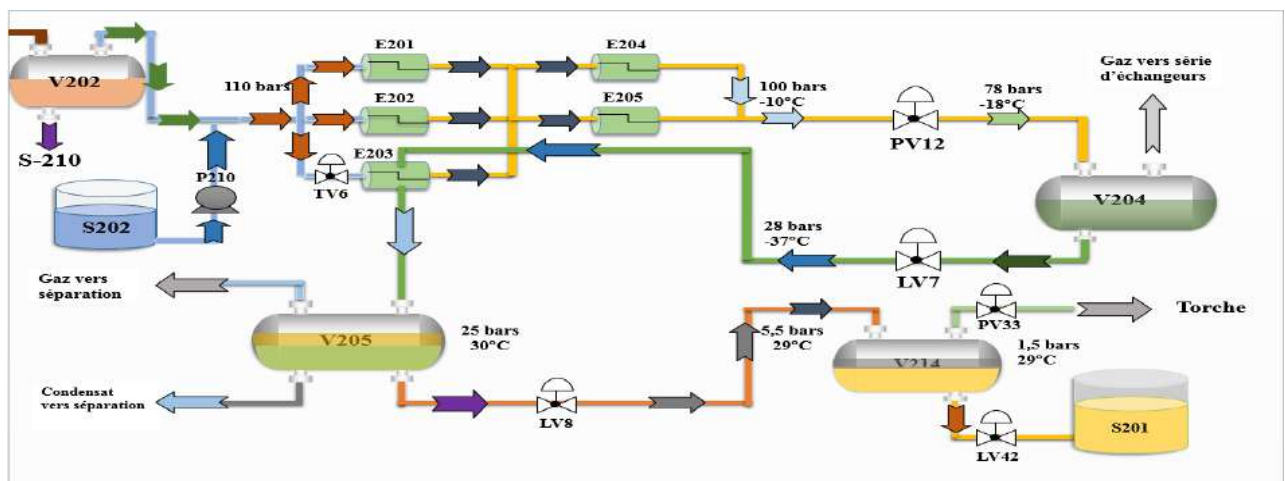


Figure II.2 : Schéma présente la procédure de déshydratation

II.2.2. Description de procède de la régénération de glycol :

Le **DEG** hydraté provenant des séparateurs (glycol – condensât) des trois trains avec une concentration de (**75.41%**) est détendu à une pression de **1,5 bar** dans le ballon de détente **V214**, 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** a une pression **4.19 kg/cm²**. Le DEG hydraté se dirige vers les prés filtres **F201 A/B**, après il continue vers l'échangeur froid **E301**, et entre dans son côté tube avec température **30°C**, et sort à une température de **42 °C**.

Ensuite il continue son chemin vers le ballon séparateur d'huile **V301** avec pression de **2.50 bar** contrôlé par la vanne **PV101** (glycol – condensât). Les condensats récupère envoyer vers puisard **S-203B** par la vanne **LV101**.

Après la séparation, on récupère le glycol hydraté seulement, avec des traces de condensat. Le glycol passe à travers les filtres **F301 A/B**, ensuite il sera réchauffé dans l'échangeur **E302A/B** pour atteindre la température de **93 °C**, avant d'être alimenté dans la colonne **T-301** par la vanne **LIC 102**.

Le rebouilleur **H-301** de la colonne, est un four équipé de brûleurs qui utilisent le gaz naturel comme gaz combustible à une température de **119 °C** pour évaporer l'eau dans le glycol hydraté.

Le glycol hydraté qui rentre à la colonne **T-301**, passe par le garnissage, où une partie de l'eau est vaporisée, Le liquide DEG régénéré qui sort du **H-301** est refroidie dans l'échangeur chaud **E302 A/B**, et une partie de son énergie est récupéré par le DEG hydraté (entrant dans la colonne) dans le coté calandre, à une température de **119 °C**. Et passe encore une fois par un autre échangeur froid **E301** et sort à une température de **49 °C**.

Le DEG régénéré (**86%**) est aspiré par la pompe **P-301A/B** du fond de la colonne **T-301** et refroidi dans l'aéroréfrigérant **E-215** ce débit contrôlé par la vanne **LV 301**, puis stocké dans le bac de stockage du glycol régénéré **S-202**.

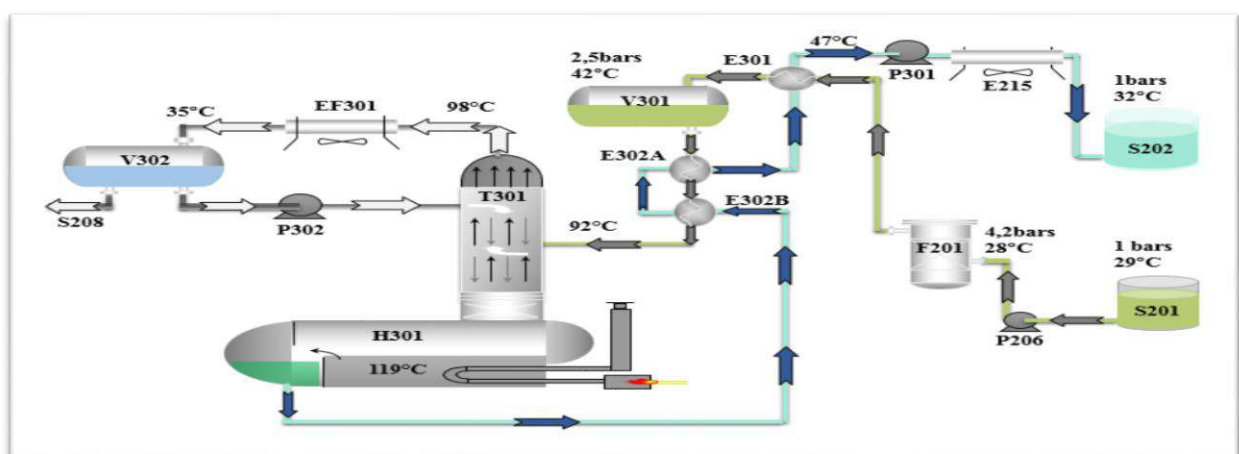


Figure II.3 : Schéma présente l'unité de régénération de glycol

II.3. Les Méthodes de calcul

Dans ce chapitre, nous allons illustrer la méthode de calcul du débit d'injection du DEG dans les échangeurs, nous nous basons sur un circuit entre les deux ballons V202 et V204 comme elle est montrée dans la figure II.3, pour cela nous allons déterminer :

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

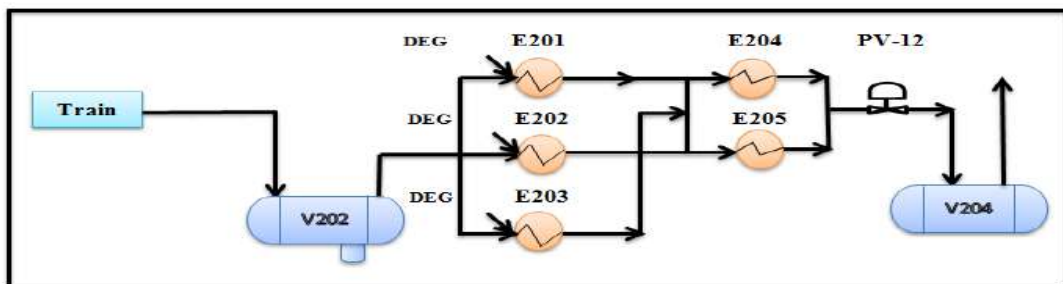


Figure II.4 : L'injection du glycol.

II.3.1. Température de formation des hydrates :

La température de formation d'hydrates (TFH) est l'une des critères les plus importants dans le calcul de la déshydratation car au-dessous de cette température il y a risque de formation des hydrates. Pour calculer cette température on dispose de plusieurs méthodes dont la plus répandue est celle de Katz.

II.3.1.1. Méthodes de Katz :

Cette méthode est un ensemble des courbes (Abaque 1) donnant la TFH en fonction de la densité du gaz d'alimentation et la pression de service. L'application pratique de cette méthode est basée sur la très faible teneur en H_2S et CO_2 , tel est le cas de gaz naturel de Hassi R'Mel.

II.3.2. Quantité d'eau dans le gaz naturel :

Les méthodes utilisées pour estimer la teneur en eau à saturation des gaz naturels :

- Lorsque la concentration molaire des composants acides (CO_2 , H_2S) dans le gaz est faible (<5%) comme c'est le cas à Hassi R'Mel, nous pouvons utiliser la méthode graphique directement.
- Des corrections s'imposent dès que la concentration molaire des constituants acides dépasse 5% on utilise la méthode de Campbell.

II.3.2.1. Méthode graphique (l'abaque de Mcketta) :

Le diagramme de Mcketta (abaque 2) est basé sur des données expérimentales. Il permet d'estimer la teneur en eau d'un gaz saturé en humidité, en fonction de la pression et de la température.

II.3.3. Quantité d'eau à éliminé :

Si l'eau est présente, la quantité d'eau à éliminer sera calculée par l'équation suivante :

$$q_{\text{eau}} = W_{\text{H}_2\text{O}(V202)} - W_{\text{H}_2\text{O}(V204)} \quad \text{II. 1}$$

Avec :

q_{eau} : Quantité d'eau à éliminer.

$W_{\text{H}_2\text{O}(V202)}$: Teneur en eau des vapeurs sortant du ballon V202.

$W_{\text{H}_2\text{O}(V204)}$: Teneur en eau des vapeurs sortant du ballon froid V204.

II.3.4. Concentration minimale de DEG hydraté :

La concentration minimale du glycol hydraté peut être déterminée à partir de l'équation de Hammerschmidt's :

$$C_{\text{min}} = \frac{M \times \Delta T}{(M \times \Delta T) + K} \times 100 \quad \text{II. 2}$$

Avec :

C_{min} : Concentration minimal du DEG hydraté (% massique).

