



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



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par :NOUAI Faiza&DJERIBIA Amina

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIÈRE : Génie des Procédés

OPTION : Génie Chimique

Thème

Optimisation du débit d'injection de glycol dans le module I

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
M. MERIGUI Khaled	MAA	Encadreur
M.ZERROUKI Hamza	MCA	Président
M.ABDELMOUIZ Ahmed	MCB	Examineur

Promotion : Septembre2022

Remerciements

Nous remercions tout particulièrement mes
enseignants pour leurs aides et leurs conseils
et pour leurs grandes valeurs humaines.

Nous souhaitons aussi saluer et remercier

nos collègues

étudiants(es)

Avec qui nous avons eu le plaisir d'étudier

durant ces cinq dernières années.

Nous tenions aussi à remercier toute

l'équipe administrative et tous les

enseignants du département de génie procédé

de l'Université Amar Thelidji.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire de master.
À mes chers parents ma mère et
mon père

À mes frères et mes sœurs.
Toute Ma famille. (Surtout
Aicha, Rihanna, Rofaida,
Walid, Nihale et Bouchra)

Faiza nouai

Dédicaces

Avec l'aide d'Allah, j'ai pu réaliser ce
modeste travail que je

dédie :

À la mémoire de mes grands parents

À mon père mon professeur de toujours, et
ma très chère mère

Pour leurs soutien et encouragements.

À mes chères Frère, Sœurs et à tous mes
amis sans exception.

À mes proches et toute mes familles

À gens qui m'aiment.

À tous ceux qui sont proches de mon cœur et
dont je n'ai pas cité

Amina Djeribia

Merci à tous

Liste de figures

Figure 1 : Géométrie des différentes cavités des structures 1 ,2,3	11
Figure 2 : Procédé de déshydratation du gaz par injection de glyco	14
Figure 3 : Procédé de régénération du glycol	15
Figure 4 : Schéma des différents courants entrant et sortant de matière	32
Figure 5 : Quantité d'eau dans le gaz en fonction de la pression	29
Figure 6 : Débit d'eau qu'il faut éliminer en fonction de la pression	31
Figure 7 : Débit d'injection de glycol en fonction de la pression en amont	34

Liste de tableaux

Tableau III.1 : Paramètres d'exploitation.	18
Tableau III.2 :Composition du gaz du V-202 [4]	19
Tableau III.3 : Composition du gaz de V204 [4]	20
Tableau III.4 : paramètres d'exploitation.	21
Tableau III.5 : paramètres d'exploitation.	24
Tableau III.6 : Bilan des résultats de la TFH.	25
Tableau III.7 : Quantité d'eau dans le gaz.	29
Tableau III.8 : Bilan de la quantité d'eau qu'il faut éliminer.	31
Tableau III.9 : variation du débit d'injection de glycol horaire en fonction de la pression amont du module.	33
Tableau III.10 : Résultats analytiques de variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénérées et hydratées.	35

Liste des abréviations :

Symbole	Unité	Signification
T _s	C°	Température de service, en °C.
P _s	Bar	Pression de service.
TFH	F°	Température de formation des hydrates, en °F
WEAU	Lb/mmscf	Teneur en eau dans le gaz.
	mmscf	Million standard cubic feet.
DEG	-	Di-éthylène Glycol
MEG	-	Mono éthylène glycol.
TEG	-	Tri éthylène glycol.
V202	-	Ballon de séparation HP.
V204	-	Ballon froid.
E (201, 202, et 203)	-	Les Batteries des échangeurs.
V214	-	Ballon tampon de glycol hydraté.
S201	-	Bac de glycol hydraté.
S202	-	Bac de glycol régénéré.
S211	-	Bac de préparation solution glycol.
S214	-	Bac de stockage glycol pur.

Liste de matières

<i>Remerciements</i>	<i>i</i>
<i>Dédicaces</i>	<i>ii</i>
<i>Liste defigures</i>	<i>iv</i>
<i>Liste des graphes</i> Erreur ! Signet non défini.	<i>v</i>
<i>Liste detableaux</i>	<i>vi</i>
<i>Liste de abréviations</i>	<i>vii</i>
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I: LE GAZ NATUREL	
<i>Introduction :</i>	<i>5</i>
<i>I.1. Généralité sur gaz naturel</i>	<i>5</i>
<i>I.2.Types de gaz naturel :</i>	<i>5</i>
<i>I.2.1.gaz sec :</i>	<i>5</i>
<i>I.2.2. Gaz humide :</i>	<i>5</i>
<i>I.2.3. Gaz à condensat :</i>	<i>5</i>
<i>I.2.4. Gaz associé :</i>	<i>5</i>
<i>I.3. Caractéristiques du gaz naturel :</i>	<i>6</i>
<i>I.3.1. Densité :</i>	<i>6</i>
<i>I.3.2. Pouvoir calorifique :</i>	<i>6</i>
<i>I.3.3. Composition chimique d'un gaz naturel :</i>	<i>7</i>
<i>I.3.4. Point de rosée</i>	<i>7</i>
<i>I.4.Utilisation du gaz naturel :</i>	<i>7</i>
<i>I.4.1. Utilisateurs domestiques :</i>	<i>8</i>
<i>I.4.2. Application commerciales :</i>	<i>8</i>
<i>I.4.3. INDUSTRIE</i>	<i>8</i>
<i>I.4.4. Production d'électricité :</i>	<i>8</i>
<i>I.4.5. Industrie automobile :</i>	<i>8</i>
<i>I.4.6. Piles à combustible :</i>	<i>8</i>
CHAPITRE II Hydrates, déshydratation et glycol	
<i>Introduction :</i>	<i>10</i>
<i>II .1- Hydrates et condition de leur formation</i>	<i>10</i>
<i>II 1.2- Condition de formations des hydrates :</i>	<i>10</i>
<i>II. 2-Teneur en eau dans le gaz naturel :</i>	<i>10</i>
<i>II.3-Structure d'hydrates :</i>	<i>11</i>
<i>II .4- Déshydratation :</i>	<i>13</i>
<i>II .4-1 Prévention des hydrates :</i>	<i>13</i>
<i>.II .4-2- Déshydratations par absorption :</i>	<i>13</i>
<i>II.5-Glycol:</i>	<i>14</i>
<i>II. 5.1-Définition :</i>	<i>14</i>

<i>II.5-2. Séparation du glycol hydraté du condensat :</i>	14
<i>II.5-3. Description du procédé :</i>	15
<i>II .5-4. Type de glycol :</i>	17
<i>II .5-5. Avantages et les inconvénients des glycols :</i>	18

CHAPITRE III : CALCULES ET RESULTATS

<i>Introduction</i>	20
<i>III.1- Les paramètres d'exploitation de la section de séparation à haute pression sont représentés dans le tableau III.1</i>	20
<i>III .2- Détermination de la température de formation d'hydrates TFH de gaz venant de...</i>	19
<i>III .2.1 Calcul de la densité du gaz venant du V202 et V204:</i>	20
<i>III .2.2 Détermination de la TFH du gaz venant du V202 pour les trois pressions :</i>	23
<i>III .2.3 Détermination de la TFH du gaz venant du V204 :</i>	26
<i>III .3 Détermination de la quantité d'eau dans le gaz naturel :</i>	27
<i>III .3-1 En aval du V202</i>	28
<i>III .3-2 En amont du V20</i>	30
<i>III .4 Détermination de la quantité d'eau qu'il faut éliminer</i>	29
<i>III .5 Détermination de la Concentration minimale de DEG hydraté :</i>	33
<i>III .6. Calcul du débit d'injection du DEG (Dinj) :</i>	34
<i>III .6 -1. Calcul de la quantité du DEG pour absorber 1 kg d'eau dans le gaz :</i>	34
<i>II.6.2. Calcul du débit d'injection du DEG :</i>	35
<i>III .7. Variation du débit d'injection du DEG en fonction des concentrations régénérées et hydratées</i>	36
<i>Conclusion Générale</i>	39

Références et bibliographiques

Annexes

Résumé

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 de l'environnement favorisent son utilisation par rapport carbone. [1]

L'histoire de la civilisation est en grande partie l'histoire de la conquête de l'énergie par l'homme. Grâce à des techniques de plus en plus perfectionnées, l'homme a su découvrir et exploiter les gisements de charbon, le pétrole et le gaz.

Incontestablement, le pétrole et le gaz sont les richesses naturelles les plus importantes de notre pays.

Dans quelques années, l'énergie coûtant peu, l'industrie d'une manière générale ne prêtait pas une attention très particulière à ce sujet. Mais au cours de ces dernières années le coût de cette énergie pesant de plus en plus dans le bilan d'exploitation des entreprises, ces dernières se sont tout naturellement intéressées à ce poste qui prend une part très importante dans le coût du produit fini.

Ainsi, il est apparu progressivement que dans les unités industrielles la fonction objective à maximiser, n'est pas seulement le profit à court terme ou l'augmentation de la quantité du travail, mais rendre les équipements fonctionnels à leur juste mesure avec un rendement maximum.

Actuellement, on peut dire que pour l'entreprise la consommation d'énergie a autant d'importance que la sécurité, la pollution ou le contrôle de qualité.

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 du gaz naturel. [1]

Le gaz naturel à sa sortie des puits n'est pas directement utilisé avant qu'il soit traité et débarrassé de ses constituants indésirables ; le traitement du gaz naturel 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 procès et le ralentissement du processus de corrosion des pipes.[2]

La présence de l'eau dans le gaz occasionne dans les conditions idéales de température et de pression, la formation de « clathrates » appelées communément les hydrates de gaz naturel, qui engendrent à leur tour l'obturation des tubes d'échangeurs, et peuvent en cas échéant conduire même à l'arrêt momentané du traitement. [2]

C'est un problème largement connu dans l'industrie gazière, qui pour le maîtriser est dotée de systèmes d'inhibition de la formation des hydrates, basés sur l'emploi de plusieurs types de produits chimiques déshydratants. [2]

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Alors Comment pouvons-nous empêcher la formation d'hydrates dans le gaz naturel et quelles sont les méthodes nécessaires une optimisation de débit d'injection de glycol ? .

Ce mémoire est composé de deux parties principales. La première partie a été consacrée au point d'aperçu théorique.

La deuxième partie présente l'étude de calcul. Les deux parties comportent :

- Un premier chapitre ; représenté des généralités sur le Gaz Naturel.
- Un deuxième chapitre est Hydrates, déshydratation et glycol
- Le calcul et résultat sont représentés dans le chapitre troisième
- Et une conclusion viendra claire entre étude.

