

République l'Algérienne Démocratique et Populaire

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique**



CENTRE UNIVERSITAIRE D'EL-OUED

INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE

Mémoire de fin d'étude

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE

LICENCE ACADEMIQUE

Domaine: Sciences et techniques
Spécialité : Hydrocarburs et chimie
Option : Raffinage

Thème

**Etude de l'unité de déshydratation du gaz par
Tri éthylène glycol « TEG »**

Réalisé par :

Lebbihiate abdelraouf

Nouri abdelfattah

Bekkouche yasser

Encadré par :

Mr. Rouahna noureddine

PROMOTION 2012

remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

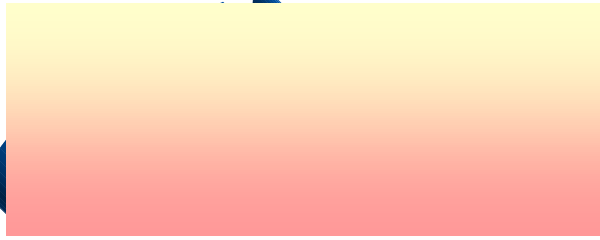
Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à tous les professeurs qui nous ont aidés tout au long de notre cursus universitaire en particulier notre promoteur Mr. ROUAHNA Noureddine pour ses conseils et l'aide qu'il nous a apportés.

Nous remercions vivement le jury qui à accepter de juger ce modeste travail

Nous voudrions aussi exprimer toute notre gratitude à :

Mrs : suid abderrazak ,bekkouché messoud Respectivement le chef de champ, les deux chefs de division, les contremaîtres, les opérateurs et le responsable de formation ainsi que tout le personnel du champ de RHOURDE EL BAGUEL pour les orientations et les conseils ainsi que le support documentaire dont ils nous ont fait profiter toute au long de notre stage de fin d'étude.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.



*J'ai le grand honneur de dédier ce travail A l'être le plus cher de ma
vie, ma mère ET mon père.*

A mes frères

Et ma sœur

A toute ma famille

A tous mes amis,

" à tous ceux qui sèment le bonheur dans mon chemin.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de raffinage

A mon cher pays « l'ALGERIE », et ma belle ville « el-oued».

A tous ceux que j'aime

Abdelfattah

Dédicace

**J'ai le grand honneur de dédier ce travail A celui qui ma fait de moi
un homme, mon père.**

A l'être le plus cher de ma vie. ma mère.

A mes frères

Et ma sœur

A toute ma famille et surtout mes grands père

Et mes grandes mères

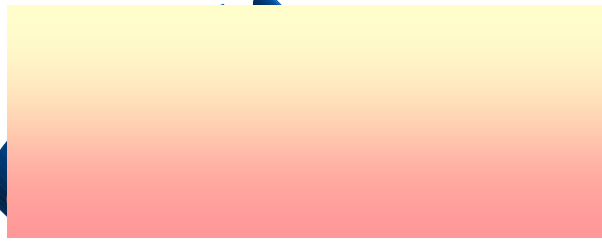
**A tous mes amis, à tous ceux qui sèment le bonheur dans mon
chemin.**

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de raffinage.

A mon cher pays « l'ALGERIE », et ma belle ville « EL-OUED».

A tous ceux que j'aime

A.RAOFE.L



**J'ai le grand honneur de dédier ce travail A celui qui ma fait de moi
un homme, mon père.**

A l'être le plus cher de ma vie. ma mère.

A mes frères

Et ma sœur

A toute ma famille et surtout mes grands père

Et mes grandes mères

**A tous mes amis, à tous ceux qui sèment le bonheur dans mon
chemin.**

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de raffinage.

A mon cher pays « l'ALGERIE », et ma belle ville « EL-OUED».

A tous ceux que i'aime

Y asser

List des figures

Figure-I-1- Historique de production du brut et gaz.....	3
Figure-I- 2-Situation géographique de Rhourde El Baguel.....	4
Figure-I-3-carte structural du champ Rhourde El Baguel.....	5
Figure-I-4 :Injection de gaz miscible.....	6
Figure. I-5 Schéma de balance	12
Figure. II-1 polyèdres consomment les cavités des hydrates (dodécaèdre 5^{12}).....	15
Figure. II-2- structure de la glace (structure II).	15
Figure. II- 3 : l'inhabitation des hydrates avec le Tri Ethylène Glycol	17
Figure. II- 4 : L'inhabitation des hydrates avec le méthanol.	18
Figure II- 5 : la variation des viscosités des solutions de tri Ethylène glycol avec la température.....	24
Figure .II- 6 : la variation de la conductivité thermique des solutions de tri Ethylène glycol avec la température.....	24
Figure III-1 : Schéma simple de circuit TEG	27
Figure III- 2 : Les principaux composants de la section de déshydratation.....	29
Figure III- 3 : Section déshydratation	30
Figure III-4 : Détail de schéma de contacteur de TEG.....	32
Figure III- 5 : Les principaux composants de la section régénération	34
Figure III- 6 : Schéma détail du rebouilleur de glycol.....	36
Figure III- 7 : Circulation des fluides.....	38
Figure IV-1: La variation du taux d'humidité avec la température et la pression.	40
Figure .IV-2: La variation du débit du glycol avec la température et la pression.....	43
Figure. IV-3: La variation du volume du gaz avec la température.....	45
Figure. IV-4: La variation de la vitesse du gaz en fonction de la température.....	46
Figure-IV-5: La variation du stripping gaz avec la température.....	47