M : Masse molaire du DEG 106,12 g/mole.

K : Constante du DEG 2428.

ΔT : L'abaissement de la température d'apparition des hydrates, c'est la différence entre la température de formation des hydrates et la température minimale de service.

Avec :

$$\Delta T = \text{TFH} - T_s + 2 \quad \text{II. 3}$$

La formule d'Hammerschmidt's permet d'estimer la concentration requise en inhibiteur dans la phase aqueuse liquide pour empêcher la formation d'hydrates.

II.3.5. Débit d'injection :

Le débit d'injection du glycol est calculé à partir d'un bilan de matière :



Figure II.5 : Bilan de matière du glycol.

$$X_1 = \frac{m_g}{m_g + m_{eau}} \quad \text{II. 4}$$

$$X_2 = \frac{m_g}{m_g + m_{eau} + q_{eau}} \quad \text{II. 5}$$

m_g : Quantité du glycol pur.

m_{eau} : Quantité du liquide contenue dans le DEG avant l'injection.

q_{eau} : Quantité de l'eau à éliminer.

Le bilan de matière est par rapport à :

$$\text{Eau : } q_{eau} + (1 - X_1) F = (1 - X_2) F_H \quad \text{II. 6}$$

$$\text{Glycol : } X_1 \times F = X_2 \times F_H \quad \text{II. 7}$$

Avec : F : Quantité de DEG injectée.

F_H : Quantité de DEG hydratée.

X_1 : Concentration massique de DEG injectée.

X_2 : Concentration massique de DEG hydratée.

La quantité du DEG pour absorber 1kg d'eau présente dans le gaz naturel :

$$F = \frac{X_2}{X_1 - X_2} \quad \text{II. 8}$$

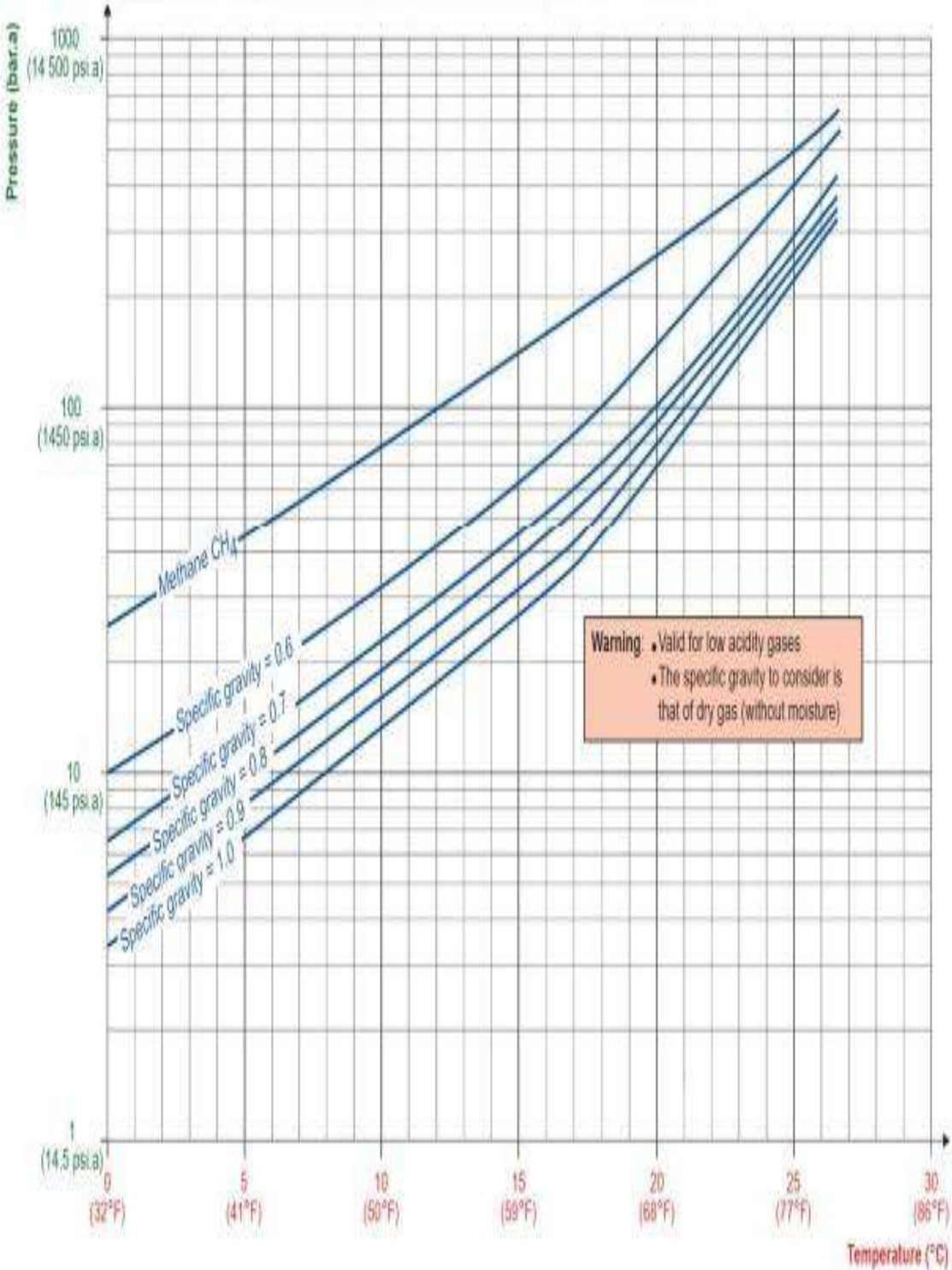
$$\text{et } F_H = \frac{X_1}{X_1 - X_2} \quad \text{II. 9}$$

$$Q_{inj} = q_{eau} \times F \quad \text{II. 10}$$

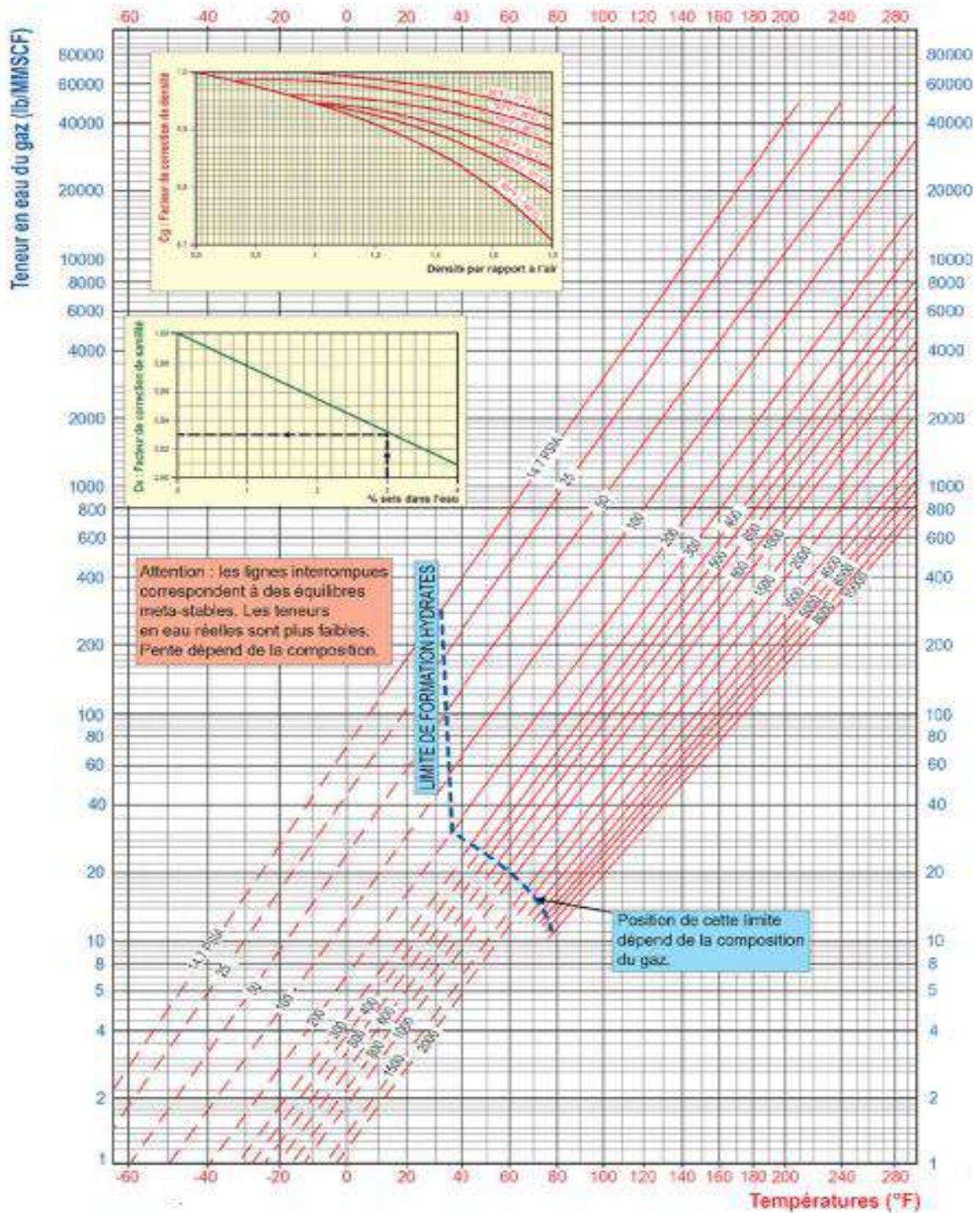
Avec : Q_{inj} : Débit du glycol injecté (kg/h).