CHAPITRE I
LE GAZ NATUREL

Introduction :

Le gaz naturel brut est composé essentiellement d'hydrocarbures gazeux et liquides, et d'eau avec quelques impurités en proportions variables (N_2 , CO_2 , H_2S , composés sulfurés, etc.)

Le gaz naturel se trouve sous pression dans les roches poreuses du sous-sol ou on le trouve en solution avec du pétrole brut ou du condensat.

Depuis sa découverte il été utilisé comme fuel ou à usage domestique, alors que maintenant il joue un rôle énergétique croissant.

I.1. Généralité sur gaz naturel :

Au sens large, toute substance naturelle qui est à l'état gazeux dans les conditions normales de température et de pression est un gaz naturel. Ces substances sont en nombre réduit et celles que l'on trouve dans l'écorce terrestre sont au nombre encore plus limité : il s'agit pour l'essentiel des hydrocarbures saturés d'un nombre de carbone inférieur à cinq, du dioxyde de carbone, de l'azote, de l'hydrogène, de l'hélium et de l'argon.

I.2.Types de gaz naturel :

La présence et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz dans des conditions de pression et de température dans le réservoir de gisement et en surface conduit à distinguer [1,2].

I.2.1.gaz sec :

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

I.2.2. Gaz humide :

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase liquide dans la condition de surface et le gaz est moins concentré en méthane.

I.2.3. Gaz à condensat :

Si la température du réservoir est comprise entre la température critique du mélange et la température maximale d'équilibre des deux phases, et si la pression du réservoir est supérieure ou égale à la pression de saturation à la température d'équilibre alors le gisement contient du condensât.

I.2.4. Gaz associé :

Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier. Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile. Aujourd'hui, une partie est soit réinjectée dans les gisements de pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisée.

I.3. Caractéristiques du gaz naturel :

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes [2] :

I.3.1. Densité :

On a coutume de définir la densité d'un gaz par le rapport de sa masse volumique (kg/m^3) dans les conditions de références choisies, à celle de l'air dans les mêmes conditions ($1,225 \text{ kg/m}^3$).

- Conditions normales : température : 0C^0 ; pression : $1\text{atm} = 101325 \text{ Pa}$.
- Conditions standard : température : 15C^0 ; pression : $1\text{atm} = 101325 \text{ Pa}$.

La densité des gaz naturels couramment mesurée sur les champs par des valences peut être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation :

Densité de gaz = masse moléculaire / 28,964

I.3.2. Pouvoir calorifique :

On appelle pouvoir calorifique d'un combustible liquide ou gazeux, la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de masse ou de volume. Pour un gaz, le pouvoir calorifique s'exprime en « joules par mètre cube » mesuré dans les conditions de référence.

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

*Pouvoir calorifique supérieur (PCS) :

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

*Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :

Il correspond à la réaction de combustion, dans laquelle l'eau formée passerait à l'état de vapeur.

Le PCS diffère de PCI d'une quantité qui est la chaleur latente de vaporisation de l'eau.

***Estimation du pouvoir calorifique**

Connaissant la composition du gaz naturel, son pouvoir calorifique peut être estimé par pondération linéaire à partir du pouvoir calorifique de chacun des constituants, en assimilant le mélange gazeux de

Départ et les produits de la réaction à des mélanges de gaz parfaits :

$$P C = \sum P C_i x_i$$

$P C_i$: Pouvoir calorifique du constituant « i » (kJ/m³ ou kJ/mole).

X_i : Fraction molaire du constituant « i ».

I.3.3. Composition chimique d'un gaz naturel :

La composition chimique d'un gaz c'est la nature des hydrocarbures et les autres constituants qu'il renferme, leur importance relative dans le mélange et leur fraction volumique ou moléculaire.

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour étudier la vaporisation et calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et la température.

On peut classer les gaz naturels selon leurs origines en :

Gaz naturel bactérien : (biochimique) :

C'est un gaz formé par l'action des bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments

Gaz naturel thermique :

C'est un gaz formé par la dégradation thermique des sédiments portés à des températures et pressions croissantes au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, et donne à côté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbures.

Gaz naturel inorganique :

C'est un gaz inorganique qui se forme au cours de formation des gaz hydrocarbures à faible proportion, les gaz volcaniques et les sources hydrothermales contenant parfois du méthane et des inclusions fluides des minéraux, des roches métamorphiques ou magmatiques.

I.3.4. Point de rosée :

Lorsqu'un gaz se refroidit, le point de rosée « eau » est sous une pression donnée, la température à laquelle commence la condensation de l'eau, ou plus généralement celle correspondant à l'apparition d'une seconde phase (eau liquide, glace, hydrate)

I.4. Utilisation du gaz naturel :

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

I.4.1. Utilisateurs domestiques :

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

I.4.2. Application commerciales :

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

I.4.3. INDUSTRIE :

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

I.4.4. Production d'électricité :

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

I.4.5. Industrie automobile :

Le gaz naturel peut être utilisé comme combustible pour les véhicules à moteur de deux manières :

En tant que gaz naturel comprimé (GNC), qui est la forme la plus répandue ou en tant que gaz naturel liquéfié (GNL).

I.4.6. Piles à combustible :

La pile à combustible est un dispositif électrochimique qui permet de combiner l'hydrogène et l'oxygène contenus dans l'air afin de produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau.

Le gaz naturel est un des multiples combustibles à partir desquels les piles à combustible peuvent fonctionner.

CHAPITRE II

Hydrates, déshydratation et glycol

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 de canalisation, 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. [1]

II .1- Hydrates et condition de leur formation

Les hydrates sont des combinaisons physiques d'eau et d'hydrocarbure. Dans certaines conditions, ils présentent des structures cristallines et se forment avec les hydrocarbures suivantes CH₄, C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀. [2]

➤ Il existe deux formes d'hydrates :

1-les hydrates avec les hydrocarbures à chaîne courte (C1, C2)

2-les hydrates avec les hydrocarbures plus longs (C3, C4). [2]

II 1.2- Condition de formations des hydrates :

➤ Les conditions de formations des hydrates sont :

1- Présence d'eau dans le gaz naturel.

2 -Basses températures.

3- Hautes pressions.

II. 2-Teneur en eau dans le gaz naturel :

La teneur en eau d'un gaz naturel dans des conditions de saturation dépend essentiellement de la température et de la pression.

Les sels en solution dans l'eau réduisent sa pression partielle en phase vapeur et la teneur en eau du gaz se trouve donc diminuée.

II.3-Structure d'hydrates :

En présence de gaz léger, les molécules d'eau peuvent former une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages dans lesquelles sont piégées la molécule de gaz. En raison de cette structure en cage, les hydrocarbures appartiennent à la catégorie de composés d'inclusion appelés clathrates. Le réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogène entre les molécules d'eau et se stabilise par les molécules de gaz qui sont-elle-même retenues dans les cages au moyen des forces de van der Waals.[2]

Seules les molécules dont le diamètre est compris dans une certaine fourchette peuvent former cette inclusion. En effet, le diamètre de la molécule doit être inférieur au diamètre de la cavité pour que la molécule puisse entrer dans la cavité en un temps suffisamment grand, pour que le réseau cristallin soit stable.

Deux structures différentes du réseau cristallin appelées structure 1 et structure 2 ont été mises en évidence par diffraction des rayons X. [2]

Dans ces structures, le motif de base est un pentagone formé par la molécule d'eau reliées par des liaisons hydrogène, alors que la face dans sa structure la plus courante (structure 2 est formée d'anneaux hexagonaux remplis (figure 1) ces motifs pentagonaux s'assemblent dans l'espace en formant des dodécaèdres à faces pentagones, désignés par la notation 5¹².

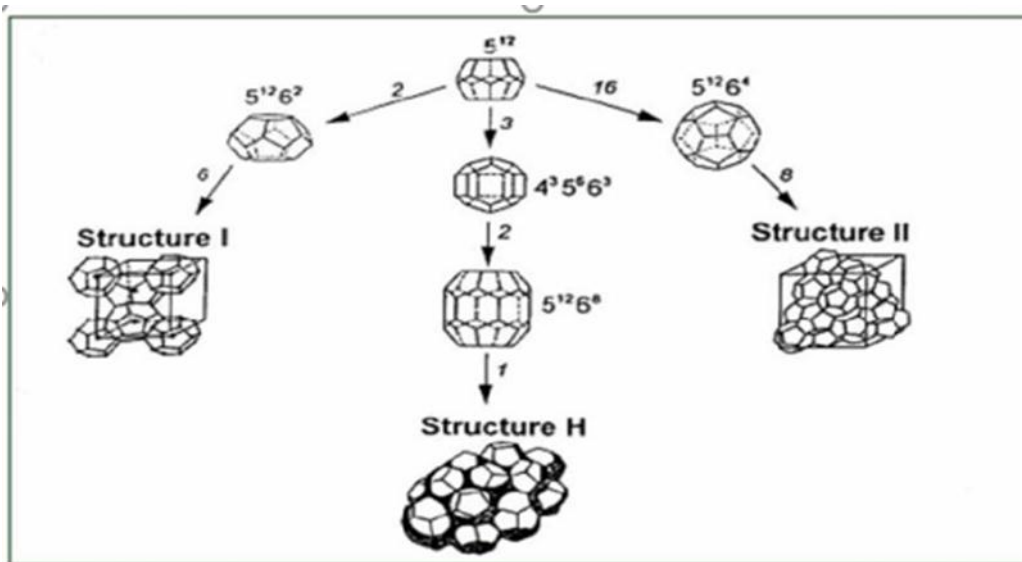


Figure 1 : Géométrie des différentes cavités des structures 1 ,2,3

II .4- Déshydratation

II .4-1 Prévention des hydrates :

La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors de conditions thermodynamiques de 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 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. [3]

Les inhibiteurs agissent comme des « antigels » se sont des solvants miscibles en phase aqueuse qui en modifiant la fugacité de l'eau, permettant d'abaisser la température de formation des hydrates.