List des tableaux

Tableau. II -1 : les propriétés physiques de certains glycols et le méthanol.....	23
Tableau-IV-1: L'influence de la température et la pression sur le taux d'humidité.	41
Tableau-IV-2-: L'influence de la température et la pression sur la quantité d'eau qu'il faut récupérer.....	41
Tableau-IV-3-: La quantité d'eau récupère avec la variation des paramètres. ..	42
Tableau-IV- 4: La variation du rendement suivant la température et la pression.....	42
Tableau-IV-5: La variation du taux d'absorption avec les paramètres	43
Tableau-IV-6: Le débit du glycol a différentes températures et pressions.....	43
Tableau IV-7: Le débit de glycol en m ³ /hr.	44
Tableau-IV-8: Facteurs de compressibilité et volumes du gaz à différents paramètres.	45
Tableau-IV-9: La vitesse du gaz suivant les différents paramètres.....	46
Tableau-IV-10: Le débit du stripping gaz ft ³ /day.....	47
Tableau-IV-11: La variation des pertes de TEG.	49
Tableau-IV-12: Les pertes de TEG (actuel, calcul, design).	50

SOMMAIRE

Introduction	1
--------------------	---

CHAPITRE I : Généralités sur le champ RHOUD EL BAGUL

Introduction	2
I-1 Historique	2
I-2 Situation géographique	3
I-3 L'exploitation du champ	4
I-4 Développement du champ	6
I-5 Description du procédé	7
I-5-1 Techniques utilisées dans l'exploitation du champ	7
I-5-1-A Injection d'eau	7
I-5-1-B injection de gaz lift	7
I-5-1-C injection de gaz miscible	7
I-6 Les différentes unités du champ.....	7
I-6-1 Le centre CPF (Centre Production Facilites)	7
I-6-1-1 Unité optimisation	7
I-6-1-1-B Optimisation brut.....	8
I-6-1-1-A Optimisation gaz	8
I-6-1-1-C Optimisation oil hot (huile chaude)	9
I-6-1-2 Unité de glycol	9
I-6-1-3 Unité traitement	9
I-6-1-4 stockage	9
I-6-1-5 Unité l'expédition	10
I-6-1-6 Unité centrale électrique (PGT10)	10
I-6-1-7 Unité EDR (Electrodialyse Réversible)	10
I-6-2 Le Centre TCF (turbo –compresseur - facilites)	10
I-6-2-1 Unité glycols (TEG)	11
I-6-2-2 Quatre trains turbo-compresseurs (A/B/C/D).....	11
I-7 Alimentation en gaz du TCF.....	11
I-8 Différente division de la région	11

CHAPITRE-II : DESHYDRATATION DU GAZ

Introduction.....	13
II-1 Les hvdrates et conditions de leurs formations	13
II-2 Méthodes de mesure de la teneur en eau dans le gaz naturel	13
II-3 Structures des hydrates	14
II-3-1 Structures de base	14
II-3-1-A Hvdrates de structure I	15
II-3-1-B Hvdrates de structures II	15
II-3-1-C Hydrates de structure H	15
II-4- Prévention des hydrates	15
II-4-1 chauffage	16
II-4-2 réduction de pression	16
II-4-3 utilisation d'inhibiteurs.....	16
II-4-3-A sels	16
II-4-3-B Alcools	17
II-5-1 Pourquoi la déshvdratation du gaz ? ..	18
II-5-2 Type d'absorbants	19
II-5-3 les propriétés du solvant.....	19
II-5-4-1 Définition Tri Ethylène Glycol (TEG)	19
II-5-6 Fabrication des GLYCOLS	19
II-5-4-3 Pourquoi le GLYCOL?	20
II-5-5- Influence des paramètres sur l'absorption	21
II-5-5.1- La température.....	21
II-5-5-A La pression	21
II-5-5-B- La vitesse	21
II-5-5-C Concentration de l'absorbât.....	21
II-5-5-D Impuretés.....	21
II.5.4-2 différents types de glycol	21
II-5-7 Propriétés physico-chimiques des GLYCOLS	23
II-6- La déshvdratation par adsorption	25
II-6-1 Les propriétés de l'adsorbant	25

II-6-2 Les différents adsorbants	25
II-6-3 Les caractéristiques du procédé.....	26

CHAPITRE-III : Description de l'unité TEC

III-1 UNITE DE DÉSHYDRATATION DU GAZ AU TEG	27
III- 1-1 SECTION DESHYDRATATION.....	27
III- 1-2 Description de la section déshydratation.....	28
III-1-3 Identifier les principaux composants de la section de déshydratation	29
III-1-4 Principaux paramètres.....	31
III-2-1 Section régénération.....	33
III-2-2 Principaux composants de la section régénération.....	34
III-2-3-1 Fonctionnement du rebouilleur de glycol	36
III-2-3-2 Détail du rebouilleur de TEG.....	37
III-2-3-3 Circulation des fluides.....	38

CHAPITRE-IV : Partie Calcul

Les paramètres de déshydratation	40
IV-1 Cas actuel	40
IV-1-1 Le taux d'humidité du gaz.....	40
IV-1-2 La quantité d'eau récupérée dans le contacteur	41
IV-1-3 La quantité d'eau absorbée	42
IV-1-4 Le rendement de l'eau enlève	42
IV-1-5 Détermination du débit du glycol	43
IV-1-6 Détermination du volume du gaz	44
IV-1-7 Calcul de la vitesse du gaz	45
IV-2-2 Calcul des pertes de glycol	46
IV-1-9 Vérification du stripping gaz	47
IV-2 PERTES DU GLYGOL	48
IV-2-1 Problèmes liés à l'exploitatio	48
IV-1-8 Vérification de la consommation du fuel gaz	48
IV-3 CALCUL TECHNICO-ECONOMIQUE.....	51
IV-3-1 Pour l'installation d'un calorifuge	51
IV-3-2 Pour l'installation des air - réfrigérants	51

IV-3-3 Le benefice total.....	51
Conclusion.....	52
Bibliographie.....	53

INTRODUCTION

L'industrie pétrolière est devenue aujourd'hui une branche fondatrice de l'économie mondiale et de l'économie de notre pays.

Depuis le début du 20^{ème} siècle, nous observons un élargissement de l'utilisation du pétrole et du gaz et de leurs dérivés, et une augmentation considérable de la production mondiale du pétrole et du gaz.

Pour satisfaire cet accroissement, il faut constamment rechercher de nouveaux gisements, par les méthodes les plus modernes de recherches géologiques, de prospections géophysiques et des nouvelles techniques de forage, d'exploitation et de récupération, liées aux différents types de gisements de pétrole et de gaz.