Q_{eau} : Débit de l'eau (kg/h).

Abaque 1 : Méthode graphique de KATZ pour la prédiction de température de formation des hydrates. (Parti calculé)



Abaque 2 : Diagramme de MEKETTA. (Partie calcul)



CHAPITRE III :
RESULTATS ET DISCUSSIONS
PARTIE A

III.1. Les paramètres de déshydratation :**III.1.A 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 dans le cas actuel (partie A).

Numéro de courant	V202(I)	V202(II)	V202(III)	V202(IV)	V204
Pression (bars)	90	95	100	105	78
Température (C°)	60	60	60	60	-18
Poids moléculaires (g/mol)	20,62	20,62	20,62	20,62	18,89

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 naturel venant du ballon V202 dans le cas actuel.

i	Constituants	Mi (g/mol)	Composition molaire (y _i)	Y _i × Mi (g/mol)
1	N ₂	28,014	0,05473	1,53321
2	CO ₂	44,01	0,00181	0,07966
3	C ₁	16,043	0,81501	13,07521
4	C ₂	30,07	0,07145	2,14850
5	C ₃	44,097	0,02317	1,02173
6	i-C ₄	58,124	0,00442	0,25691
7	n-C ₄	58,124	0,00699	0,40629
8	i-C ₅	72,151	0,00235	0,16955
9	n-C ₅	72,151	0,00312	0,22511
10	C ₆	86,178	0,00378	0,32575
11	C ₇	96	0,00574	0,55104
12	C ₈	107	0,00550	0,58850
13	C ₉	121	0,00155	0,18755
14	C ₁₀	134	0,00022	0,02948
15	C ₁₁	147	0,00008	0,01176
16	C ₁₂	161	0,00006	0,00966
17	C ₁₃	175	0,00002	0,00350
/	Total	-	1	20,62

Tableau III.3 : La composition du gaz naturel venant du ballon V204 dans le cas actuel.

i	Constituants	Mi (g/mol)	Composition molaire (y _i)	Y _i × Mi (g/mol)
1	N ₂	28,014	0,0568	1,59120
2	CO ₂	44,010	0,0021	0,09242
3	C ₁	16,043	0,8368	13,42478
4	C ₂	30,070	0,0739	2,22217
5	C ₃	44,097	0,0196	0,86430
6	i-C ₄	58,124	0,0029	0,16856
7	n-C ₄	58,124	0,0046	0,26737
8	i-C ₅	72,151	0,0010	0,07215
9	n-C ₅	72,151	0,0011	0,07937
10	C ₆	86,178	0,0012	0,10341
/	Total	-	1	18,89

- Calcul de la densité du gaz venant du ballon V202 :

Nous avons :

$$y_i = \frac{\text{débit molaire de chaque constutians}}{\sum_{i=1}^{17} \text{débit molaire}}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} d = \frac{M_{\text{gaz}}}{M_{\text{air}}} \longrightarrow d = \frac{\sum_{i=1}^{17} M_i \times y_i}{28,97} \\ M_{\text{air}} = 28,97 \text{ g/mol} \\ M_{\text{gaz}} = \sum_{i=1}^{17} M_i \times y_i = 20,62 \text{ g/mol} \\ d = \frac{20,62}{28,97} \longrightarrow d_{\text{gaz}} = 0,712 \end{array} \right.$$

- Calcul de la densité du gaz venant du ballon V204 :

Nous avons :

$$y_i = \frac{\text{débit molaire de chaque constutians}}{\sum_{i=1}^{10} \text{débit molaire}}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} d = \frac{M_{\text{gaz}}}{M_{\text{air}}} \longrightarrow d = \frac{\sum_{i=1}^{10} M_i \times y_i}{28,97} \\ M_{\text{air}} = 28,97 \text{ g/mol} \\ M_{\text{gaz}} = \sum_{i=1}^{10} M_i \times y_i = 18,89 \text{ g/mol} \\ d = \frac{18,89}{28,97} \longrightarrow d_{\text{gaz}} = 0,652 \end{array} \right.$$

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

✚ TFH des vapeurs venant du ballon V202 :

Les paramètres d'exploitation :

- 1^{ere} cas : P= 90 bars, T= 60°C

A partir de l'abaque 1 donné :

$$\text{À } P_s=90 \text{ bars} \longrightarrow \begin{cases} T_1= 19,4^\circ\text{C} \longrightarrow d_1= 0,7 \\ \text{TFH}= ? \longrightarrow d = 0,712 \\ T_2= 20^\circ\text{C} \longrightarrow d_2= 0,8 \end{cases}$$

Les résultats sont obtenus par interpolation linéaire :

$$\begin{cases} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 20 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 20 - 19,4 = 0,6^\circ\text{C} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta d_1 = d_2 - d = 0,8 - 0,712 = 0,088 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0,8 - 0,7 = 0,1 \end{cases}$$

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

$$\Delta T_1 = \frac{0,6 \times 0,088}{0,1} = 0,528^\circ\text{C} \quad \text{TFH} = T_2 - \Delta T_1 = 20 - 0,528 = 19,472^\circ\text{C}$$

TFH = 19,472°C = 67,0496°F

- 2^{ème} cas : P= 95 bars, T= 60°C

A partir de l'abaque 1 donné en :

$$\text{À } P_s=95 \text{ bars} \longrightarrow \begin{cases} T_1= 19,6^\circ\text{C} \longrightarrow d_1= 0,7 \\ \text{TFH}= ? \longrightarrow d = 0,712 \\ T_2= 20,2^\circ\text{C} \longrightarrow d_2= 0,8 \end{cases}$$

Les résultats sont obtenus par interpolation linéaire :

$$\begin{cases} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 20,2 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 20,2 - 19,6 = 0,6^\circ\text{C} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta d_1 = d_2 - d = 0,8 - 0,712 = 0,088 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0,8 - 0,7 = 0,1 \end{cases}$$

&

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

$$\Delta T_1 = \frac{0,6 \times 0,088}{0,1} = 0,528^\circ\text{C} \quad \text{TFH} = T_2 - \Delta T_1 = 20,2 - 0,528 = 19,672^\circ\text{C}$$

$$\boxed{\text{TFH} = 19,672^{\circ}\text{C} = 67,4096^{\circ}\text{F}}$$

- 3^{ème} cas : P= 100 bars, T= 60°C

A partir de l'abaque 1 donné en :

$$\text{À } P_s=100 \text{ bars} \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} T_1= 19,9^{\circ}\text{C} \longrightarrow d_1= 0,7 \\ \text{TFH}= ? \longrightarrow d = 0,712 \\ T_2= 20,5^{\circ}\text{C} \longrightarrow d_2= 0,8 \end{array} \right.$$

Les résultats sont obtenus par interpolation linéaire :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 20,5 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 20,5 - 19,9 = 0,6^{\circ}\text{C} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta d_1 = d_2 - d = 0,8 - 0,712 = 0,088 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0,8 - 0,7 = 0,1 \end{array} \right.$$

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

$$\Delta T_1 = \frac{0,6 \times 0,088}{0,1} = 0,528^{\circ}\text{C} \quad \text{TFH} = T_2 - \Delta T_1 = 20,5 - 0,528 = 19,972^{\circ}\text{C}$$

$$\boxed{\text{TFH} = 19,972^{\circ}\text{C} = 67,9496^{\circ}\text{F}}$$

- 4^{ème} cas : P= 105 bars, T= 60°C

A partir de l'abaque 1 donné en :

$$\text{À } P_s=105 \text{ bars} \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} T_1= 20,1^{\circ}\text{C} \longrightarrow d_1= 0,7 \\ \text{TFH}= ? \longrightarrow d = 0,712 \\ T_2= 20,7^{\circ}\text{C} \longrightarrow d_2= 0,8 \end{array} \right.$$

Les résultats sont obtenus par interpolation linéaire :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 20,7 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 20,7 - 20,1 = 0,6^{\circ}\text{C} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta d_1 = d_2 - d = 0,8 - 0,712 = 0,088 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0,8 - 0,7 = 0,1 \end{array} \right.$$

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

$$\Delta T_1 = \frac{0,6 \times 0,088}{0,1} = 0,528^{\circ}\text{C} \quad \text{TFH} = T_2 - \Delta T_1 = 20,7 - 0,528 = 20,172^{\circ}\text{C}$$

$$\boxed{\text{TFH} = 20,172^{\circ}\text{C} = 68,3096^{\circ}\text{F}}$$

THF des vapeurs venant du ballon V204 :

Les paramètres d'exploitation :

$$\begin{cases} P_s = 78 \text{ bar} \\ d = 0,652 \end{cases}$$

A partir de l'abaque 1 donné :

$$\text{À } P_s = 78 \text{ bars} \longrightarrow \begin{cases} T_1 = 16,5^\circ\text{C} \longrightarrow d_1 = 0,6 \\ \text{TFH} = ? \longrightarrow d = 0,652 \\ T_2 = 18,4^\circ\text{C} \longrightarrow d_2 = 0,7 \end{cases}$$

Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta T_1 = T_2 - \text{TFH} = 18,4 - \text{TFH} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 18,4 - 16,5 = 1,9^\circ\text{C} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta d_1 = d_2 - d = 0,7 - 0,652 = 0,048 \\ \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0,7 - 0,6 = 0,1 \end{cases}$$

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

$$\Delta T_1 = \frac{1,9 \times 0,048}{0,1} = 0,912^\circ\text{C} \quad \text{TFH} = T_2 - \Delta T_1 = 18,4 - 0,912 = 17,488^\circ\text{C}$$

TFH = 17,488°C = 63,4784°F

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau III.4 suivant :

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

Circuit du gaz traité	Densité	Pression (bars)	Température de service (°C)	TFH (°C)
V202 (I)	0,712	90	60	19,472
V202 (II)	0,712	95	60	19,672
V202 (III)	0,712	100	60	19,972
V202 (IV)	0,712	105	60	20,172
V204	0,652	78	-18	17,488

D'après les résultats obtenus dans ce tableau, nous constatons que les températures de formation d'hydrates dans le gaz naturel augmentent avec l'augmentation de pressions et elles sont supérieures aux températures de services des équipements, donc l'injection du DEG s'avère obligatoire, si non les hydrates se formeraient facilement.