Chauffage :

Un chauffage momentané peut être également utilisé pour éliminer un bouchon d'hydrates. Cette opération nécessite de nombreuses précautions Réduction de pression :

Une faible pression, effectuée à température fixe, 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 la rencontre de l'effet recherché

.II .4-2- Déshydratations par absorption :

A/ Principe :

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. [3]

Les propriétés recherchées pour le solvant sont les suivantes :

- Grande affinité pour l'eau ;
- Caractère non corrosif ;
- Stabilité à l'égard des hydrocarbures.
- Stabilité thermique.
- Régénération facile.
- Viscosité réduite.
- Faible tension de vapeur.

- Faible solubilité dans les hydrocarbures.
- Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion.

B/ Type d'absorbants :

- Ethylène glycol (MEG) ;
- Di éthylène glycol (DEG) ;
- Tri ethylene glycol (TEG) ;
- Methanol CH₃OH; Ammoniac NH₃.

II.5-Glycol:

II. 5.1-Définition :

Un polyol ou polyalcool ou glycol est un composé chimique organique caractérisé par un certain nombre de groupes -OH (groupes hydroxyles). La formule chimique générale est C_nH_{2n+2}O_n. Ils possèdent au moins deux groupements alcool.

Exemples :

Le glycol le plus simple est l'éthylène glycol, de formule chimique CH₂OH- CH₂OH (c'est un diol), le glycérol ou glycérine (triol), le propylène glycol, le mannitol, le sorbitol, le xylitol, le maltitol, le lactitol.

Le terme est cependant également utilisé pour un certain nombre de polymères que l'on obtient par addition d'oxydes d'alcènes à un sucre par exemple mais aussi du glycérol.

De exemples type sont l'oxyde de polyéthylène ou polyéthylène glycol PEG, le polypropylène glycol PPG et le poly tétra méthylène glycol PTMG.

II.5-2. Séparation du glycol hydraté du condensat :

Le glycol récupéré ainsi que le condensât du (V204) passent à travers une vanne de détente où ils sont détendus jusqu'à (25 kg/cm²) et une température de (-30°C). Après, il passe dans un ballon de séparation du glycol (V205).

La (V205) fonctionne à : 25 kg/cm² et 30°C (paramètre de séparation de glycol). Le mélange : (condensât + glycol) est séparé par différence de densité.

Le glycol est acheminé vers le (S214) (unité de régénération) en passant par une vanne de détente. [3]

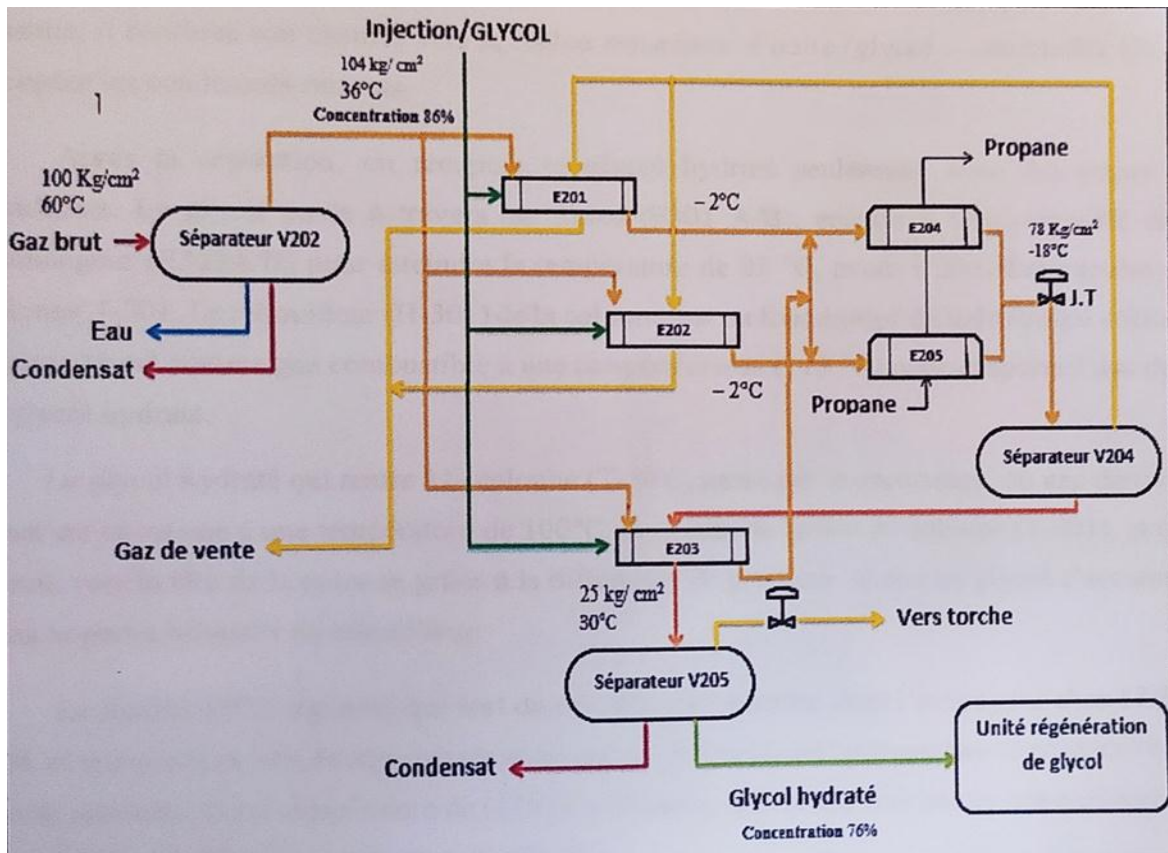


Figure 2 : Procédé de déshydratation du gaz par injection de glycol dans module 1

II.5-3. Description du procédé :

Le glycol hydraté provient de 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. Ensuite, il sera stocké dans le bac d'alimentation de l'unité de régénération (S201). [3]

Le DEG hydraté est refoulé par la pompe de charge (P206) à une pression (4.19 kg/cm²). Le DEG hydraté se dirige vers les préfiltres (F201 A/B), et continue vers l'échangeur froid en entrant dans son côté tube avec une température de 30C⁰, puis sort à une température de 46C⁰. Ensuite, il continue son chemin vers le ballon séparateur d'huile (glycol+condensât) où l'on récupère les condensats restants. [3]

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 (E301 A/B) pour atteindre la température de 93 C⁰ avant d'être alimenté dans la colonne T301. Le rebouilleur (H301) de la colonne est un four équipé de brûleurs qui utilisent le gaz naturel

comme gaz combustible à une température de 119C^0 pour évaporer l'eau dans le glycol hydraté. [3]

Le glycol hydraté, qui entre à la colonne (T301), passe par le garnissage où une partie d'eau est vaporisée à la température de 100C^0 au niveau de la tête de colonne (T301). Elle monte vers la tête de la colonne grâce à la différence de pression. Quant au glycol, il s'accumule dans la partie inférieure du rebouilleur.

Le liquide DEG régénéré, qui sort du (H301), est refroidi dans l'échangeur chaud (E301 A/B), et une partie de son énergie est récupérée par le DEG hydraté (entrant dans la colonne) dans le côté calandre à une température de 119C^0 . Il passe encore une fois par un autre échangeur froid E301 et sort à une température de 49C^0 . [3]

La vapeur sortante de la tête de la colonne (T301) est refroidie et condensée dans l'aéroréfrigérant (E301 A/B), ensuite elle est accumulée dans le ballon de reflux (V302). [3]

Une partie de ce distillat est réinjectée dans la tête de la colonne comme reflux froid et l'autre partie de ce distillat est envoyée vers le puisard.

Le DEG régénéré (85%) est aspiré par la pompe (P207) du fond de la colonne (T301) et refroidi dans l'aéroréfrigérant (E205) puis stocké dans le bac de stockage du glycol régénéré (S202). L'injection du glycol dans les trois trains est assurée par la pompe volumétrique à piston avec une pression de refoulement de 104 kg/cm^2 . [3]

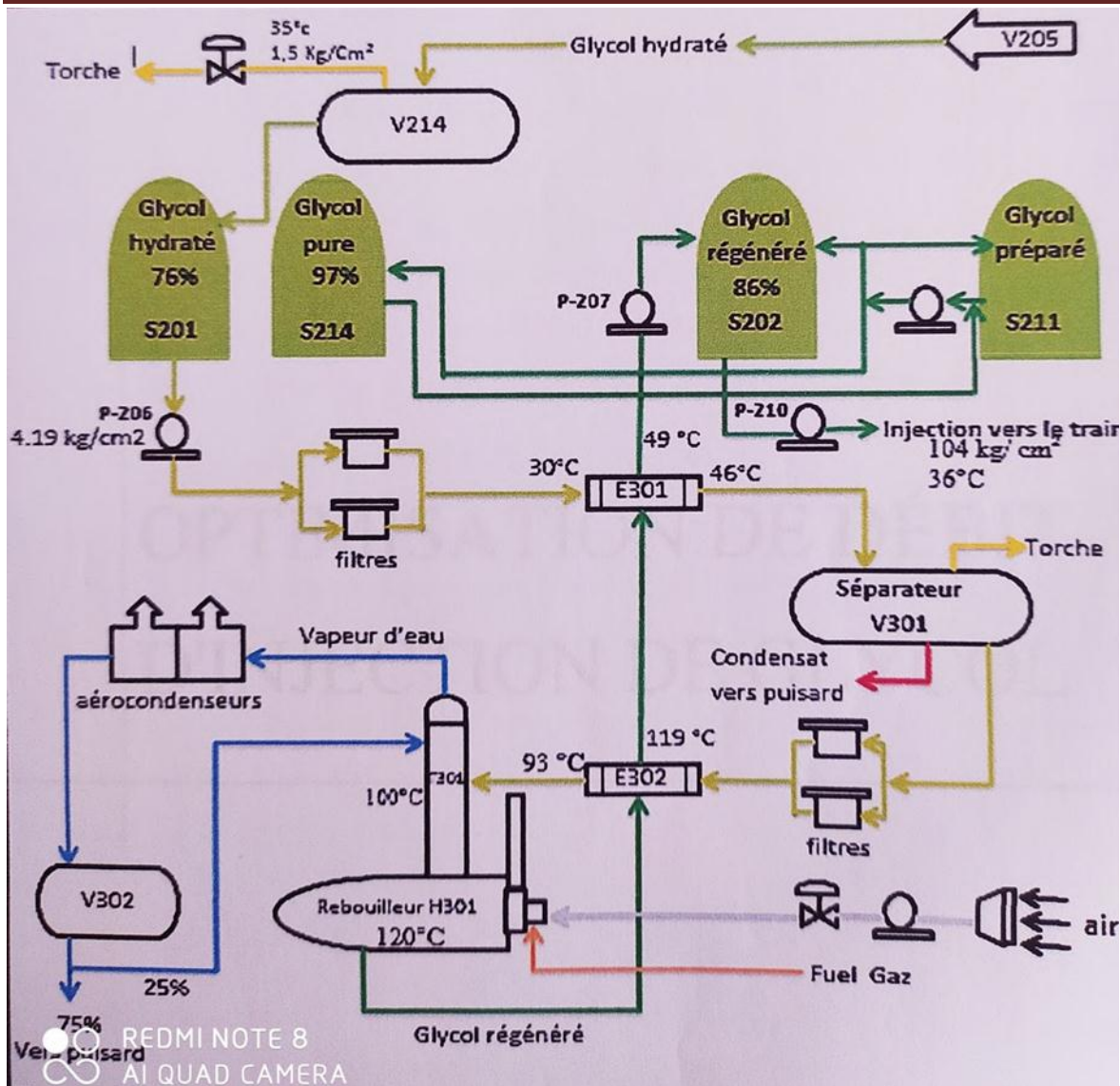
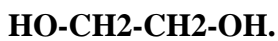