L'ALGERIE est un pays à grand potentiel gazeux au niveau mondial. Les réserves la plus importante en gaz se trouvent à HASSI R'MEL. Elles sont évaluées à plus de 1800 milliards de m³ de gaz brut.

Donc le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant. Vu l'importance des dernières réserves découvertes et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement, favorisant notamment son utilisation dans la production de l'électricité.

Les coûts techniques de la production, de traitement et surtout de production du gaz naturel restent toutefois élevés et représentent un handicap.

Les progrès techniques permettant de réduire ces coûts devraient jouer dans l'avenir un rôle majeur dans le développement du commerce international du GN.

Les exigences du marché exigent un traitement rigoureux pour faciliter son transport et sa distribution par canalisation, la qualité du gaz naturel est caractérisée par certaines spécifications notamment le pouvoir calorifique, la teneur en C₅⁺ et la teneur en eau pour obtenir le gaz «on spec», le gaz brut venant des puits subit un traitement en chaîne pour éliminer l'eau, récupérer les fractions des hydrocarbures lourds (condensât) et le GPL.

Ce travail est un rapport de stage au niveau de champ de RHOURD EL BAGULE, il comporte quatre chapitres. Le premier chapitre est une définition du champ, dans le deuxième on fait la déshydratation du gaz, le troisième est une description d'unité de TEG et le quatrième c'est un calcul sur déshydratation du gaz et régénération de TEG. [3]

Introduction [1]

Dans le but d'acquérir une bonne maîtrise des nouvelles technologies utilisées par des grandes compagnies pétrolières internationales, l'entreprise **SONARCO** a opté pour le partenariat avec ces dernières, afin de développer l'exploitation pétrolière dans le sud algérien et l'association **SONATRACH / ARCO** en 1996 qui a été rachetée en 2000 par **BP** (British Petroleum).

Un partenariat qui a concrétisé un partage de production de 51% contre 49%, qui prévoit la réalisation d'un important programme de travaux pour la mise en place d'un procédé de récupération par injection de gaz miscible.

Un contrat d'une durée de 25 ans et d'un montant global des investissements estimé à plus de deux milliards de dollars.

L'objectif tracé est d'atteindre la production de 563 millions de baril de brut.

Actuellement le gisement produit un potentiel de 40.000 b/jour avec les puits inactifs :

Le nombre total des Puits : 85

- 46 puits producteurs
- 08 puits fermés temporairement
- 16 puits injecteurs de gaz ouverts
- 06 puits injecteurs de gaz fermés
- 01 puits injecteurs de gaz abandonnés
- 12 puits producteurs d'eau ouverts
- 05 puits d'eau abandonnés définitivement
- 03 puits injecteurs d'eau fermés
- 02 puits secs

I-1 Historique :

L'histoire de production du champ de REB a été mise en production par la société américaine SINCLAIR OIL, et par SONATRACH en 1962 avec une pression initiale de 420 Bars. A son taux de production 17000 mètres cubes de pétrole brut par jour.

En octobre 1991, SONATRACH lance un appel d'offre auprès des compagnies pétrolières internationales ciblant l'apport d'une technologie de pointe dans les techniques de récupération assistée pour 11 gisements de pétrole.

Le 18 novembre 1992 ARCO présente une offre définitive et se déclare être en mesure d'atteindre l'objectif principal de l'appel d'offres par la mise en œuvre d'un procédé

d'injection du gaz miscible. un accord cadre est conclu entre SONATRACH et ARCO. en février 1996 ce contrat signé est de type partage de production, la part revenant au partenaire est de 49%. la durée de ce contrat s'étend sur 25 ans avec possibilité d'extension à 30 ans vue d'atteindre la production de 563 millions de barils d'hydrocarbures li, mais cette société a été rachetée en 2000 par BP (BRITISH PETROLIUM) cette association fut appelée SONARCO. la figure ci-dessous représente la production du pétrole et gaz dans le champ.

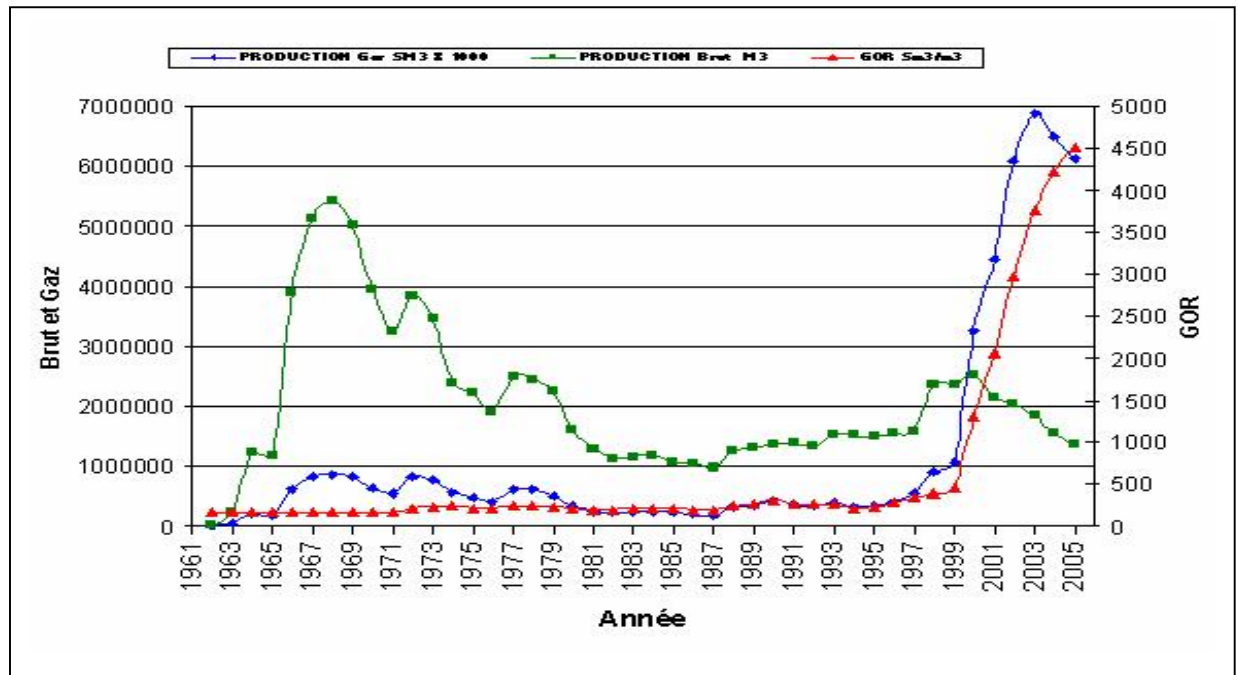


Figure-I-1- Historique de production du brut et gaz

I-2 Situation géographique :