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

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

- 1^{ere} cas : P= 90 bars, T= 60°C

$$\begin{cases} P_s = 90 \text{ bars} = 1305 \text{ psia} \\ T_s = 60 \text{ °C} = 140 \text{ °F} \end{cases}$$

A partir de l'abaque 2 :

$$\text{À } T_s = 140 \text{ °F} \longrightarrow \begin{cases} W_1 = 170 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_1 = 1000 \text{ psia} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow P_s = 1305 \text{ psia} \\ W_2 = 130 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_2 = 1500 \text{ psia} \end{cases}$$

Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 130 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 130 - 170 = -40 \text{ lb/MMSCf} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta P_1 = P_2 - P_s = 1500 - 1305 = 195 \text{ psia} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1500 - 1000 = 500 \text{ psia} \end{cases}$$

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

$$\Delta W_1 = \frac{-40 \times 195}{500} = -15,6 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 130 + 15,6$$

$$\boxed{W_{H_2O} = 145,6 \text{ lb/MMSCf} = 1,866 \text{ g/Sm}^3}$$

- 2^{ème} cas : P= 95 bars, T= 60°C

$$\begin{cases} P_s = 95 \text{ bars} = 1377,5 \text{ psia} \\ T_s = 60 \text{ °C} = 140 \text{ °F} \end{cases}$$

$$\text{À } T_s = 140 \text{ °F} \longrightarrow \begin{cases} W_1 = 170 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_1 = 1000 \text{ psia} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow P_s = 1377,5 \text{ psia} \\ W_2 = 130 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_2 = 1500 \text{ psia} \end{cases}$$

Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 130 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 130 - 170 = -40 \text{ lb/MMSCf} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta P_1 = P_2 - P_s = 1500 - 1377,5 = 122,5 \text{ psia} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1500 - 1000 = 500 \text{ psia} \end{cases}$$

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

$$\Delta W_1 = \frac{-40 \times 122,5}{500} = -9,8 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 130 + 9,8$$

$$\boxed{W_{H_2O} = 139,8 \text{ lb/MMSCf} = 1,792 \text{ g/Sm}^3}$$

- 3^{ème} cas : P= 100 bars, T= 60°C

$$\begin{cases} P_s = 100 \text{ bars} = 1450 \text{ psia} \\ T_s = 60 \text{ }^\circ\text{C} = 140 \text{ }^\circ\text{F} \end{cases}$$

À $T_s = 140 \text{ }^\circ\text{F}$ \longrightarrow $\begin{cases} W_1 = 170 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_1 = 1000 \text{ psia} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow P_s = 1450 \text{ psia} \\ W_2 = 130 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_2 = 1500 \text{ psia} \end{cases}$

Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 130 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 130 - 170 = -40 \text{ lb/MMSCf} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta P_1 = P_2 - P_s = 1500 - 1450 = 50 \text{ psia} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1500 - 1000 = 500 \text{ psia} \end{cases}$$

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

$$\Delta W_1 = \frac{-40 \times 50}{500} = -4 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 130 + 4$$

$$\boxed{W_{H_2O} = 134 \text{ lb/MMSCf} = 1,717 \text{ g/Sm}^3}$$

- 4^{ème} cas : P= 105 bars, T= 60°C

$$\begin{cases} P_s = 105 \text{ bars} = 1522,5 \text{ psia} \\ T_s = 60 \text{ }^\circ\text{C} = 140 \text{ }^\circ\text{F} \end{cases}$$

À $T_s = 140 \text{ }^\circ\text{F}$ \longrightarrow $\begin{cases} W_1 = 130 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_1 = 1500 \text{ psia} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow P_s = 1522,5 \text{ psia} \\ W_2 = 110 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_2 = 2000 \text{ psia} \end{cases}$

Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 110 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 110 - 130 = -20 \text{ lb/MMSCf} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta P_1 = P_2 - P_s = 2000 - 1522,5 = 477,5 \text{ psia} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 2000 - 1500 = 500 \text{ psia} \end{cases}$$

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

$$\Delta W_1 = \frac{-20 \times 477,5}{500} = -19,1 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 110 + 19,1$$

$$\boxed{W_{H_2O} = 129,1 \text{ lb/MMSCf} = 1,655 \text{ g/Sm}^3}$$

✚ La quantité d'eau dans le gaz venant du ballon V204 :

$$\begin{cases} P_s = 78 \text{ bars} = 1131 \text{ psia} \\ T_s = -18 \text{ }^\circ\text{C} = -0,4 \text{ }^\circ\text{F} \end{cases}$$

A partir de l'abaque 2 :

$$\text{À } T_s = -0,4 \text{ }^\circ\text{F} \longrightarrow \begin{cases} W_1 = 1,9 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_1 = 1000 \text{ psia} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow P_s = 1131 \text{ psia} \\ W_2 = 1,4 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow P_2 = 1500 \text{ psia} \end{cases}$$

Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 1,4 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 1,4 - 1,9 = -0,5 \text{ lb/MMSCf} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta P_1 = P_2 - P_s = 1500 - 1131 = 369 \text{ psia} \\ \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1500 - 1000 = 500 \text{ psia} \end{cases}$$

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

$$\Delta W_1 = \frac{-0,5 \times 369}{500} = -0,369 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 1,4 + 0,369$$

$$\boxed{W_{H_2O} = 1,769 \text{ lb/MMSCf} = 0,022 \text{ g/Sm}^3}$$

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

D'après l'équation II.2, nous calculons :

- **1^{ere} cas : P= 90 bars, T= 60°C**

$$q_{\text{eau}} = W_{H_2O \text{ V202}(90 \text{ bars})} - W_{H_2O \text{ V204}}$$

$$\text{D'où : } q_{\text{eau}} = 1,866 - 0,022$$

$$q_{\text{eau}} = 1,844 \text{ g/Sm}^3 = 1,844 \times 10^{-3} \text{ kg/Sm}^3$$

- Calcul du débit horaire total (pour les trois trains) :

$$Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} \times V$$

V. 1

Avec : V : débit de gaz.

Débit du gaz totale / jour = 60 millions standards m³/j.

Débit du gaz totale / heure = 60 millions / 24 = 2,5 × 10⁶ Sm³/h.

$$Q_{\text{eau}} = 1,844 \times 10^{-3} \times 2,5 \times 10^6 \longrightarrow \boxed{Q_{\text{eau}} = 4610 \text{ kg/h}}$$

- 2^{ème} cas : P= 95 bars, T= 60°C

$$q_{\text{eau}} = W_{\text{H}_2\text{O}} v_{202(95 \text{ bars})} - W_{\text{H}_2\text{O}} v_{204}$$

D'où : $q_{\text{eau}} = 1,792 - 0,022$

$$q_{\text{eau}} = 1,77 \text{ g/Sm}^3 = 1,77 \times 10^{-3} \text{ kg/Sm}^3$$

• Calcul du débit horaire total (pour les trois trains) :

$$Q_{\text{eau}} = 1,77 \times 10^{-3} \times 2,5 \times 10^6 \longrightarrow \boxed{Q_{\text{eau}} = 4425 \text{ kg/h}}$$

- 3^{ème} cas : P= 100 bars, T= 60°C

$$q_{\text{eau}} = W_{\text{H}_2\text{O}} v_{202(100 \text{ bars})} - W_{\text{H}_2\text{O}} v_{204}$$

D'où : $q_{\text{eau}} = 1,717 - 0,022$

$$q_{\text{eau}} = 1,695 \text{ g/Sm}^3 = 1,695 \times 10^{-3} \text{ kg/Sm}^3$$

• Calcul du débit horaire total (pour les trois trains) :

$$Q_{\text{eau}} = 1,695 \times 10^{-3} \times 2,5 \times 10^6 \longrightarrow \boxed{Q_{\text{eau}} = 4237,5 \text{ kg/h}}$$

- 4^{ème} cas : P= 105 bars, T= 60°C

$$q_{\text{eau}} = W_{\text{H}_2\text{O}} v_{202(105 \text{ bars})} - W_{\text{H}_2\text{O}} v_{204}$$

D'où : $q_{\text{eau}} = 1,655 - 0,022$

$$q_{\text{eau}} = 1,633 \text{ g/Sm}^3 = 1,633 \times 10^{-3} \text{ kg/Sm}^3$$

• Calcul du débit horaire total (pour les trois trains) :

$$Q_{\text{eau}} = 1,633 \times 10^{-3} \times 2,5 \times 10^6 \longrightarrow \boxed{Q_{\text{eau}} = 4082,5 \text{ kg/h}}$$

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau III.5.

Tableau III.5 : Le bilan des résultats de la quantité d'eau à éliminer.