Figure 3 : Procédé de régénération du glycol

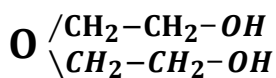
II .5-4. Type de glycol :

Il existe plusieurs types de glycol, les glycols les plus utilisés sont :

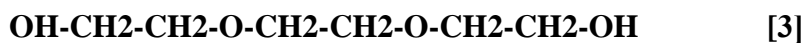
Le mono éthylène glycol (MEG) :



Le di éthylène glycol (DEG) :



Le triéthylène glycol (TEG) :



II .5-5. Avantages et les inconvénients des glycols :**les avantages de chaque type de glycol.**

MEG :- Travaille à base température

- Un cout moyen

DEG: - Ne se solidifie pas dans une solution concentrée.

- Stable en présence de soufre, oxygène et de CO₂.

- Moins coûteux que les autres

TEG: - Ne se solidifie pas dans une solution concentrée.

- Stable en présence de soufre, oxygène et de CO₂.

- Solubilité négligeable pour les hydrocarbures

les inconvénients de chaque type de glycol.

MEG : - Présente quelque tendance au moussage donc il exige l'anti

moussage ou des inhibiteur qu'il faut ajouter .

DEG : -Difficilement régénère à 95%

TEG :-Coûteux

-présente quelques tendance au moussage don il exige l'anti moussage, ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter

CHAPITRE III
CALCULESET RESULTATS

Introduction

Au niveau du module I, l'inhibition s'opère par l'emploi de la solution de di-éthylène glycol à 86 % en poids qui est injecté du côté tubes des batteries d'échangeurs E201, E202 et E203.

Toute fois, l'injection et la régénération du DEG s'accompagnent de pertes quotidiennes appréciables de gaz de vente.

Nous avons entrepris une étude d'optimisation du débit d'injection de glycol dans le but de voir la possibilité de réduire les pertes.

Dans cette optique, la mise en œuvre de l'objectif va se dérouler selon les démarches suivantes :

- 1/ Calcul des différents paramètres d'injection du DEG et les paramètres de déshydratation.
- 2/ Étude de l'influence de la pression en amont du module I dans l'intervalle allant de 100 bars jusqu'à 120 bars.
- 3/ Variation du débit d'injection de glycol en fonction de la concentration du DEG hydraté et régénéré.

III.1- paramètres d'exploitation de la section de séparation à haute pression

TableauIII. 1 : Paramètres d'exploitation

Numéro de courant	v_{202} (I)	v_{202} (II)	v_{202} (III)	v_{204}
Pression (Bar)	100	110	120	78
Température (C°)	60	60	60	-18
Poids moléculaire (g/mol)	21.36	21.36	21.36	18.82

III .2- Détermination de la température de formation d'hydrates TFH de gaz brut.

Tableau III .2: Composition du gaz du v_{202} [4]

/	Constituants	Mi (g/mol)	Composition molaire (yi)	$y_i * M_i$ (g/mol)
1	N ₂	28.013	0.0501	1.4035
2	CO ₂	44	0.0015	0.0660
3	C ₁	16.04	0.7975	12.7919
4	C ₂	30.07	0.0751	2.2583
5	C ₃	44.1	0.0293	1.2921
6	iC ₄	58.12	0.0067	0.3894
7	nC ₄	58.12	0.0127	0.7381
8	iC ₅	72.15	0.0048	0.3463
9	nC ₅	72.15	0.0057	0.4113
10	iC ₆	86.0	0.0035	0.301
11	nC ₆	100.0	0.0036	0.36
12	iC ₇	100	0.0031	0.31
13	nC ₇	100	0.0027	0.27
14	iC ₈	114	0.0024	0.2736
15	nC ₈	114	0.0013	0.1482
/	TOTAL	1318.769	1	21.3597

Tableau. III 3 : Composition du gaz de v_{204} [4]

/	Constituants	Mi (g/mol)	Composition molaire (yi)	Yi*Mi (g/mol)
1	N ₂	28.013	0.0571	1.5995
2	CO ₂	44	0.0022	0.0968
3	C ₁	16.04	0.8368	13.4223
4	C ₂	30.07	0.0749	2.2522
5	C ₃	44.1	0.0193	0.8511
6	iC ₄	58.12	0.0027	0.1569
7	nC ₄	58.12	0.0046	0.2674
8	iC ₅	72.15	0.0009	0.0649
9	nC ₅	72.15	0.0010	0.07215
10	c ₆	86.0	0.0005	0.043
/	TOTAL	508,75	1	18.82625

Pour déterminer la température de formation d'hydrates, on utilise la méthode de Katz [5]

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

III .2.1 Calcul de la densité du gaz venant du V_{202} et v_{204} :

Pour V_{202} :

Celle-ci est donnée par :

M_{gaz} : masse molaire moyenne du gaz,

M_{air} : masse molaire de l'air.

M_{gaz} = M_i * Y_i = 21.36 g/mol.

M_{air} = 28.97g/mol.

Donc : $d = 21.36/28.97 = 0,737$

la densité du gaz venant du V_{202} : $d = 0.73$

Pour v_{204} :

Celle-ci est donnée par :

$$d = M_{\text{gaz}}/M_{\text{air}}$$

M_{gaz} : masse molaire moyenne du gaz,

M_{air} : masse molaire de l'air.

$$M_{\text{gaz}} = \sum M_i * y_i = 18,82 \text{ g/mol.}$$

$$M_{\text{air}} = 28.97 \text{ g/mol.}$$

$$\text{Donc : } d_{\text{gaz}} = 0.65$$

la densité du gaz venant du v_{204} : $d = 0.65$

La température de formation d'hydrates de gaz est extrapolée à partir des courbes de la figure de l'annexe 1.

III .2.2 Détermination de la TFH du gaz venant du V_{202} pour les trois pressions :

La densité du gaz venant du V_{202} : $d = 0.737$

Tableau III .4 : paramètres d'exploitation

/	T_s	p_s	T_1	T_2	d_1	d_2
1^{er} cas	60 C ⁰	100	20.5	22	0.7	0.8
2^{ème} cas	60 C ⁰	110	20.8	22.3	0.7	0.8
3^{ème} cas	60 C ⁰	120	21.2	22.7	0.7	0.8

1er cas : (pour un gaz naturel)

$$T_1 = 20.5C^0 \quad \longrightarrow \quad d_1 = 0,7$$

$$TFH = ? \quad \longrightarrow \quad d = 0.737$$

$$T_2 = 22 C^0 \quad \longrightarrow \quad d_2 = 0,8$$

En faisant une interpolation linéaire, nous trouvons :

$$\Delta T_1 = T_2 - TFH = 22 - TFH \qquad \Delta d_1 = d_2 - d = 0.8 - 0.737 = 0.063$$

$$\Delta T_2 = T_2 - T_1 = 22 - 20.5 = 1.5C^0 \text{ et } \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0.8 - 0.7 = 0.1$$

$$\Delta T_1 \quad \longrightarrow \quad \Delta d_1$$

$$\qquad \qquad \qquad \longrightarrow \quad \Delta T_1 \times \Delta d_2 = \Delta T_2 \times \Delta d_1$$

$$\Delta T_2 \quad \longrightarrow \quad \Delta d_2$$

D'où :

$$\Delta T_1 = (\Delta T_2 \times \Delta d_1) / \Delta d_2$$

$$\Delta T_1 = (1.5 \times 0.063) / 0.1 = 0.945C^0$$

$$TFH = T_2 - \Delta T_1 = 22 - 0.945 = 21.055C^0$$

La résolution de ce système à deux inconnues nous donne

$$TFH = 21.055C^0$$

$$TFH = 69.9F^0$$

2^{ème} cas : (pour un gaz naturel)

$$T_1 = 20.8C^0 \quad \longrightarrow \quad d_1 = 0,7$$

$$TFH = ? \quad \longrightarrow \quad d = 0.737$$

$$T_2 = 22.3C^0 \quad \longrightarrow \quad d_2 = 0,8$$

En faisant une interpolation linéaire, nous trouvons :

$$\Delta T_1 = T_2 - TFH = 22.3 - TFH \qquad \Delta d_1 = d_2 - d = 0.8 - 0.737 = 0.063$$

$$\Delta T_1 = T_2 - T_1 = 22 - 20.8 = 1.5C^0 \qquad \text{et } \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0.8 - 0.7 = 0.1$$

$$\begin{array}{l} \Delta T_1 \longrightarrow \Delta d_1 \\ \qquad \qquad \qquad \longrightarrow \qquad \Delta T_1 \times \Delta d_2 = \Delta T_2 \times \Delta d_1 \\ \Delta T_2 \longrightarrow \Delta d_2 \end{array}$$