Le champ de RHOURE EL BAGUEL est situé presque à 90km au sud de HASSI MESSAOUD sur la route d'EL-BORMA (Fig.I-2). Pour certains Rhourde El-Baguel signifie à lui tout seul « grande dune », El-Baguel serait le non d'un arbuste présent dans la région.

La grande dune se présente sous la forme anticlinale asymétrique orientée nord-est/Sud-ouest et limitée par deux failles majeures. La formation productrice est constituée des grès du cambrien, de porosité moyenne, de faible perméabilité et dont l'épaisseur est de 50 mètres. La zone de production s'étend du sud-ouest au nord-ouest sur une longueur de 11,2km et une largeur de 7km. Les réserves de ce gisement ont été estimées à 461 millions de mètres cubes.



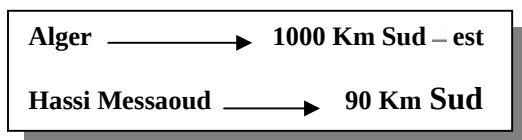


Figure-I- 2-Situation géographique de Rhourde El Baguel

I-3 L'exploitation du champ:

Il existe trois types des puits :

- Puits producteurs d'huile (actuellement en production)
- Puits injecteurs de gaz
- Puits d'eau actifs



Figure-I-3-carte structural du champ Rhourde El Baguel

En injectant du Gaz à haute pression environ 200 bars dans les puits injecteurs le brut monte à travers des ouvertures qui sont des puits producteurs, et ensuite stocké dans les bacs stockages comme la montre la figure I.4.



Figure-I-4 :Injection de gaz miscible

I-4 Développement du champ:

Actuellement, la pression de gisement est de 129 bars donc inférieure au point de bulle de l'huile. SONARCO se propose de recomprimer le gisement pour atteindre la pression de miscibilité gaz-huile qui est de 230 bars en injectant du gaz produit de REB, et le gaz importé de ZINA.

Afin de réaliser cette injection de gaz, les travaux suivants ont été achevés : le forage de 52 puits producteurs et injecteurs, l'installation des stations d'injection de gaz ainsi que l'augmentation de la capacité de production des installations en surface.

La réalisation de la station de réinjection du gaz miscible est de capacité de 28 millions de mètres cube par jour.

I-5 Description du procédé:

I-5-1 Techniques utilisées dans l'exploitation du champ :

Tout au début de l'exploitation du champ, le gisement a été exploité en production naturelle jusqu'à la pression de fond de réservoir chute au delà de la pression de production. C'est alors que les exploitants ont pensé aux techniques d'injection suivantes :

I-5-1-A Injection d'eau :

Initiée à la fin des années 70, notamment sur les puits RB17, RB11, mais arrêtée en 1991 à la suite de percées obtenues sur les puits producteurs avoisinant les puits injecteurs d'eau (15719 mètres cubes ont été cumulés).

I-5-1-B injection de gaz lift :

Le recours à cette technique, a été adopté après les résultats insatisfaisants par injection d'eau. Ce procédé consiste à l'injection de gaz sec et comprimé à travers le tubage jusqu'au fond, afin d'alléger la colonne d'huile puis il sera récupérer à la surface.

I-5-1-C injection de gaz miscible :

Cette technique déjà utilisée par la **Sonatrach** depuis plusieurs années consiste, à injecter un gaz à haute pression qui permettra la compression du gisement pour atteindre une pression minimale de miscible est choisie comme fluide d'injection en tenant compte de taux de récupération favorable, le déplacement miscible donne un coefficient de balayage.

I-6 Les différentes unités du champ :

Le champ est composé de deux centres, trois manifolds et puits :

centre CPF, centre TCF, Manifold sud, manifold nord. Projet compte deux phases :

I-6-1 Le centre CPF (Centre Production Facilities) :

Il est aussi sous la phase A. Il a deux unités principales (Fig.I.5):

I-6-1-1 Unité optimisation :

L'objectif principal de cette unité :

- Augmenter la production de REB.
- La récupération des gaz torchés (c-à-d les gaz riches en propane et butane).
- Diminuer le taux de la vapeur et l'injection du gaz.

I-6-1-1-A Optimisation du gaz :

Elle est composée de plusieurs installations qui reçoivent leur alimentation des manifolds Nord, sud, centre venant des puits à basse pression.

• Deux turbines THOMASSEN FRAME3 :

Elles entraînent les deux compresseurs ELLIOT GBT 4501 /4502

Le GBT 4501 représente le premier étage qui reçoit le gaz à une pression de 1.5 à 1.7 bars et le refoule à une pression de 13 à 14 bars, puis il l'envoie à l'entrée du deuxième étage (GBT 4502) qui le refoule à une pression de 45 à 50 bars.

Ce gaz est envoyé vers le TCF pour le comprimer à une pression d'environ 35 bars.

- **Station VEGI (Varly Early Injection):**

Le rôle de cette unité est de comprimer le gaz de MP à HP augmenter la pression du gisement, elle comprend trois compresseurs à piston entraînés par des moteurs à gaz, elle injection du gaz dans les puits injecteurs. Unité actuellement a l'arrêt.