Circuit du gaz traité	Pression (bars)	Q _{eau} (kg/h)
V202 (I)	90	4610
V202 (II)	95	4425
V202 (III)	100	4237,5
V202 (IV)	105	4082,5

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

D'après les équations III.3 et III.4, nous calculons :

- 1^{ère} cas : P= 90 bars, T= 60°C

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{TFH} = 67,0496^\circ\text{F} \\ \text{T}_s = -18^\circ\text{C} = -0,4^\circ\text{F} \end{array} \right. \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} \Delta\text{T} = 67,0496 + 0,4 + 2 \\ \Delta\text{T} = 69,4496^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

$$C_{\min} = \frac{106,12 \times 69,4496}{(106,12 \times 69,4496) + 2428} \times 100 \quad \text{donc} \quad C_{\min} = 75,22 \%$$

- 2^{ème} cas : P= 95 bars, T= 60°C

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{TFH} = 67,4096^\circ\text{F} \\ \text{T}_s = -18^\circ\text{C} = -0,4^\circ\text{F} \end{array} \right. \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} \Delta\text{T} = 67,4096 + 0,4 + 2 \\ \Delta\text{T} = 69,8096^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

$$C_{\min} = \frac{106,12 \times 69,8096}{(106,12 \times 69,8096) + 2428} \times 100 \quad \text{donc} \quad C_{\min} = 75,31 \%$$

- 3^{ème} cas : P= 100 bars, T= 60°C

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{TFH} = 67,9496^\circ\text{F} \\ \text{T}_s = -18^\circ\text{C} = -0,4^\circ\text{F} \end{array} \right. \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} \Delta\text{T} = 67,9496 + 0,4 + 2 \\ \Delta\text{T} = 70,3496^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

$$C_{\min} = \frac{106,12 \times 70,3496}{(106,12 \times 70,3496) + 2428} \times 100 \quad \text{donc} \quad C_{\min} = 75,46 \%$$

- 4^{ème} cas : P= 105 bars, T= 60°C

$$\left\{ \begin{array}{l} TFH= 68,3096^{\circ}F \\ T_S= -18^{\circ}C= -0,4^{\circ}F \end{array} \right. \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} \Delta T= 68,3096 +0,4+2 \\ \Delta T= 70,7096^{\circ}F \end{array} \right.$$

$$C_{\min} = \frac{106,12 \times 70,7096}{(106,12 \times 70,7096) + 2428} \times 100 \quad \text{donc} \quad C_{\min} = 75,55 \%$$

Les valeurs sont acceptables parce qu'elles sont situées en dehors de la zone de cristallisation de DEG

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

- 1^{ère} cas : P= 90 bars, T= 60°C

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

D'après l'équation II.9 :

$$\text{Avec : } \left\{ \begin{array}{l} X_1 = 85\% \\ X_2 = 75,22\% \end{array} \right.$$

$$\text{D'où } F = \frac{75,22}{85-75,22} = 7,691 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

- **Calcul du débit d'injection horaire**

$$\text{Nous avons III.11 } \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 4610 \text{ kg/h} \\ F = 7,691 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}} \\ \text{Masse volumique du DEG à } 20^{\circ}C = 1118 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection totale } \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 4610 \times 7,691 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 35455,51 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 35455,51/1118 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 31,713 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection par train } \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 31,713/3 \text{ train} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 10,571 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

- **2^{ème} cas** : P= 95 bars, T= 60°C

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

D'après l'équation II.9 :

$$\text{Avec : } \begin{cases} X_1 = 85\% \\ X_2 = 75,31\% \end{cases}$$

$$\text{D'où } F = \frac{75,31}{85-75,31} = 7,772 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

• **Calcul du débit d'injection horaire :**

$$\text{Nous avons IV.11 } \begin{cases} Q_{\text{eau}} = 4425 \text{ kg/h} \\ F = 7,772 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}} \\ \text{Masse volumique du DEG à } 20^\circ\text{C} = 1118 \text{ kg/m}^3 \end{cases}$$

$$\text{Débit d'injection total } \begin{cases} Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 4425 \times 7,772 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 34391,1 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 34391,1/1118 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 30,761 \text{ m}^3/\text{h} \end{cases}$$

$$\text{Débit d'injection par train } \begin{cases} Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 30,761/3 \text{ train} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 10,253 \text{ m}^3/\text{h} \end{cases}$$

- **3^{ème} cas** : P= 100 bars, T= 60°C

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

D'après l'équation II.9 :

$$\text{Avec : } \begin{cases} X_1 = 85\% \\ X_2 = 75,46\% \end{cases}$$

$$\text{D'où } F = \frac{75,46}{85-75,46} = 7,91 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

- Calcul du débit d'injection horaire :

$$\text{Nous avons IV.11} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 4237,5 \text{ kg/h} \\ F = 7,91 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}} \\ \text{Masse volumique du DEG à } 20^{\circ}\text{C} = 1118 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection total} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 4237,5 \times 7,91 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 33518,625 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 33518,625/1118 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 29,980 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection par train} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 29,980/3 \text{ train} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 10 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

- 4^{ème} cas : P= 105 bars, T= 60°C

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

D'après l'équation II.9 :

$$\text{Avec :} \left\{ \begin{array}{l} X_1 = 85\% \\ X_2 = 75,55\% \end{array} \right.$$

$$\text{D'où } F = \frac{75,55}{85-75,55} = 7,994 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

- Calcul du débit d'injection horaire :

$$\text{Nous avons III.11} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 4082,5 \text{ kg/h} \\ F = 7,994 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}} \\ \text{Masse volumique du DEG à } 20^{\circ}\text{C} = 1118 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection total} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 4082,5 \times 7,994 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 32635,505 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 32635,505/1118 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 29,190 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection par train} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 29,190/3 \text{ train} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 9,730 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

III.1.A.6 Effet de la pression amont sur le débit d'injection de DEG :

Il y a lieu de souligner que le déclin de la pression en amont du module «1» en fonction du temps a nécessité l'utilisation d'une unité de Boosting pour comprimer le gaz avant de l'injecter dans les trains de traitement.

Pour un bon fonctionnement du module «1», la pression amont minimale est fixée à 100 bars. Vu que les variations de la pression amont sont envisageables dans un intervalle, il nous a paru intéressant d'étudier l'effet de la pression amont sur le débit d'injection de la solution de glycol.

Pour concrétiser cela, on a fait varier la pression en amont du module «1» dans l'intervalle allant de 90 bars jusqu'à 105 bars (Voir tableau V.6).

Tableau III.6 : Variation du débit d'injection de DEG en fonction de la pression amont.

Pression (bars)	90	95	100	105
Débit total de DEG injecté (m ³ /h)	31,713	30,761	29,980	29,190

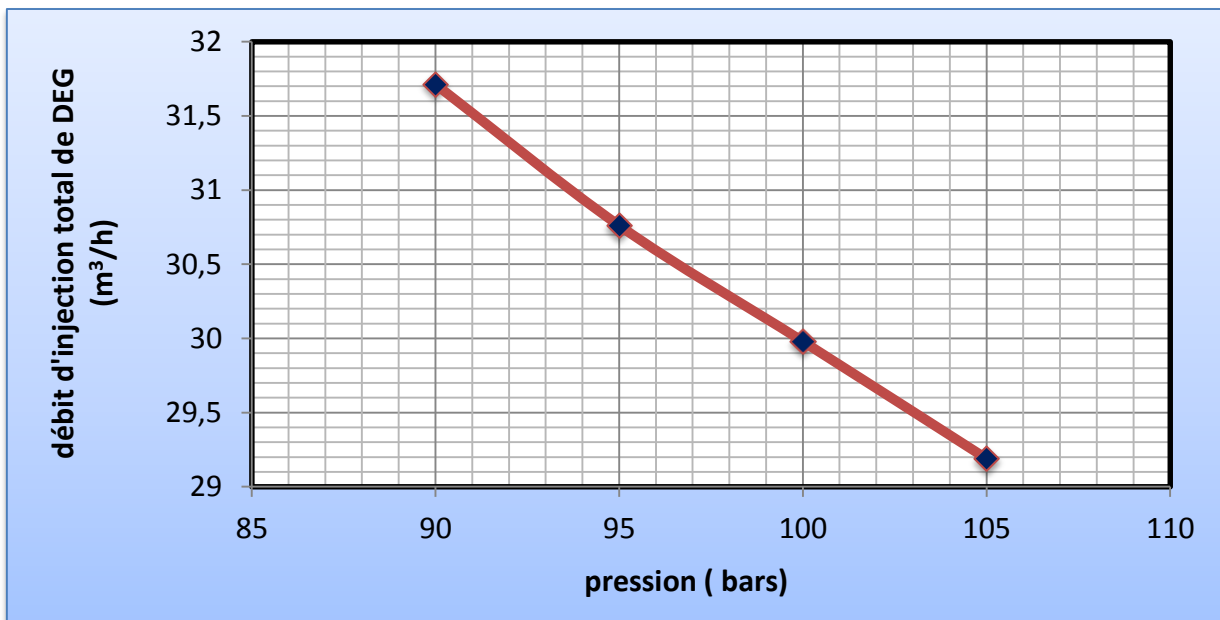


Figure III.1 : Effet de la pression amont sur le débit d'injection de la solution de DEG.

En se référant à la figure V.1 et tableau V.6 précédentes, on peut remarquer que l'augmentation du débit d'injection de la solution de DEG est inversement proportionnelle à la pression amont. En effet, une pression de 90 bars nécessite un débit d'injection de 31,713 m³/h alors que ce débit peut atteindre la valeur de 29,190 m³/h pour une pression amont de 105 bars.

En règle générale, l'augmentation de la pression amont entraîne une diminution de la teneur en eau dans le gaz à saturation (**W_{H2O}**) et cela conduit à une plus faible consommation de DEG injecté.

CHAPITRE III :
RESULTATS ET DISCUSSIONS
PARTIE B

III.1.B effet de la variation de température

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

- Données de départ :

Tableau III.7 : Les paramètres d’exploitation dans le cas actuel (partie B).

Numéro de courant	V202(I)	V202(II)	V202(III)	V202(IV)	V204
Pression (bars)	100	100	100	100	78
Temperature (C°)	58	60	62	64	-18
Poids moléculaires (g/mol)	20,62	20,62	20,62	20,62	18,89

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

La température de formation des hydrates ne varie pas avec la variation de la température de service et les résultats sont donnés par le tableau V.8 suivant.