D'où :

$$\Delta T_1 = (\Delta T_2 \times \Delta d_1) / \Delta d_2$$

$$\Delta T_1 = (1.5 \times 0.063) / 0.1 = 0.945 C^0$$

$$TFH = T_2 - \Delta T_1 = 22.3 - 0.945 = 21.355 C^0$$

La résolution de ce système à deux inconnues nous donne :

$$TFH = 21.355 C^0$$

$$TFH = 70.5 F^0$$

3^{ème} cas : (pour un gaz naturel)

$$T_1 = 21.2 C^0 \longrightarrow d_1 = 0,7$$

$$TFH = ? \longrightarrow d = 0.737$$

$$T_2 = 22.7 C^0 \longrightarrow d_2 = 0,8$$

En faisant une interpolation linéaire, nous trouvons :

$$\Delta T_1 = T_2 - TFH = 22.7 - TFH \qquad \Delta d_1 = d_2 - d = 0.8 - 0.737 = 0.063$$

$$\Delta T_2 = T_2 - T_1 = 22.7 - 21.2 = 1.5 C^0 \text{ et } \Delta d_2 = d_2 - d_1 = .8 - 0.7 = 0.1$$

$$\begin{array}{l} \Delta T_1 \longrightarrow \Delta d_1 \\ \qquad \qquad \qquad \longrightarrow \qquad \Delta T_1 \times \Delta d_2 = \Delta T_2 \times \Delta d_1 \end{array}$$

$$\Delta T_2 \longrightarrow \Delta d_2$$

D'où :

$$\Delta T_1 = (\Delta T_2 \times \Delta d_1) / \Delta d_2$$

$$\Delta T_1 = (1.5 \times 0.063) / 0.1 = 0.945 C^0$$

$$TFH = T_2 - \Delta T_1 = 22.7 - 0.945 = 21.755 C^0$$

La résolution de ce système à deux inconnues nous donne :

$$TFH = 21.755 \text{ C}^0$$

$$TFH = 71.2 \text{ F}^0$$

III .2.3 Détermination de la TFH du gaz venant du V204 :

La densité du gaz venant du V204 : $d = 0.65$

Tableau III.5 : Les paramètres d'exploitation

T_s	p_s	T_1	T_2	d_1	d_2
-18C^0	78 bars	17.4C^0	19.2C^0	0,6	0,7

$$T_1 = 17.4 \text{ C}^0 \longrightarrow d_1 = 0,6$$

$$TFH = ? \longrightarrow d = 0.65$$

$$T_2 = 19.2 \text{ C}^0 \longrightarrow d_2 = 0,7$$

En faisant une interpolation linéaire, nous trouvons :

$$\Delta T_1 = T_2 - TFH = 19.2 - TFH \qquad \Delta d_1 = d_2 - d = 0.7 - 0.65 = 0.05$$

$$\Delta T_2 = T_2 - T_1 = 19.2 - 17.4 = 1.8\text{C}^0 \qquad \text{et} \quad \Delta d_2 = d_2 - d_1 = 0.7 - 0.6 = 0.1$$

$$\Delta T_1 \longrightarrow \Delta d_1$$

$$\longrightarrow \Delta T_1 \times \Delta d_2 = \Delta T_2 \times \Delta d_1$$

$$\Delta T_2 \longrightarrow \Delta d_2$$

D'où :

$$\Delta T_1 = (\Delta T_2 \times \Delta d_1) / \Delta d_2$$

$$\Delta T_1 = (1.8 \times 0.05) / 0.1 = 0.9\text{C}^0$$

$$TFH = T_2 - \Delta T_1 = 19.2 - 0.9 = 18.3\text{C}^0$$

La résolution de ce système à deux inconnues nous donne :

$$TFH = 18.3\text{C}^0$$

$$TFH = 64.9\text{F}^0$$

Tableau III .6 : Bilan des résultats de la TFH.

Circuit du gaz traité	Pression (bars)	Température de service (C°)	Densité	TFH (C°)
V202	100	60	0.737	21.055
V202	110	60	0.737	21.355
V202	120	60	0.737	21.755
V204	78	-18	0.65	18.3

Interprétation des résultats :

D'après les résultats obtenus dans ce tableau, nous constatons que les Températures de formation d'hydrates dans le gaz naturel sont supérieures aux Températures de service des équipements, donc l'injection du DEG s'avère obligatoire, sinon les hydrates se forment facilement. Par la suite, nous déterminons la quantité d'eau dans le gaz naturel et la quantité d'eau dans le gaz venant du V₂₀₂ et V₂₀₄.

III .3 Détermination de la quantité d'eau dans le gaz naturel :

La teneur d'eau dans le gaz sortant des ballons séparateurs V202 et V204 est donnée par la corrélation de Meketta et Wehe qui est déterminée à l'aide du diagramme (voir annexe 2) et donne la teneur en eau dans le gaz naturel en fonction de la pression, de la température du gaz et du facteur de correction de graviter.

$$W = W_{HC}Y_{HC} + W_{CO2}Y_{CO2} + W_{H2S}Y_{H2S}$$

W : quantité d'eau saturée dans le gaz (lb/mmscf),

W_{HC} : teneur en eau saturée dans le gaz libre de CO₂ et H₂S,

W_{CO2} : teneur en eau saturée du CO₂ dans le mélange gazeux,

W_{H2S} : teneur en eau saturée du H₂S dans le mélange gazeux,

Y_{HC} : fraction molaire du gaz sans les polluants,

Y_{CO2} : fraction molaire du CO₂ dans le gaz,

Y_{H2S} : fraction molaire du H₂S dans le gaz.

III .3-1 En aval du V202

1^{er} cas :

P = 100 bars

Ps = 100 bars = 1450.38 psi

Ts = 60C° = 140 F°

	- w ₁ = 170 lb/mmscf	→	P ₁ = 1000 psi
À Ts = 140 F°	→	-WH ₂ O = ?	→ P _s = 1450 psi
		-w ₂ = 120 lb/mmscf	→ P ₂ = 1500 psi

$$\Delta W_1 = W_2 - W_{H2O} = 120 - W_{H2O}$$

$$\Delta P_1 = P_2 - P_s = 1500 - 1450.38 = 49.62 \text{ psi}$$

$$\Delta W_2 = W_2 - W_1 = 120 - 170 = -50 \text{ lb/mmscf} \quad \text{et} \quad \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1500 - 1000 = 500 \text{ psi}$$

$$\Delta W_1 \rightarrow \Delta P_1$$

$$\rightarrow \Delta W_1 \times \Delta P_2 = \Delta W_2 \times \Delta P_1$$

$$\Delta W_2 \rightarrow \Delta P_2$$

$$\Delta W_1 = (\Delta W_2 \times \Delta P_1) / \Delta P_2$$

$$\Delta W_1 = (-50 \times 49.62) / 500 = -4.962 \text{ lb/mmscf} \quad W_{H2O} = W_2 - \Delta W_1 = 120 + 4.962$$

$$W_{H2O} = 124.962 \text{ lb/mmscf}$$

$$W_{H2O} = 124.962 \text{ lb/mmscf} = 1859.67 \text{ kg/mmscm}$$

2^{ème} cas : P = 110 bars

$P_s = 110 \text{ bars} = 1595.42 \text{ psi}$

$T_s = 60C^0 = 140 F^0$

$$\begin{array}{l} \text{À } T_s = 140 F^0 \quad \longrightarrow \quad \begin{array}{l} -W_1 = 120 \text{ lb/mmcsf} \quad \longrightarrow \quad P_1 = 1500 \text{ psi} \\ -W_{H_2O} = ? \quad \longrightarrow \quad P_s = 1595.42 \text{ psi} \\ -W_2 = 110 \text{ lb/mmcsf} \quad \longrightarrow \quad P_2 = 2000 \text{ psi} \end{array} \end{array}$$

nous trouvons:

$\Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 110 - W_{H_2O}$ et $\Delta P_1 = P_2 - P_s = 2000 - 1595.42 = 404.58$
psi

$\Delta W_2 = W_2 - W_1 = 110 - 120 = -10 \text{ lb/mmcsf}$ $\Delta P_2 = P_2 - P_1 = 2000 - 1500 = 500 \text{ psi}$

$\Delta W_1 \longrightarrow \Delta P_1$

$\longrightarrow \quad \Delta W_1 \times \Delta P_2 = \Delta W_2 \times \Delta P_1$

$\Delta W_2 \longrightarrow \Delta P_2$

$\Delta W_1 = (\Delta W_2 \times \Delta P_1) / \Delta P_2$

$\Delta W_1 = (-10 \times 404.58) / 500 = -8.0916 \text{ lb/mmcsf}$

$W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 110 + 8.0916$

$W_{H_2O} = 118.092 \text{ lb/mmcsf}$

$W_{H_2O} = 118.092 \text{ lb/mmcsf} = 1757.43 \text{ kg/mmscm}$

3^{ème} cas : $P = 120 \text{ bars}$

$P_s = 120 \text{ bars} = 1740.45 \text{ psi}$

$T_s = 60C^0 = 140 F^0$

$$\text{À } T_s = 140 F^0 \quad \longrightarrow \quad \begin{array}{l} -W_1 = 120 \text{ lb/mmcsf} \quad \longrightarrow \quad P_1 = 1500 \text{ psi} \\ -W_{H_2O} = ? \quad \longrightarrow \quad P_s = 1740.45 \text{ psi} \\ -W_2 = 110 \text{ lb/mmcsf} \quad \longrightarrow \quad P_2 = 2000 \text{ psi} \end{array}$$

nous trouvons:

$\Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 110 - W_{H_2O}$ et $\Delta P_1 = P_2 - P_s = 2000 - 1740.45 = 259.55 \text{ psi}$