- **Unité gaz lift :**

Cette unité comprime le gaz traité provenant de l'unité optimisation a fin de lifte les puits producteurs et améliorer le taux de récupération des réserves.

Elle est compose de deux compresseurs volumiques qui sont à leur tour entraînés par des moteurs électriques asynchrones 450 KW.

I-6-1-1-B Optimisation brut : Elle comporte :

- **Un séparateur FA 4504 :**

L'eau va vers l'unité API /CPI. à la sortie de ce séparateur. et l'huile vers le stabilisateur par contre le gaz vers le ballon FA4501 ou vers la torche.

- **Des pompes GA4504/4504s :**

Elles sont entraînées par des moteurs électriques. leur rôle est d'aspirer le brut à la sortie du séparateur FA4504 et le refoule dans la colonne DA4502.

- **Deux échangeurs de chaleur EA4501, EA4501s :**

Ils travaillent en alternance. servant au réchauffement d'une partie d'huile. puis la refouler à l'intérieur du stabilisateur DA4501.

- **Une colonne de stabilisation DA4501 :**

Une colonne où se fait la dernière séparation de l'huile et de gaz venant des puits de basse pression et du séparateur V1529/1530/1531.

I-6-1-1-C Optimisation oil hot (huile chaude) :

Elle est composée de :

- **Les fours BA 4501/F5001 :**

La température dans ces fours peut atteindre 270 °C, ils servent à réchauffer l'huile utilisée.

- **Un réservoir d'huile FA4508. et les pompes DA4505/4505s :**

L'huile sert à stabiliser le condensât dans la colonne DA 4502, et le brut dans la colonne DA 4501.

I-6-1-2 Unité de glycol :

Le gaz refoulé de GBT 4502 doit être séché et cela en passant par le ballon de séchage au glycol MV 1401 pour éviter le givrage et corrosion des conduites.

I-6-1-3 Unité de traitement :

Elle est conçue pour traiter tous les puits de REB à haute et moyenne pression elle regroupe la séparation du pétrole, du gaz et l'eau. le stockage et l'expédition du brut

1-Trios séparateurs V1511/1522 :

La pression d'entrée est d'environ 1.7 bars et elle ressort. le gaz sera envoyé vers le compresseur MB du TCF, tandis que le brut passe les deux séparateurs V 1522/15.

2-trois séparateurs V1529/1530/1531 :

Le brut sortant des séparateurs MP avec une pression de 10 bars ces séparateurs puis vers le séparateur LP (V1532) à une pression d'environ 4 bars ensuite il passe à travers le FA4501 où elle tombe jusqu'à 1,8 bars et sera stabilisé dans le DA4501 puis refoulé à la pression atmosphérique vers les séparateurs A3/B3/C3, le pétrole sera stocké dans les bacs de stockage R1/R2/R3.

Le gaz ressort avec une pression de 2 bars, il alimente le GBH 4501 à travers le ballon FA4507.

I-6-1-4 stockage :

Le centre de stockage est composé de 3 bacs de 20,000mètres cubes chacun conçus pour stoker le pétrole brut provenant de l'unité de traitement ces derniers sont reliés à un manifold permettant à chacun d'eux d'être soit en récepteur en décantation ou en expédition.

Chaque bac est protégé par un réseau de mousse et une couronne de refroidissement relie au réseau incendie.

I-6-1-5 Unité d'expédition :

L'unité d'expédition est conçue pour expédier le pétrole brut traité et stabilisé vers la station DTR de MESDAR, elle est composée de :

- ✓ Deux pompes principales entraînées par moteurs électriques asynchrones de 850KW.
- ✓ Deux pompes boostées entraînées par moteurs électriques de 200 KW pour acheminer le brut à partir des bacs de stockage vers aspiration des pompes principales.

Air Utilisez (Air dyne) :

Elle comprend trois compresseurs d'air avis. ces derniers sont entraînés par des moteurs électriques 450 KW le rôle de cette unité est d'alimenter toutes les automatique

ainsi que les vannes de séparateurs et une autre unité d'azote a pour but l'inertes des unités.

I-6-1-6 Unité centrale électrique (PGT10) :

Elle est conçue pour fournir de l'énergie électrique pour le centre de production de REB et les deux bases de vie. Sa fonction est essentielle car son arrêt provoquerait l'arrêt total des unités dans les deux centres, elle est composée de trois turbos générateurs de 10 MVA de chaque les turbines de marque Nuevo Pignone et les générateurs Jeumont Industrie.

On trouve aussi deux sous stations électriques Z6001A et Z6001B pour la distribution à travers de transformateurs de puissance avec trois niveaux de tension 11 KV, 5.5 KV et 0.4 KV.

I-6-1-7 Unité EDR (Electrodialyse Réversible) :

C'est une unité de traitement des eaux utilisée sur le circuit incendie et pour l'utilisation domestique (lavage, nettoyage).

Elle a une équipe de chimistes qui fait les analyses des eaux.

I-6-2 Le Centre TCF (turbo –compresseur - facilites)

Il est connu aussi sous le nom de phase B son rôle est de réinjecter du gaz dans les puits injecteurs il est composé de :

I-6-2-1 Unité glycols (TEG) :

Une unité qui s'occupe de déshydratation du gaz provenant du gisement de REI en lui injectant du glycol après le gaz est envoyée vers le train MP.

I-6-2-2 Quatre trains turbo-compresseurs (A/B/C/D) :

C'est des turbines à gaz de marque GE (Général Electric) de type FRAM5 deux arbre et de 12 chambres de combustions chacune elles reliées à trois compresseurs, leur rôle est d'injecter le gaz sec provenant du train MP et de la station de gaz zina dans les puits injecteurs à une grande pression dans cette zone, les appareils et les machines sont contrôlés par les systèmes technologiques très avancés :

o le mark V (5) :

Un système de commande et de contrôle du turbo-compresseurs.

o Le DCS :

Système de visualisation et de commande de l'ensemble des ballons vannes pompes.

O Le PLC :

Automate programmable remplaçant les systèmes pneumatiques et les armoires à relais (BA 4501, Four, Unité de production d'air.....).