Tableau III.8 : Le bilan des résultats de la TFH.

Circuit du gaz traité	Densité	Pression (bars)	Température de service (°C)	TFH (°C)
V202 (I)	0,712	100	58	19,972
V202 (II)	0,712	100	60	19,972
V202 (III)	0,712	100	62	19,972
V202 (IV)	0,712	100	64	19,972
V204	0,652	78	-18	17,488

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^{ere} cas : P= 100 bars, T= 58°C

$$\begin{cases} P_s = 100 \text{ bars} = 1450 \text{ psia} \\ T_s = 58 \text{ °C} = 136,4 \text{ °F} \end{cases}$$

A partir de l’abaque 2 :

$$\text{À } P_s = 1450 \text{ psia} \longrightarrow \begin{cases} W_1 = 82 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_1 = 120 \text{ °F} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow T_s = 136,4 \text{ °F} \\ W_2 = 134 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_2 = 140 \text{ °F} \end{cases}$$

Nous trouvons :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 134 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 134 - 82 = 52 \text{ lb/MMSCf} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta T_1 = T_2 - T_s = 140 - 136,4 = 3,6 \text{ }^\circ\text{F} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 140 - 120 = 20 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

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

$$\Delta W_1 = \frac{52 \times 3,6}{20} = 9,36 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 134 - 9,36$$

$$\boxed{W_{H_2O} = 124,64 \text{ lb/MMSCf} = 1,597 \text{ g/Sm}^3}$$

- 2^{ème} cas : P= 100 bars, T= 60°C

$$\left\{ \begin{array}{l} P_s = 100 \text{ bars} = 1450 \text{ psia} \\ T_s = 60 \text{ }^\circ\text{C} = 140 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

Elle est calculée dans la partie A.

$$\boxed{W_{H_2O} = 134 \text{ lb/MMSCf} = 1,717 \text{ g/Sm}^3}$$

- 3^{ème} cas : P= 100 bars, T= 62°C

$$\left\{ \begin{array}{l} P_s = 100 \text{ bars} = 1450 \text{ psia} \\ T_s = 62 \text{ }^\circ\text{C} = 143,6 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

A partir de l'abaque 2 :

$$\text{À } P_s = 1450 \text{ psia} \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} W_1 = 134 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_1 = 140 \text{ }^\circ\text{F} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow T_s = 143,6 \text{ }^\circ\text{F} \\ W_2 = 223 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_2 = 160 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

Nous trouvons :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 223 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 223 - 134 = 89 \text{ lb/MMSCf} \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta T_1 = T_2 - T_s = 160 - 143,6 = 16,4 \text{ }^\circ\text{F} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 160 - 140 = 20 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

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

$$\Delta W_1 = \frac{89 \times 16,4}{20} = 72,98 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 223 - 72,98$$

$$\boxed{W_{H_2O} = 150,02 \text{ lb/MMSCf} = 1,923 \text{ g/Sm}^3}$$

- **4^{ème} cas** : P= 100 bars, T= 64°C

$$\begin{cases} P_s = 100 \text{ bars} = 1450 \text{ psia} \\ T_s = 64 \text{ °C} = 147,2 \text{ °F} \end{cases}$$

A partir de l'abaque de 2 :

À $P_s = 1450 \text{ psia}$ \longrightarrow $\begin{cases} W_1 = 134 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_1 = 140 \text{ °F} \\ W_{H_2O} = ? \longrightarrow T_s = 147,2 \text{ °F} \\ W_2 = 223 \text{ lb/MMSCf} \longrightarrow T_2 = 160 \text{ °F} \end{cases}$

Nous trouvons :

$$\begin{cases} \Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 223 - W_{H_2O} \\ \Delta W_2 = W_2 - W_1 = 223 - 134 = 89 \text{ lb/MMSCf} \end{cases} \quad \& \quad \begin{cases} \Delta T_1 = T_2 - T_s = 160 - 147,2 = 12,8 \text{ °F} \\ \Delta T_2 = T_2 - T_1 = 160 - 140 = 20 \text{ °F} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \Delta P_1 \longrightarrow \Delta W_1 \\ \Delta P_2 \longrightarrow \Delta W_2 \end{cases} \longrightarrow \Delta T_1 \Delta W_2 = \Delta T_2 \Delta W_1 \longrightarrow \Delta W_1 = \frac{\Delta W_2 \times \Delta T_1}{\Delta T_2}$$

$$\Delta W_1 = \frac{89 \times 12,8}{20} = 56,96 \text{ lb/MMSCf} \quad W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 223 - 56,96$$

$$\boxed{W_{H_2O} = 166,04 \text{ lb/MMSCf} = 2,128 \text{ g/Sm}^3}$$

✚ **La quantité d'eau dans le gaz venant du ballon V204 :**

$$\begin{cases} P_s = 78 \text{ bars} = 1131 \text{ psia} \\ T_s = -18 \text{ °C} = -0,4 \text{ °F} \end{cases}$$

Elle est calculée dans la partie A.

$$\boxed{W_{H_2O} = 1,769 \text{ lb/MMSCf} = 0,022 \text{ g/Sm}^3}$$

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

D'après l'équation II.2, nous calculons :

- **1^{ère} cas** : P= 100 bars, T= 58°C

$$q_{\text{eau}} = W_{H_2O} v_{202(58 \text{ °C})} - W_{H_2O} v_{204}$$

D'où : $q_{\text{eau}} = 1,597 - 0,022$

$$q_{\text{eau}} = 1,575 \text{ g/Sm}^3 = 1,575 \times 10^{-3} \text{ kg/Sm}^3$$

- Calcul du débit horaire total (pour les trois trains) :

$$Q_{\text{eau}} = 1,575 \times 10^{-3} \times 2,5 \times 10^6 \longrightarrow \boxed{Q_{\text{eau}} = 3937,5 \text{ kg/h}}$$

- 2^{ème} cas : P= 100 bars, T= 60°C

Elle est calculée dans la partie A.

$$\boxed{Q_{\text{eau}} = 4237,5 \text{ kg/h}}$$

- 3^{ème} cas : P= 100 bars, T= 62°C

$$q_{\text{eau}} = W_{\text{H}_2\text{O}} v_{202(62^\circ\text{C})} - W_{\text{H}_2\text{O}} v_{204}$$

$$\text{D'où : } q_{\text{eau}} = 1,923 - 0,022$$

$$q_{\text{eau}} = 1,901 \text{ g/Sm}^3 = 1,901 \times 10^{-3} \text{ kg/Sm}^3$$

- Calcul du débit horaire total (pour les trois trains) :

$$Q_{\text{eau}} = 1,901 \times 10^{-3} \times 2,5 \times 10^6 \longrightarrow \boxed{Q_{\text{eau}} = 4752,5 \text{ kg/h}}$$

- 4^{ème} cas : P= 100 bars, T= 64°C

$$q_{\text{eau}} = W_{\text{H}_2\text{O}} v_{202(64^\circ\text{C})} - W_{\text{H}_2\text{O}} v_{204}$$

$$\text{D'où : } q_{\text{eau}} = 2,128 - 0,022$$

$$q_{\text{eau}} = 2,106 \text{ g/Sm}^3 = 2,106 \times 10^{-3} \text{ kg/Sm}^3$$

- Calcul du débit horaire total (pour les trois trains) :

$$Q_{\text{eau}} = 2,106 \times 10^{-3} \times 2,5 \times 10^6 \longrightarrow \boxed{Q_{\text{eau}} = 5265 \text{ kg/h}}$$

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau V.9.

Tableau III.9 : Le bilan des résultats de la quantité d'eau à éliminer.

Circuit du gaz traité	Température(C°)	Q _{eau} (kg/h)
V202 (I)	58	3937,5
V202 (II)	60	4237,5
V202 (III)	62	4752,5
V202 (IV)	64	5265

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

La concentration minimale de DEG hydraté à 100 bars a été calculée d’après les équations III.3 et III.4 dans la partie A :

$$C_{\min} = 75,46 \%$$

III.1.B.5 Détermination de débit d’injection du DEG :

- **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 :

$$F = 7,91 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}}$$

- **Calcul du débit d’injection horaire :**

- **1^{ere} cas : P= 100 bars, T= 58°C**

Nous avons III.11

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 3937,5 \text{ kg/h} \\ F = 7,91 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}} \\ \text{Masse volumique du DEG à } 20^{\circ}\text{C} = 1118 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

Débit d’injection total

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 3937,5 \times 7,91 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 31145,625 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 31145,625/1118 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 27,858 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

Débit d’injection par train

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 27,858/3 \text{ train} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 9,286 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

- **2^{ème} cas : P= 100 bars, T= 60°C**

Elle est calculée dans la partie A.

Débit d’injection par train

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 29,980/3 \text{ train} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 10 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

- **3^{ème} cas : P= 100 bars, T= 62°C**

$$\text{Nous avons III.11} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 4752,5 \text{ kg/h} \\ F = 7,91 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}} \\ \text{Masse volumique du DEG à } 20^{\circ}\text{C} = 1118 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection total} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 4752,5 \times 7,91 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 37592,275 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 37592,275/1118 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 33,624 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection par train} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 33,624/3 \text{ train} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 11,028 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

- **4^{ème} cas : P= 100 bars, T= 64°C**

$$\text{Nous avons III.11} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{eau}} = 5265 \text{ kg/h} \\ F = 7,91 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{kg}_{\text{eau}} \\ \text{Masse volumique du DEG à } 20^{\circ}\text{C} = 1118 \text{ kg/m}^3 \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection total} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 5265 \times 7,91 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (massique)} = 41646,15 \text{ kg/h} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 41646,15/1118 \longrightarrow Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 37,250 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

$$\text{Débit d'injection par train} \left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 37,250/3 \text{ train} \\ Q_{\text{injection}} \text{ (volumique)} = 12,416 \text{ m}^3/\text{h} \end{array} \right.$$

III.B.1.6 Effet de la température amont sur le débit d'injection de DEG :

La compression du gaz au niveau de l'unité de Boosting s'accompagne d'une augmentation de température. Des aéroréfrigérants ont été installés en aval des compresseurs pour limiter cette augmentation de température à une valeur de 60°C.