$\Delta W_2 = W_2 - W_1 = 110 - 120 = -10 \text{ lb/mmcsf}$ $\Delta P_2 = P_2 - P_1 = 2000 - 1500 = 500 \text{ psi}$

$$\Delta W_1 \longrightarrow \Delta P_1$$

$$\longrightarrow \Delta W_1 = (\Delta W_2 \times \Delta P_1) / \Delta P_2$$

$$\Delta W_2 \longrightarrow \Delta P_2$$

$$\Delta W_1 \times \Delta P_2 = \Delta W_2 \times \Delta P_1$$

$$\Delta W_1 = (-10 \times 259.55) / 500 = -5.191 \text{ lb/mm scf}$$

$$W_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 110 + 5.191$$

$$W_{H_2O} = 115.191 \text{ lb/mm scf}$$

$$W_{H_2O} = 115.191 \text{ lb/mm scf} = 1714.26 \text{ kg/mm scm}$$

III .3-2 En amont du V20

$$P_s = 78 \text{ bars} = 1131.29 \text{ psi}$$

$$T_s = -18C^0 = -0, 4 \text{ } ^\circ F$$

$$-W_1 = 1.9 \text{ lb/mm scf} \longrightarrow P_1 = 1000 \text{ psi}$$

$$\text{\AA } T_s = 140 \text{ F}^\circ \longrightarrow -W_{H_2O} = ? \longrightarrow P_s = 1131.29 \text{ psi}$$

$$-W_2 = 1.5 \text{ lb/mm scf} \longrightarrow P_2 = 1500 \text{ psi}$$

nous trouvons:

$$\Delta W_1 = W_2 - W_{H_2O} = 1.5 - W_{H_2O}$$

$$\Delta P_1 = P_2 - P_s = 1500 - 1131.29 = 368.71 \text{ psi}$$

$$\Delta W_2 = W_2 - W_1 = 1.5 - 1.9 = -0.41 \text{ lb/mm scf} \text{ et } \Delta P_2 = P_2 - P_1 = 1500 - 1000 = 500 \text{ psi}$$

$$\Delta W_1 \longrightarrow \Delta P_1$$

$$\longrightarrow \Delta W_1 \times \Delta P_2 = W_2 \times \Delta P_1$$

$$\Delta W_2 \longrightarrow \Delta P_2$$

$$\Delta W_1 = (\Delta W_2 \times \Delta P_1) / \Delta P_2$$

$$\Delta W_1 = (-0.4 \times 368.71) / 500 = -0.3 \text{ lb/mm scf}$$

$$w_{H_2O} = W_2 - \Delta W_1 = 1.5 + 0.3$$

$$w_{H_2O} = 1.8 \text{ lb/mm scf}$$

$$w_{H_2O} = 1.8 \text{ lb/mm scf} = 26.79 \text{ kg/mm scm.}$$

Tableau III.7: Quantité d'eau dans le gaz naturel .

Disposition	V-202			V-204
Pression (bars)	100	110	120	78
w_{H_2O} (kg/106 Sm ³).	1859.67	1757.43	1714.26	26.79

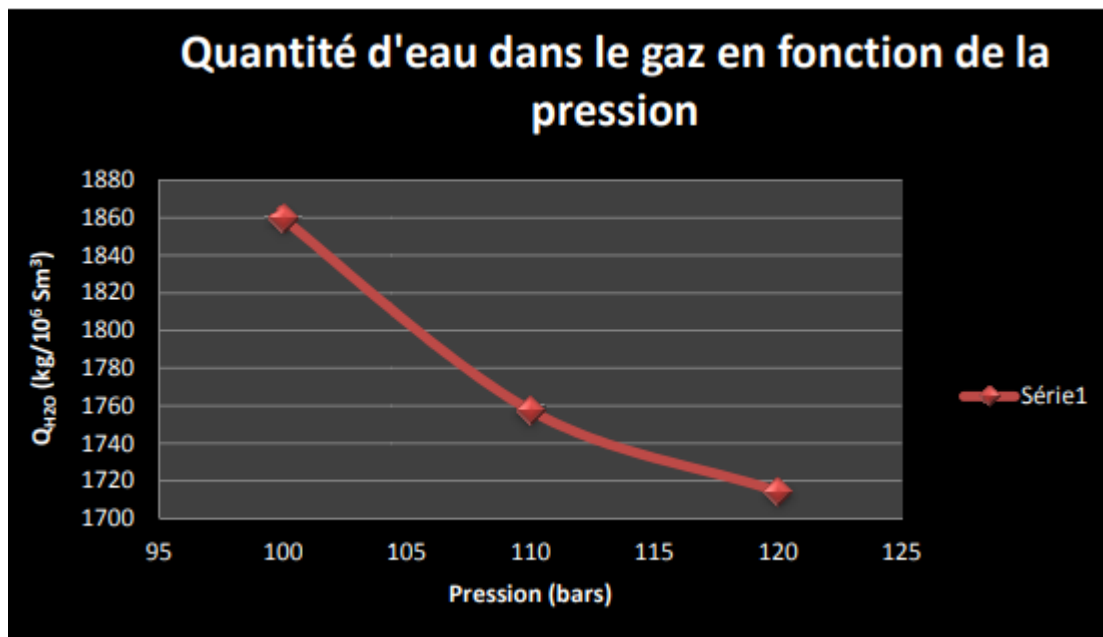


Figure 5 : Quantité d'eau dans le gaz en fonction de la pression.

III .4 Détermination de la quantité d'eau qu'il faut éliminer

La quantité d'eau qui doit être absorbée par le DEG pour éviter la formation les hydrates au niveau du point froid des échangeurs E201, E202 et E203 est égale à :

$$Q_{H_2O} = w_1 - w_2$$

où,

w_1 : teneur en eau de la vapeur sortante du V202 (kg/mmscm),

w_2 : teneur en eau de la vapeur sortante du V204 (kg/mmscm).

1^{er} cas :

$$q_{\text{eau}} = 1859.67 - 26.79$$

$$q_{\text{eau}} = 1832.88 \text{ kg/mmscm} = 1832.88 \text{ kg}/106 \text{ Sm}^3$$

Calcul du débit horaire « Q » :

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

Avec :

V : débit du gaz,

$$\text{Débit du gaz total / jour} = 60 \text{ millions standards m}^3/\text{j.}$$

$$\text{Débit du gaz total / heure} = 60 \text{ millions}/24 = 2,5 \times 10^6 \text{ Sm}^3/\text{h.}$$

$$Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} \times 2,5 \times 10^6$$

A.N :

$$Q_{\text{eau}} = (1832.88 / 106) 2,5 \times 10^6$$

$Q_{\text{eau}} = 4582.2 \text{ kg/h}$
--

2^{ème} cas :

$$q_{\text{eau}} = 1757.43 - 26.79$$

$$q_{\text{eau}} = 1730.64 \text{ kg/mmscm} = 1730.64 \text{ kg}/106 \text{ Sm}^3$$

Calcul du débit horaire « Q » : Nous avons : $Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} * V$

A.N :

$$Q_{\text{eau}} = (1730.64 / 106) 2,5 \times 10^6$$

$Q_{\text{eau}} = 4326.6 \text{ kg/h}$
--

3^{ème} cas :

$$q_{\text{eau}} = 1714.26 - 26.79$$

$$q_{\text{eau}} = 1686.47 \text{ kg/mmscm} = 1686.47 \text{ kg}/106 \text{ Sm}^3$$

Calcul du débit horaire « Q » : Nous avons : $Q_{\text{eau}} = q_{\text{eau}} * V$

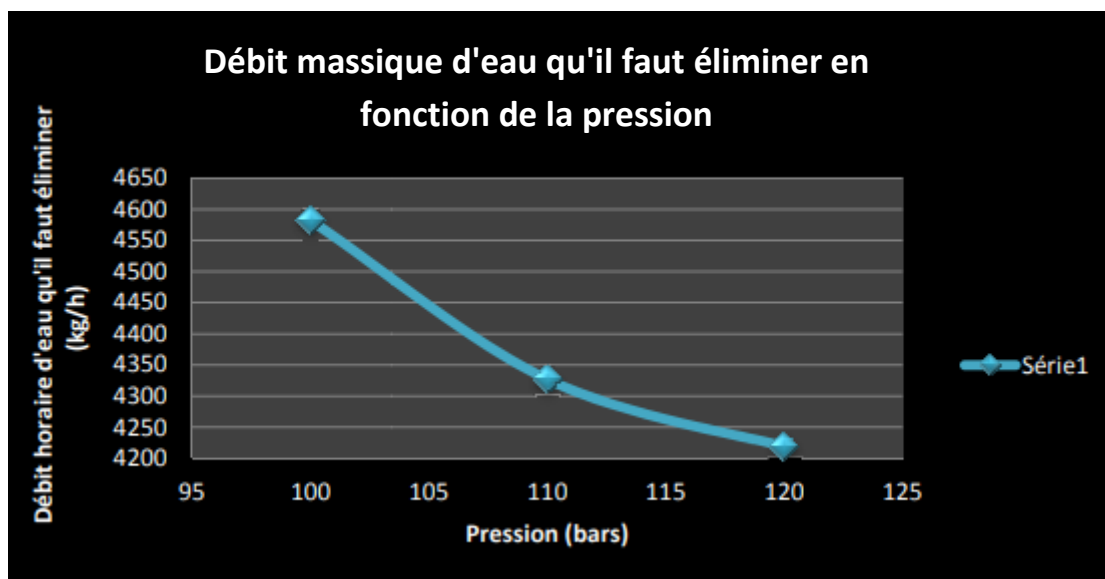
A.N :

$$Q_{\text{eau}} = (1686.47 / 106) 2,5 \times 10^6$$

$Q_{\text{eau}} = 4218.7 \text{ kg/h}$
--

Tableau III.8: Bilan de la quantité d'eau qu'il faut éliminer

Pression (bars)	100	110	120
Q_{H_2O} qu'il faut éliminer (kg/106 sm ³).	1832.88	1730,64	1686.47
Débit d'eau qu'il faut éliminer (kg/h)	4582.2	4326.6	4218.7

**Figure 6 :** débit d'eau qu'il faut éliminer en fonction de la pression

III .5Détermination de la Concentration minimale de DEG hydraté :

Quel que soit le glycol utilisé comme inhibiteur, la concentration minimale hydratée peut être déterminée à partir de l'équation de Hammer Schmidt :

$$= 100 \times \frac{\Delta \cdot M}{K + \Delta T \cdot M}$$

Où :

Cm : concentration minimale du glycol hydraté (% massique),

M : masse molaire du glycol 106,104 g/mol,

K : constante empirique évaluée à 2335,

ΔT : l'abaissement de la température d'apparition des hydrates, c'est-à-dire là

Différence entre la température de formation des hydrates et la température minimale du service.

$$TFH = 21.055C^{\circ} = 70.5F^{\circ}$$

$$\Delta T = 70.5 + 0,4$$

$$Ts = -18C^{\circ} = -0,4F^{\circ}$$

$$\Delta T = 70.9F^{\circ}$$

$$C_{min} = \frac{106.1 * 70.9}{(106.1 * 70.9) + 2335} * 100$$

$$C_{min} = 76,31 \%$$

III .6. Calcul du débit d'injection du DEG (D_{inj}) :

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

III .6 -1. Calcul de la quantité du DEG pour absorber 1 kg d'eau dans le gaz :



Figure 4 : Schéma des différents courants entrant et sortant de matière

Le bilan de matière est par rapport à l'eau : $W + (1-x_1) F = (1-x_2) FH$

Le bilan de matière est par rapport au glycol : $x_1 F = x_2 FH$

Où,

F : quantité de DEG injectée,

F_H : quantité de DEG hydratée,

x₁ : concentration massique de DEG injectée à 85%,

x₂ : concentration massique de DEG hydratée à 76%. **kg de DEG**

Soit :

$$F = \frac{x_2}{x_1 - x_2}$$

$$F_H = \frac{x_1}{x_1 - x_2}$$

$$F = \frac{76}{85 - 76} = 8.45 \frac{\text{kg de DEG}}{\text{kg d'eau}}$$

8.45 kg est la quantité injectée de DEG à 85% qui est nécessaire pour l'absorption de 1 kg d'eau.