I-7 Alimentation en gaz du TCF :

- Gaz venant des séparateurs HP.
- Gaz venant des séparateurs MP.
- Surplus des VEGI.
- Gaz venant de ZINA.

I-8 Différente division de la région :

La région comprend plusieurs divisions :

- Maintenance
- Finance
- Exploitation
- Sécurité
- Engineering et production
- Apport & transport (MPT : Matériel, purchasing.et transport).

Introduction

La présence de l'eau dans le gaz entraîne différents problèmes pour les exploitants, Suivant les conditions de températures et de pression qui règnent dans une installation, la vapeur d'eau peut se condenser et provoque la formation d'hydrate. se solidifier et favoriser la corrosion si le gaz contient des composants acides.

Pour éviter ce phénomène, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz au moyen des techniques de traitements appropriés (absorption, adsorption, perméation gazeuse).

II-1 Les hydrates et conditions de leurs formations [2] :

Les hydrates sont des combinaisons physiques d'eau et d'hydrocarbures dans certaines conditions, ils présentent des structures cristallines et se forment avec les hydrocarbures suivants : CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} et également CO_2 , H_2S .

Il existe deux formes d'hydrates :

- Des hydrates avec les hydrocarbures à chaîne courte (C_1 , C_2 , CO_2).
- Des hydrates avec les hydrocarbures plus longs (C_3 , C_4).

Les conditions de formations des hydrates sont :

- présence d'eau dans le gaz.
- faible température.
- haute pression.

Les autres paramètres qui favorisent la formation d'hydrates, mais qui sont d'ordre moins important sont :

- l'augmentation de la turbulence de l'écoulement.
- type d'agitation.
- la présence des fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation.

II-2 Méthodes de mesure de la teneur en eau dans le gaz naturel [2] :

La teneur en eau dans le gaz naturel dépend essentiellement de la température et de la pression. La présence des sels dans l'eau réduit sa pression partielle en phase vapeur.

La teneur en vapeur d'eau peut être mesurée par trois méthodes par observation du point de rosée, par rétention d'eau sur un adsorbant et par adsorption dans un liquide (Karl-Fisher).

La méthode du point de rosée consiste à observer au moyen d'un miroir refroidi la température de condensation de l'eau. Le point de rosée (eau – hydrocarbure).

La teneur en eau peut être également mesurée, après adsorption sur du perchlorate de magnésium. la quantité d'eau adsorbée étant déterminée par une méthode gravimétrique.

La méthode de Karl-Fisher, qui est largement employée, consiste à adsorber l'eau dans une solution et à mesurer la teneur en eau par la quantité du gaz nécessaire pour neutraliser le réactif (solution d'iode, de pyridine et d'anhydride sulfureux dans un méthanol appelée réactif de Karl-Fisher).

Connaissant l'évolution des conditions de température et de la pression dans une installation, il est possible au moyen de la courbe de rosée (eau- gaz naturel), de déterminer la zone de formation des hydrates.

La quantité d'eau déposée peut être ensuite calculée à partir de la différence des teneurs en eau dans le gaz en saturation respectivement à l'entrée et à la sortie.

II-3 Structures des hydrates [2] :

II-3-1 Structures de base :

En présence d'un gaz léger, les molécules d'eau peuvent former une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages dans les quelles sont piégées les molécules de gaz. En raison de cette structure en cage les hydrocarbures appartiennent à la catégorie des composés appelés cathares. Le réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogène entre les molécules d'eau la stabilité du réseau est assurée par les molécules du gaz qui sont elles-mêmes retenues dans les cages par des forces de Van Der Waals.

Seules les molécules dont le diamètre est compris dans une certaine fourchette peuvent former ces inclusions. En effet, le diamètre de la molécule doit être inférieur au diamètre de la cavité pour que la molécule puisse être traversée la cavité et pour que le réseau cristallin soit stable.

Deux structures différentes du réseau cristallin appelées structure I et structure II ont été mises en évidence par diffraction des rayons X.

Dans ces structures, le motif de base est un pentagone formé par les molécules reliées par des liaisons hydrogènes. Alors que la face dans sa structure la plus courante (structure II) est formée d'anneaux hexagonaux emboîtés (fig. 1). Ces motifs pentagone s'assemblent dans l'espace en formant des dodécaèdres à faces pentagonales.

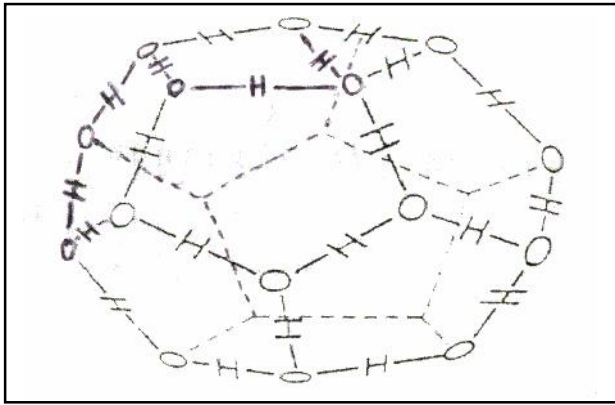


Figure. II-1 polyèdres consomment les cavités des hydrates (dodécaèdre 5^{12}).

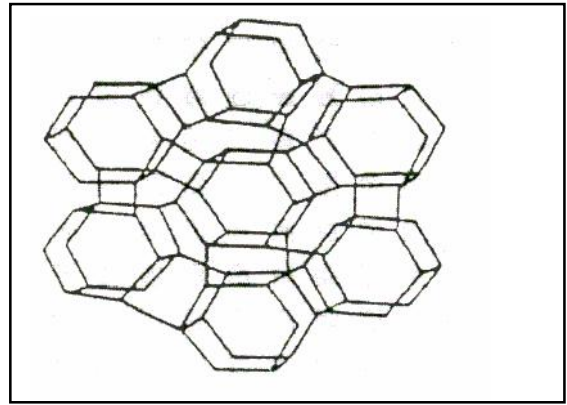


Figure. II-2- structure de la glace (structure II).