Etant donné que la température en aval de l'unité de Boosting peut être limitée à une valeur plus grande ou bien plus faible que celle fixée actuellement, il nous a semblé intéressant d'étudier l'effet de la température en amont de l'unité de traitement sur le débit de glycol injecté.

Pour concrétiser cela, on a fait varier la température en amont du module «1» dans l'intervalle allant de 58°C jusqu'à 64°C tout en maintenant la pression amont à 100 bars.

Le tableau V.10 suivant indique 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.10 : 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)	58	60	62	64
Q _{H2O} globale (kg/h)	3937,5	4237,5	4752,5	5265
Débit total de DEG injecté (m ³ /h)	27,858	29,980	33,624	37,250

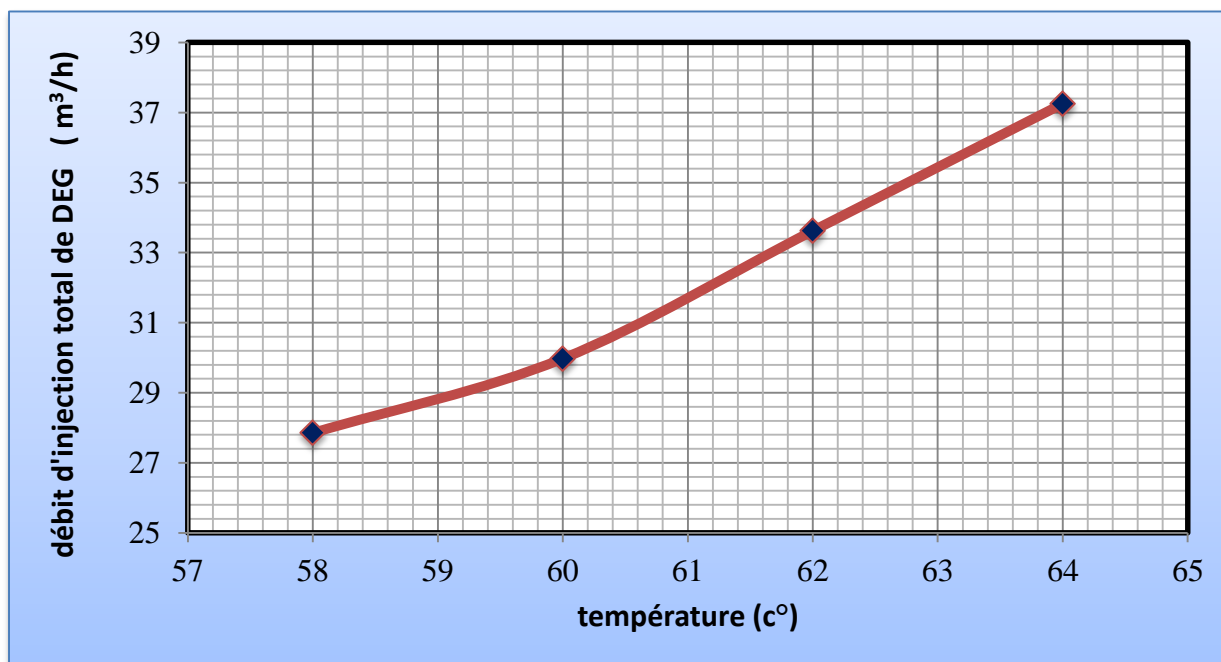


Figure III.2 : Variation du débit de DEG injecté en fonction de température amont.

En se référant à la Figure III.2, on constate que l'effet de la température amont sur le débit de DEG injecté est important et que l'augmentation de ce dernier est proportionnelle à l'augmentation de la température amont. En effet, le fait de diminuer la température amont de 64°C jusqu'à 58°C va conduire à une diminution du débit minimal de glycol injecté de 37,250 m³/h jusqu'à 27,858 m³/h.

**CONCLUSION GENERALE
ET
RECOMMENDATIONS**

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATION :

Cette étude nous a permis de montrer que l'utilisation du glycol est indispensable dans le circuit du traitement de gaz pour la déshydratation et l'élimination de l'eau afin d'empêcher la formation d'hydrates, ainsi nous avons entamé l'étude en faisant varier la pression et la température d'entrer. Pour montrer que l'augmentation de débit d'injection du DEG est inversement proportionnelle avec la pression. Sachant que la pression augmente, la teneur en eau d'un gaz naturel diminue ce qui nécessite un débit minimal du DEG, alors une augmentation de pression en amont est très importante. En cette période de stage, que je juge bénéfique, j'ai pu approfondir mes connaissances théoriques ainsi qu'enrichir mon savoir surtout dans le secteur industriel et pratique. 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.

On Recommande :

- L'augmentation de la température influe beaucoup sur le débit DEG injecté.

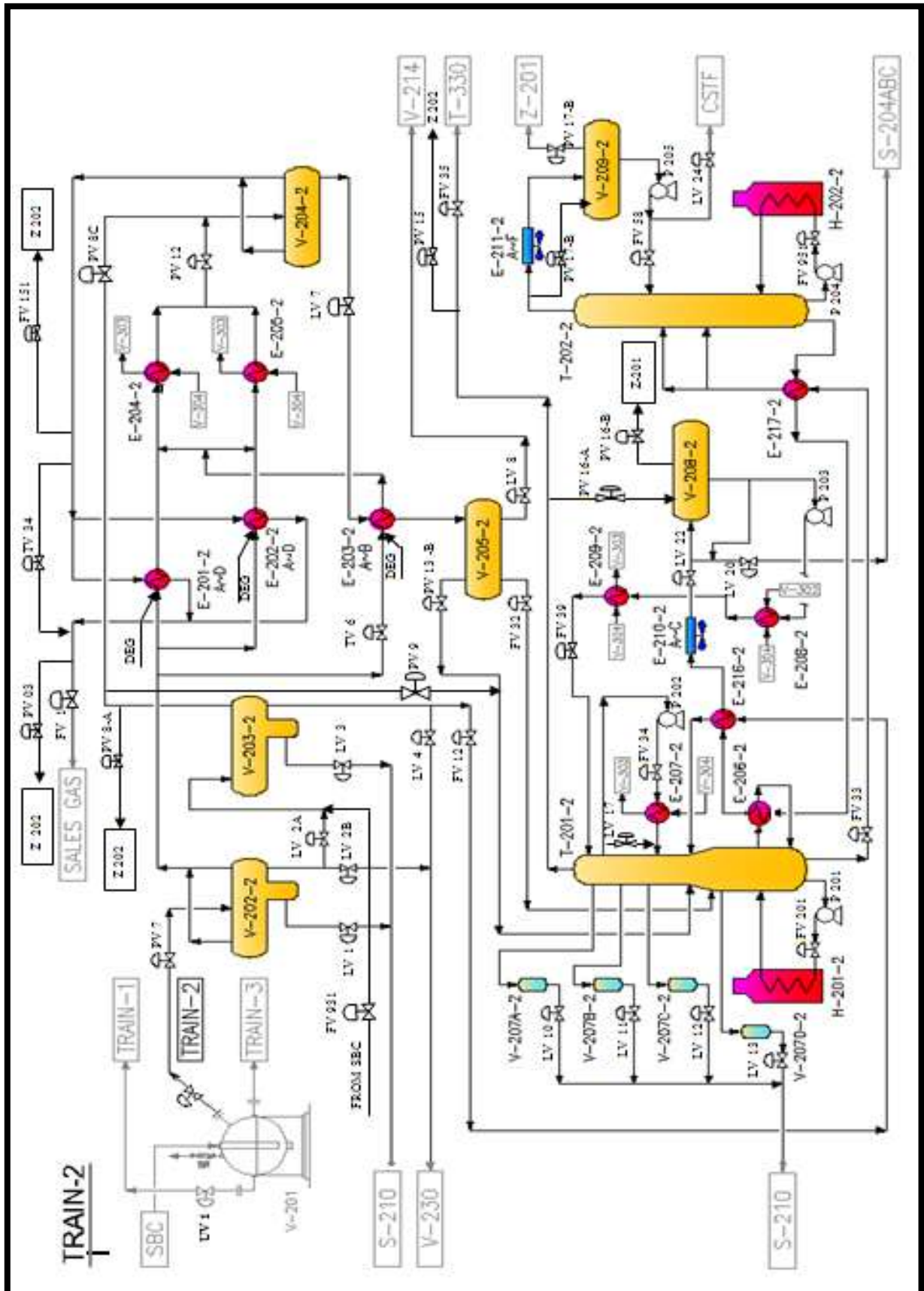
La solution du glycol DEG permet d'obtenir un gaz de vente qui répond aux spécifications commerciales (quantité d'eau < 50 ppm), avec un minimum de pertes.

- L'utilisation du glycol est indispensable dans le circuit du traitement de gaz pour la déshydratation et l'élimination de l'eau afin d'empêcher la formation d'hydrates.
- D'après le calcul fait nous avons constaté que l'augmentation de la pression amont entraîne une diminution de la teneur en eau dans le gaz à saturation (**W**) et cela conduit à une plus faible consommation de DEG injecté.
- Par contre, l'augmentation de la température amont entraîne une augmentation de la teneur en eau dans le gaz à saturation (**W**) et va conduire une augmentation du débit de DEG injecté.