II.6.2. Calcul du débit d'injection du DEG :

$$Q_{inj} = q_{eau} \times F / M_{DEG}$$

Où :

D_{inj}: débit d'injection du DEG (kg/h),

D_{eau}: débit d'eau à éliminer en (kg/h),

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

Masse volumique du DEG à 20°C = 1113 kg/m³.

1^{er} cas : D_{inj(volumique)} = (4582. 2 x 8. 45 / 1113) = 34.79 m³/h (3 trains)

2^{ème} cas : D_{inj(volumique)} = (4326. 6 x 8. 45 / 1113 = 32.85 m³/h (3 trains)

3^{ème} cas : D_{inj(volumique)} = (4218. 7 x 8. 45 / 1113 = 32.03 m³/h (3 trains)

Résultats des bilans d'injection :

Tableau III.9 : variation du débit d'injection de glycol horaire en fonction de la pression amont du module

Pression (bars)	100	110	120
D_{inj} (volumique) (m³ / h) pour 3 trains	34.79	32.85	32.03

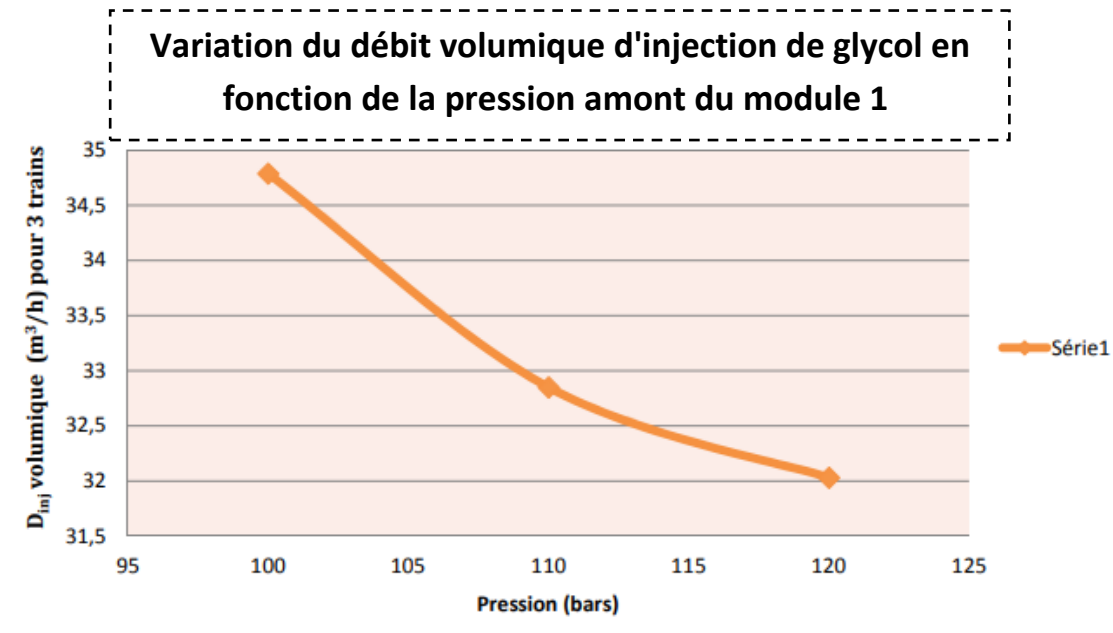


Figure 7: Variation du débit volumique d'injection de glycol en fonction de la pression amont du module 1

On peut remarquer que l'augmentation du débit d'injection de la solution de DEG est inversement proportionnelle à la pression en amont.

L'étude d'optimisation du débit d'injection de DEG, nous a permis de cerner la valeur de consommation de l'absorbant.

La variation de la pression de service influe sur le débit d'injection et la consommation. Plus la pression diminue, plus la proportion d'eau augmente et ça mène vers l'amplification des pertes.

III .7. Variation du débit d'injection du DEG en fonction des concentrations régénérées et hydratées

On a :

$$Q_{inj} = q_{eau} \times F \quad \text{et} \quad F = x_2 / (x_1 - x_2)$$

Où :

D_{inj} : débit d'injection du DEG en (kg/h),

D'_{eau} : débit d'eau à éliminer en (kg/h),

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

x_1 : concentration du DEG régénérée,

x_2 : concentration du DEG hydratée.

Tableau III.10 : Résultats analytiques de variation du débit d'injection du glycol en fonction des concentrations régénérées et hydratées :

$x_1 \backslash x_2$	75%	76%	77%	78%
84.5%	30.67	34.75	39.88	46.65
85%	29.15	32.81	37.42	43.30
85.5%	27.76	31.10	36.97	40.43
86%	26.5	29.54	33.24	37.90

Le débit d'injection de DEG varie en fonction des concentrations de DEG régénérées et hydratées, cela nous permet d'optimiser le débit d'injection de DEG tout en optimisant les pertes par le bon choix des concentrations et sans aucune influence sur le déroulement du processus. Cela veut dire, pour différentes concentrations, on peut avoir des différents débits parmi lesquels on peut sélectionner celui qui nous assure le bon fonctionnement ou une bonne absorption de l'eau contenue dans le gaz naturel avec une nette amélioration des pertes, ce qui nous conduit d'avoir un gain de glycol.

CONCLUSION GENERAL

CONCLUSION GENERAL

Conclusion Générale

Le gaz naturel est réfrigéré pour extraire les hydrocarbures, lors cette opération, le gaz peu se former des hydrates et pour cette raison, en injectent un solvant anti-hydrates qui ni autre que le glycol, afin d'éviter le problème de hydratation de gaz naturel.

La méthode de calcul nous a permis d'actualiser les débits d'injection, les résultats de calculs obtenus démontrent que le débit d'injection de glycol est variable dans le temps.

Nous constatons que les débits de DEG dépendent de la teneur en eau du gaz brut et des conditions de température et de pression et la concentration de DEG pauvre injecté.

Notre projet consiste à optimiser la consommation du glycol et comment évaluer les pertes.

Notre objectif est de calculer la quantité de diéthylène glycol nécessaire pour la déshydratation du gaz naturel, afin de déterminer l'optimum.

Nous avons noté après les calculs du débit d'injection du DEG, que ce dernier est suffisant pour éviter la formation des hydrates, ainsi le débit que nous avons démontré varie en fonction des paramètres (pression, température) avec un choix exacte de la concentration du DEG injecté.

Nous pouvons conclure que la solution du glycol permet d'obtenir un gaz de vente qui répond aux spécifications commerciales, avec un minimum des pertes, dont le gain d'une quantité de glycol qui est un bénéfice pour le module.

Nous avons conclu à travers le processus Optimisation de l'unité de régénération du glycol : 8.45 kg est la quantité injectée de DEG à 85% qui est nécessaire pour l'absorption de 1 kg d'eau.