II-3-1-A Hydrates de structure I :

Aux conditions d'équilibre de pression et température de formation et de dissociation d'hydrates, le cristal unitaire de cette structure est composé de 46 molécules d'eau mélanges avec des composants gazeux : méthane, éthane, dioxyde de carbone.

Structure I : $2M_1 6M_2 46H_2O$

Ou:

M_1 : représente deux petites cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et référencées 5^{12}).

M_2 : représente les six grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales et référencées $5^{12} 6^2$).

II-3-1-B Hydrates de structures II :

Le cristal unitaire de cette structure est composé 136 molécules d'eau mélanges avec les hydrocarbures suivants : propane, iso butane, n-butane.

Structure II : $16M_1 8M_3 136H_2O$.

Ou:

M_3 : représente les huit grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 4 faces hexagonales et référencées $5^{12} 6^4$).

II-3-1-C Hydrates de structure H :

Comme il s'ajoute à ces deux structures une autre appelée structure H des Hydrates de cristal est composé de 34 molécules d'eau

Structure H: $3M_1$ $2M_2$ $34H_2O$.

Où :

M_1 : représente les petites cavités.

M_2 : représente la cavité intermédiaire.

M_3 : représente la grande cavité

II-4- Prévention des hydrates [2] :

La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation, 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.

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

II-4-1 chauffage :

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

II-4-2 réduction de pression :

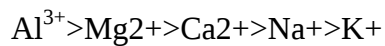
Une faible pression effectuée à fixée représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toute fois une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché

II-4-3 utilisation d'inhibiteurs :

II-4-3-A sels :

Les électrolytes constituent des inhibiteurs très efficaces. Les sels en solution agissent par attraction des dipôles formés par les molécules d'eau ; d'où les molécules d'eau tendent à s'associer avec les ions en solution, plutôt qu'à former un réseau autour des molécules de gaz en solution.

Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs dépendent aux cations suivants :



Le chlorure de calcium est fréquemment choisi en raison de son efficacité et de son faible coût, par contre, en raison des risques de corrosion et dépôt, les sels ne sont que peu utilisés en pratique comme inhibiteurs.

II-4-3-B Alcools :

Les alcools notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs.

L'éthylène glycol, parmi les glycols, celui qui se prête le mieux à l'inhibition des hydrates. En raison de sa masse moléculaire plus faible. L'emploi de diéthylène glycol toute fois se justifie lors il s'agit de réduire les pertes de solvant dans le gaz. Il est plus efficace à une concentration massique fixée.