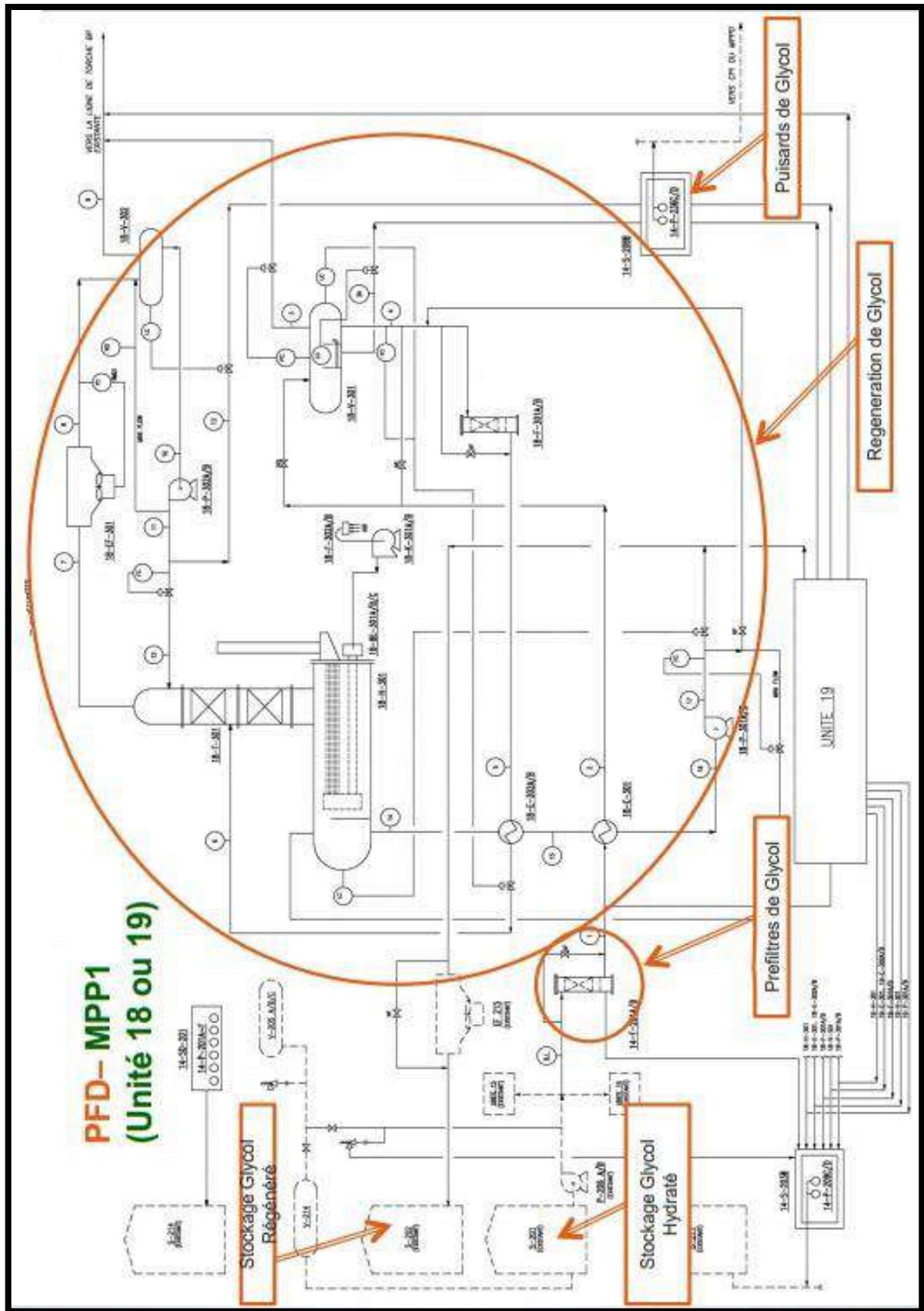
BIBLIOGRAPHIE

- 1:** World Energy Outlook, International Energy Agency 2006.
- 2 :** Rapport du centre de formation, Gaz naturel dans le monde, à Hassi R'Mel, septembre 2002.
- 3 :** SONATRACH, La Revue de Sonatrach, Edition N°54, Djenane el Malik Hydra-Alger, la Direction Communication et Stratégie d'Image, p.46, Publication de l'Entreprise Sonatrach, ISSN 1111-1070, octobre 2007.
- 4 :** Ressources naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique, ÉnerGuide, Le guide complet des foyers à gaz, novembre 2004.
- 5 :** ROJEY.A, Le gaz naturel, production traitement transport, 27 Rue Ginoux -75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p, (L'Institut Français du Pétrole).
- 6 :** Documents et rapports d'activités de Gaz de France, 2005.
- 7 :** VALAIS.J-L, BOISSERPE.M, GADON.P, L'industrie du gaz dans le monde, Editions TECHNIP, 1982.
- 8 :** Résumé des journées scientifique et techniques, Alger, avril 1998.
- 9 :** Fiche de sécurité des produits du module I.
- 10 :** GHODBANE. AEK, Optimisation de la consommation du glycol au niveau de module .1, à Hassi R'Mel, mémoire de fin d'étude, Université de Boumerdes, 2004.
- 11 :** IFP TRAINING, Formation professionnalisant (production /Exploitation), à Hassi Messaoud, Mars 2015.
- 12 :** BOUKAZOUHA. A, DERKAUOIS, Optimisation de la consommation du glycol au sein du module 1, à Hassi R'Mel, mémoire de fin d'étude, Université de USTHB, 2011.
- 13 :** CHABRETTE. P, Les hydrates dans la production et le transport des gaz naturel ,1990.
- 14 :** SAMER.S, Mesure et prédiction des conditions de formation d'hydrates de gaz à condensat, à Hassi Messaoud, mémoire de magister en génie des procédés, Université de Boumerdes, 2011.
- 15:** Dandy Sloan. E, Koh. C.A, Clathrate hydrates of Naturel Gases, Third Edition, Taylor and Francis Group, 2008.
- 16 :** YOUSIF. M.H, Effect of Under-Inhibition with Methanol and Ethylene Glycol on the Hydrate Control Process, Offshore Tech. Conference, p.741-748, 1996.
- 17:** ANDERSON.F.E, and PRAUSNITZ, J.M, Inhibition of Gas Hydrate by Methanol, AICHE. J, Vol.32, N°8, p.1321-1333, 1986.
- 18 :** CHERIEF.B, Déshydratation du gaz naturel, IAP, 2015.

Annexe 1 : Schéma global du procédé de traitement du gaz naturel dans le module 1.



Annexe 2 : Schéma représentatif de l'unité du circuit de glycol et son régénération.



DESCRIPTION DU MODULE I :

Le **MPP1 (module processing plant 1)** contient trois trains de traitement identiques, une unité de régénération de glycol hydraté, les utilités, la salle de contrôle et un laboratoire d'analyses de routines.

Ce module a été réalisé par la compagnie américaine "**STONE AND WEBSTER CORPORATION**" en **1976**. Le 1er train a été mis en service en **1978**, alimenté par les puits de la zone centre.

Le module '1' contient les services suivants :

➤ **Service d'exploitation**

C'est le service principal qui assure le bon fonctionnement de travail (**24h/24h**).

➤ **Service maintenance**

Il comprend les sections suivantes :

Section électricité, Section instrumentation et Section mécanique.

➤ **Service de sécurité**

Le personnel de ce service assure la sécurité du personnel et des équipements du module (il comprend la prévention et l'intervention).

Capacité de production :

Le module 1 possède une grande capacité de production répartie comme suit

46 millions de m³ / jour de gaz sec.

10000 tonnes /jour condensât.

2000 tonnes de GPL.

Les spécifications des produits :

<i>PRODUITS</i>	<i>ANALYSE</i>	<i>CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES</i>	<i>SPECIFICATIONS</i>
<i>GAZ</i>	<i>Composition Molaire</i>	<i>PCS POIDS MOLECULAIRE % C₅⁺</i>	<i>9350-9450 kcal/sm² C₅⁺ < 0.5 %</i>
	<i>HUMIDITE</i>	<i>Teneur en eau</i>	<i>≤ 50 ppm</i>
	<i>Point De Rosée Hydrocarbures</i>	<i>PRH en °C à la pression de service</i>	<i>≤ -6 °C à 80 Bars</i>
<i>GPL</i>	<i>Composition molaire</i>	<i>% C₂⁻ & % C₃⁺</i>	<i>C₂⁻ < 3% & C₃⁺ < 0.4 %</i>
<i>CONDENSAT</i>	<i>TVR</i>	<i>TVR à 37.8 °C</i>	<i>≤ 10 psi</i>
<i>DEG</i>	<i>Concentration à 20°C</i>	<i>% DEG</i>	<i>Reg 84 – 86 % Hyd 75 – 77 %</i>
<i>AIR INSTRUMENT</i>	<i>Humidité</i>	<i>point de rosée eau à la pression de service</i>	<i>≤ - 10 °C</i>

LE GLYCOL :

Un glycol et tout produit chimique ayant deux groupes d'hydroxydes séparés (OH_2), 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 $(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_n\text{HOH}$. Les plus larges sons de nom 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.

Tableau : Caractéristiques physico-chimiques de Di éthylène glycol.

Propriétés	Di éthylène glycol
Etat physique	Liquide
Couleur	Incolore
Odeur	Inodore
Masse moléculaire	106,12 g/mol
Point d'ébullition	246°C
Densité (20°C)	1,118
Densité de vapeur (air=1)	3,66
Point de fusion	-8°C
Solubilité	Facilement soluble dans l'eau froide
Température de dégradation	162°C
Point d'éclair	124°C
Température d'auto-inflammation	224 à 229°C