Références Bibliographiques

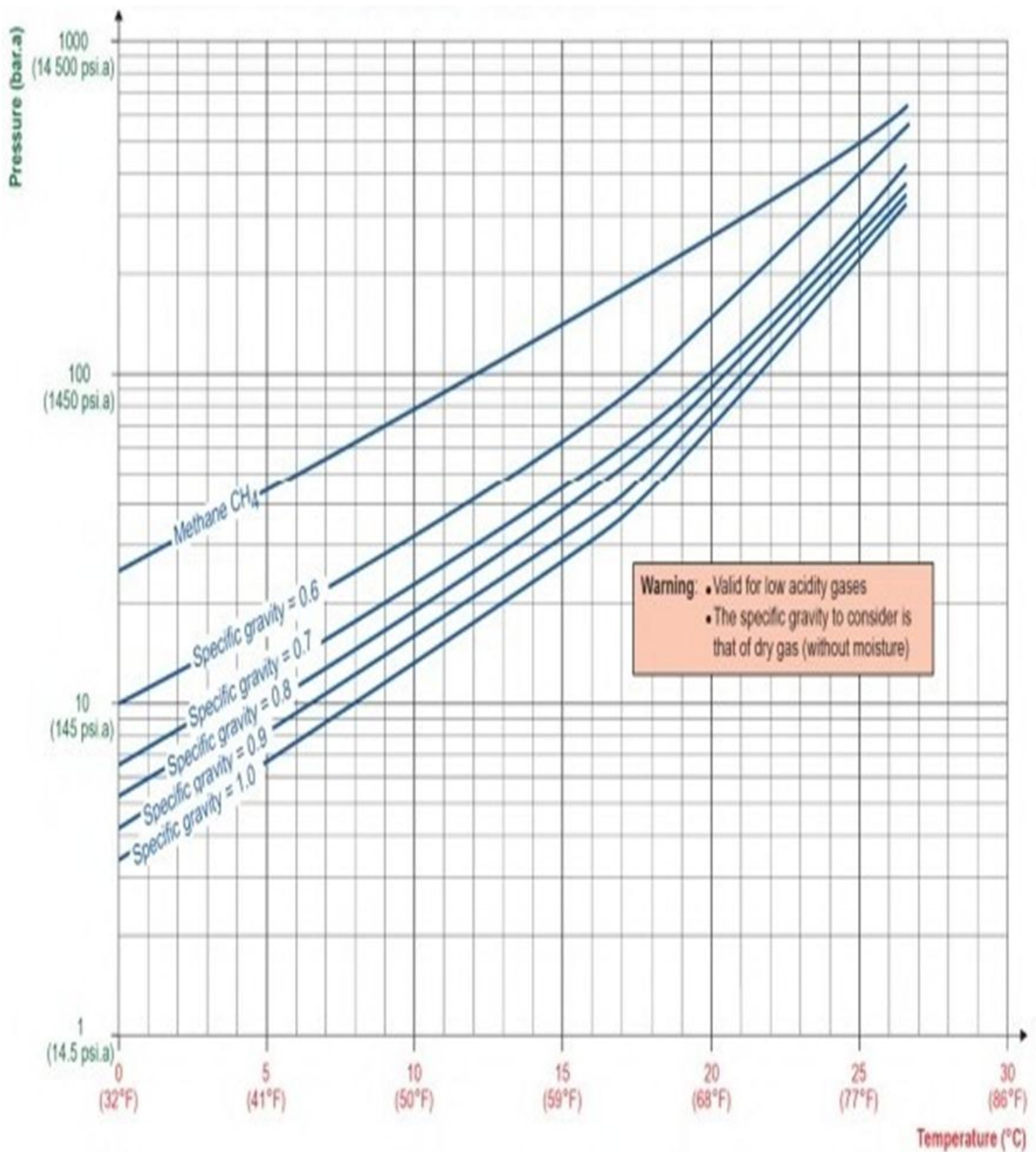
Références et bibliographiques

- [1] : R.Alexander ;le gaz naturel, production, traitement et transport .Edition Technip, paris1994.
- [2] : C. Chesnay ; Le gaz naturel dans le monde ; Ed. Technip. Parais 1975.
- [3] : Manuel opératoire du module '0', Cob steel, 2005.
- [4] : GHODBANE. AEK, optimisation de la consommation du glycol au niveau de module 1 à Hassi R mel,mèmoire de fin d etudes, Université de Boumerdes 2004
- [5] :. Dow chemical company;G. conditioning Facebook ; USA, Midlands . michigan1962.
- [6] :. J. Laurue et E. Lebas ; procédé intégré de traitement de gaz;1990
- [7] :P. Chabrette ; les hydrates dans la production et la transport des gaz naturels ; Edition paris 1990.

Annexes

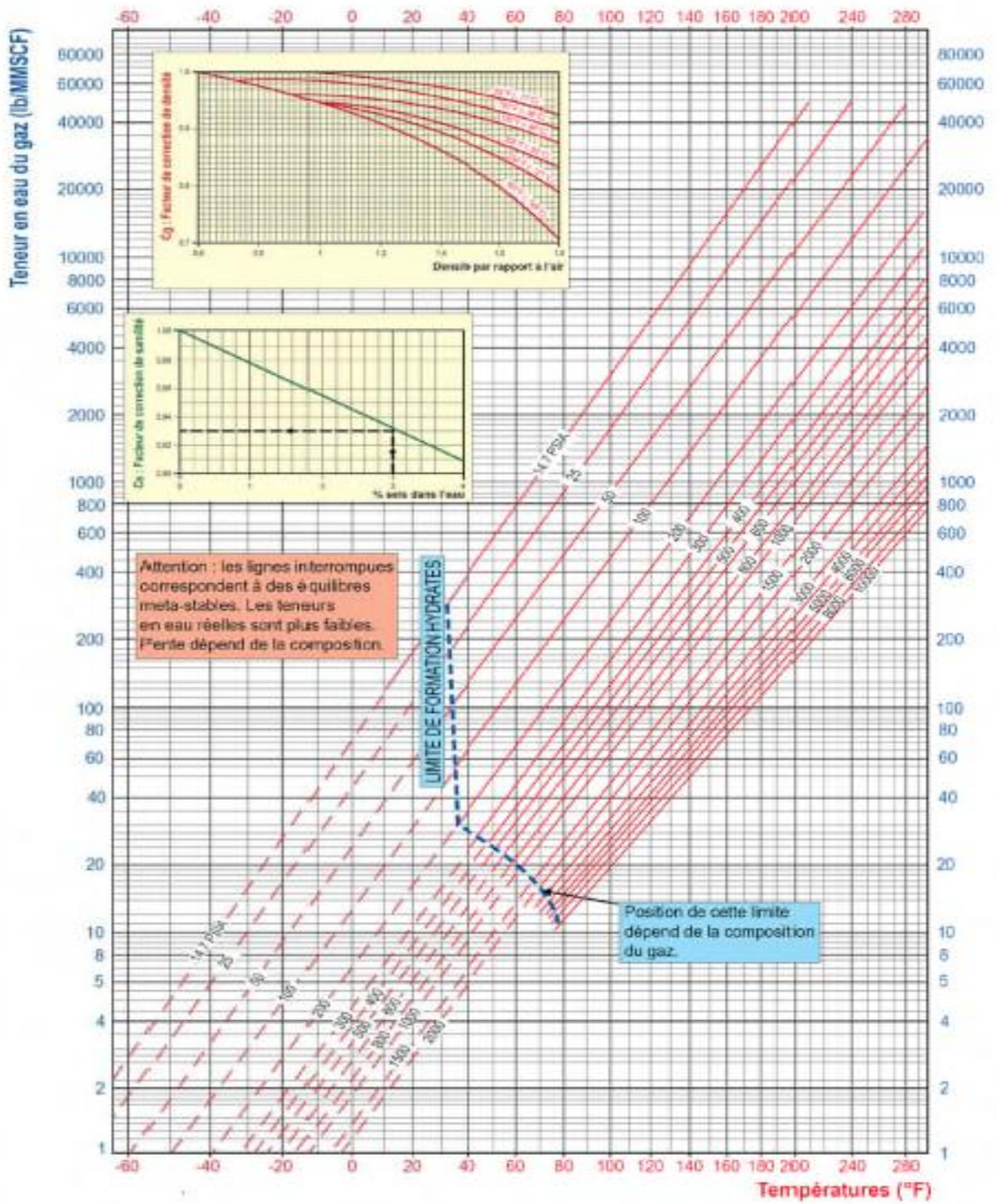
Annexe

Annexe1 : Méthode graphique de KATZ pour la prédiction de la température de formation des hydrates



Annexe

Annexe2:Diagramme de MEKETTA



العنوان: تحسين معدل حقن الجليكول

ملخص: من أجل تجنب تكوين الجليد وتقليل استهلاك الجليكول ، من الضروري تحسين معدل حقن DEG في ظل ظروف التشغيل. للقيام بذلك ، نحسب محتوى الماء للغاز عند مخرج الفواصل V202 و V204 ، وكمية الماء المراد التخلص منها على مستوى بطارية المبادل ومعدل حقن الجليكول وفقاً لحمل الوحدات. و DEG تركيز.

سمحت لنا طريقة الحساب بتحديث معدلات الحقن، تظهر نتائج الحساب التي تم الحصول عليها أن معدل حقن الجليكول بمرور الوقت. لتحقيق هذه المواصفات، يتم تجفيف الغاز الخام في مرافق المعالجة الواقعة بالقرب من حقول الغاز. يتم اختيار عملية تبريد الغاز الخام بشكل عام لعملية التجفيف هذه ، والتي عادة ما تكون مصحوبة بتكثيف الماء الموجود في الغاز. إن وجود المرحلة السائلة في الماء وتشغيل النظام في ظل ظروف تشغيل معينة يعزز ظهور بلورات الهيدرات التي يمكن أن تخلق سدادة قادرة على إغلاق الأنابيب وإيقاف تدفق الغاز. تعتبر سلامة تشغيل وحدة معالجة الغاز من أهم اهتمامات الفنيين ويتم تنفيذ جميع الوسائل لتجنب أي مشكلة كبيرة تؤدي إلى الإغلاق الكامل للوحدة.

يتم بشكل عام اختيار حقن محلول مائي من الجليكول ، قبل عملية التبريد ، كمحلول لتجنب تكوين أي هيدرات، يلعب معدل الحقن وكذلك نقاء محلول الجليكول دوراً مهماً للغاية في تحقيق هذا الهدف

Titre : Optimisation du débit d'injection de glycol MPPI

Résumé : Afin d'éviter la formation de glace et minimiser consommation de glycol, il est nécessaire d'optimiser le débit d'injection du DEG dans les conditions opératoires. Pour cela, on calcule la teneur en eau du gaz à la sortie du séparateurs V202 et V204, la quantité d'eau à éliminer au niveau de la batterie d'échangeurs et le débit d'injection de glycol en fonction de la charge des unités et la concentration du DEG.

La méthode de calcul nous a permis d'actualiser les débits d'injection. les résultats de calculs obtenus démontrent que le débit d'injection de glycol dans le temps.

Pour atteindre cette spécification, le gaz brut est déshydraté dans les installations de traitement situées tout près des gisements de gaz. Le procédé de refroidissement du gaz brut est généralement choisi pour cette opération de déshydratation, lequel est normalement accompagné d'une condensation de l'eau présente dans le gaz. La présence de la phase liquide en eau et le fonctionnement du système à certaines conditions opératoires favorisent l'apparition de cristaux d'hydrates qui peuvent créer un bouchon capable d'obturer la canalisation et d'arrêter l'écoulement du gaz. La sureté de fonctionnement d'une unité de traitement de gaz est l'une des plus importantes préoccupations des techniciens et tous les moyens sont mis en œuvre afin d'éviter tout problème majeur qui conduit à l'arrêt total de l'unité.

L'injection d'une solution aqueuse de glycol, en amont du procédé de refroidissement, est généralement choisie comme solution pour éviter toute formation d'hydrates. Le débit d'injection ainsi que la pureté de la solution de glycol jouent un rôle très important pour atteindre cet objectif.

Title: Optimization of MPPI glycol injection rate

Summary: In order to avoid the formation of ice and minimize glycol consumption, it is necessary to optimize the DEG injection rate under the operating conditions. To do this, we calculate the water content of the gas at the outlet of separators V202 and V204, the quantity of water to be eliminated at the level of the exchanger battery and the glycol injection rate according to the load of the units. and DEG concentration.

The calculation method allowed us to update the injection rates. the calculation results obtained demonstrate that the glycol injection rate over time.

To achieve this specification, the raw gas is dehydrated in processing facilities located close to the gas fields. The raw gas cooling process is generally chosen for this dehydration operation, which is normally accompanied by condensation of the water present in the gas. The presence of the liquid phase in water and the operation of the system under certain operating conditions promote the appearance of hydrate crystals which can create a plug capable of blocking the pipe and stopping the flow of gas. The operating safety of a gas treatment unit is one of the most important concerns for technicians and all means are implemented to avoid any major problem that leads to the total shutdown of the unit.

The injection of an aqueous solution of glycol, upstream of the cooling process, is generally chosen as a solution to avoid any formation of hydrates. The injection rate as well as the purity of the glycol solution play a very important role in achieving this objective.