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

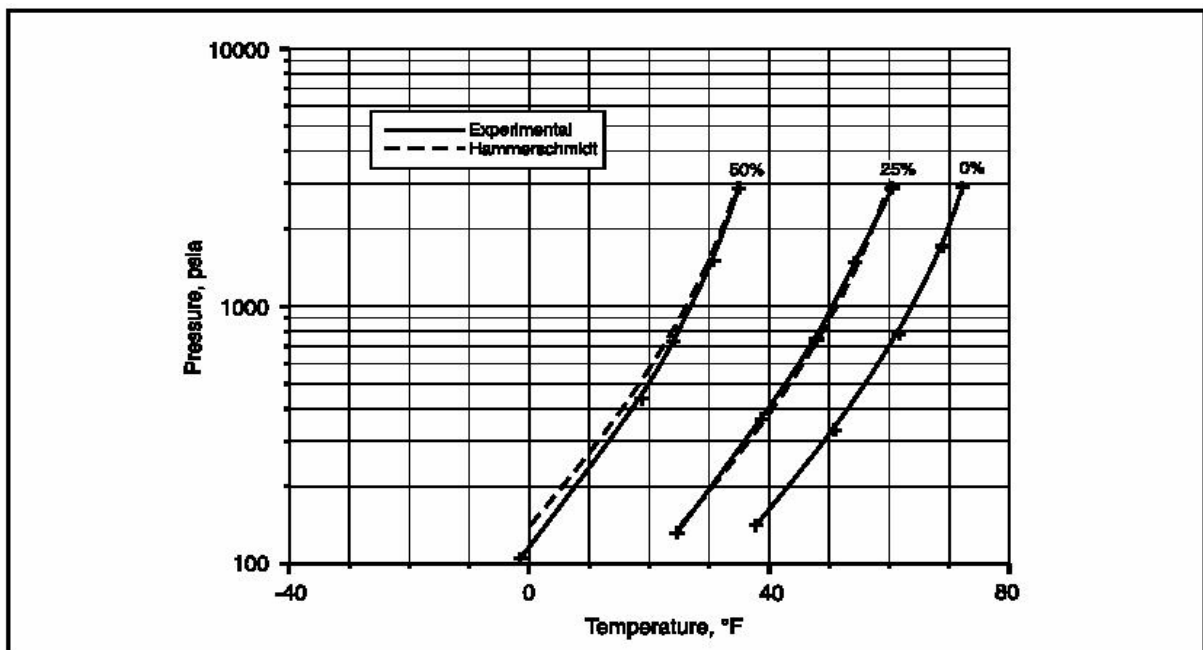


Figure. II- 3 : l'inhibition des hydrates avec le Tri Ethylène Glycol

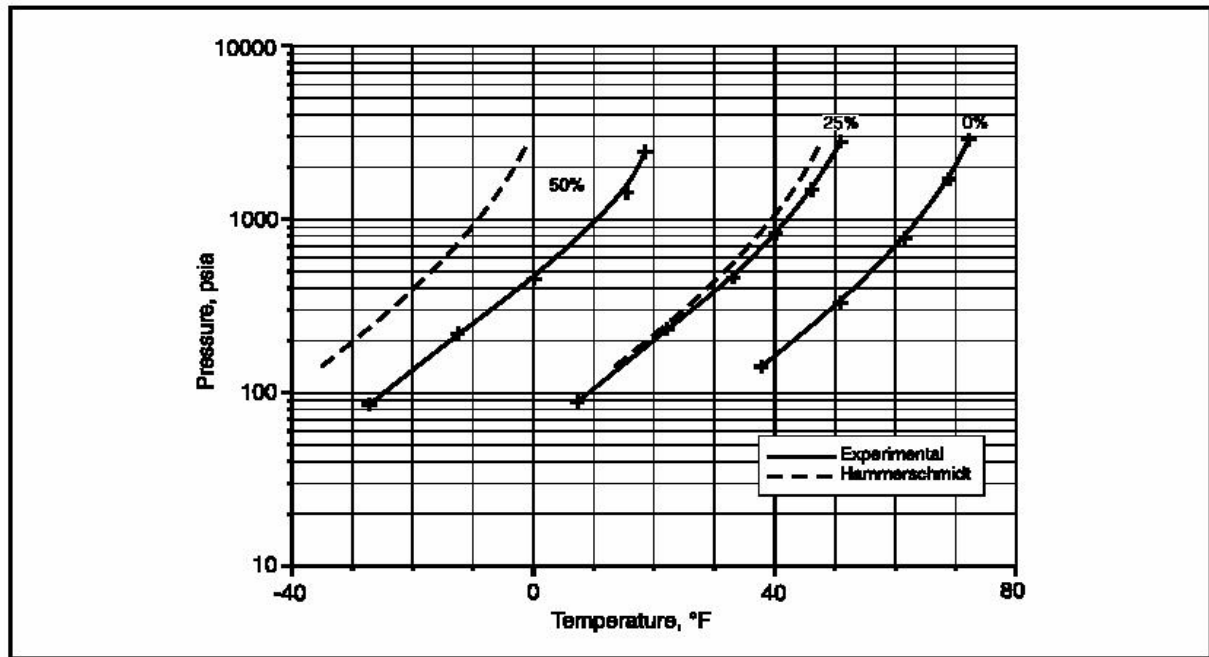


Figure. II- 4 : L'inhibition des hydrates avec le méthanol.

II-5-1 Pourquoi la déshydratation du gaz ? [3] :

- Risque de corrosion des pipes (surtout en présence de gaz acide).
- Risque de formation des hydrates.
- Écoulement diphasique et augmentation de la perte de charge.
- Risque de solidification dans les procédés cryogéniques.
- Diminution du pouvoir calorifique du gaz.

la relation entre l'affinité du TEG avec la polarité de certains composants est présentée dans le tableau ci-dessous :

↑ ABSORPTION ↓	L'EAU	H ₂ O	↑ POLARITE ↓
	L'AMONIAK	NH ₃	
	LE METHANOL	CH ₃ OH	
	LE DIOXIDE DE SOUFRE	SO ₂	
	L'ACIDE DESOUFRE	H ₂ S	
	LES ALCYNES	C ₂ H _{2n-2}	
	LE DIOXIDE DE CARBONE	CO ₂	

Dans ce tableau on remarque que l'eau a une polarité importante, en donnant une plus grande affinité avec le TEG que les autres composés.

II-5-2 Type d'absorbants :

- Ethylène glycol (MEG) $C_2H_6O_2$.
- Di éthylène glycol (DEG) $C_4H_{10}O_3$.
- Tri éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$.
- Méthanol CH_3OH .
- Ammoniac NH_3 .

II-5-3 les propriétés du solvant:

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

II-5-4-1 Définition Tri Ethylène Glycol (TEG) :

C'est un produit chimique liquide ayant une grande affinité pour l'eau, sa structure chimique est : $HO(CH_2CH_2O)_2CH_2CH_2OH$

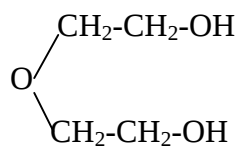
II.5.4-2 différents types de glycol :

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

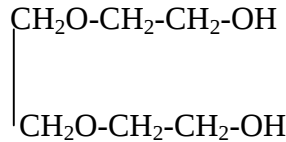
Il existe plusieurs types de glycol :

Le mono éthylène glycol (MEG) : $HO-CH_2-CH_2-OH$.

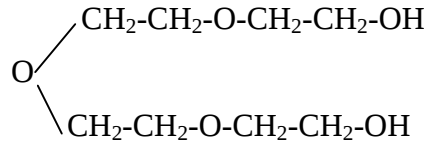
Le diéthylène glycol (DEG) :



Le triéthylène glycol (TEG) :



Le tétraéthylène glycol (T4EG):



II-5-4-3 Pourquoi le GLYCOL? :

Le choix de la solution de glycol est lié directement à son hygroscopicité « sa tendance à absorber l'eau », qui dépend de sa concentration. La vapeur d'eau est absorbée par la solution glycol, cette absorption est réalisée dans le cas où la pression partielle de la vapeur d'eau dans le gaz en contact avec cette solution est supérieure à celle de l'eau dans la solution.

La compatibilité moléculaire du solvant et de soluté (glycol –eau) joue également un rôle important pour la détermination de l'hygroscopicité. En général la grande attraction moléculaire entre le solvant et le soluté ; (le glycol avec leurs chaînes et leurs groupes d'hydroxyles), ont une forme intermoléculaire similaire avec l'eau. Par conséquent, ils ont une haute affinité pour l'eau et fortement associés par des liaisons hydrogènes.

Le mono éthylène glycol (MEG), diéthylène glycol (DEG), et le tri éthylène glycol (TEG) sont les principaux produits utilisés pour la déshydratation du gaz naturel. Les facteurs qui ont amené à leur emploi sont leur stabilité excellente à la chaleur ainsi que leurs basses tensions de vapeur.

Le choix du glycol approprié à ce procédé se pose sur le tri-ethylene glycol, en premier, parce que les glycols les plus lourds sont les plus hygroscopiques, et, en seconde, le TEG représente le meilleur compromis coût- performances.

II-5-5- Influence des paramètres sur l'absorption [4]:

II-5-5.1- La température :

La capacité d'absorption décroît avec la température élevée. autrement dit, la capacité d'absorption est inversement proportionnelle à la température. L'absorption est un phénomène exothermique. Le dégagement de la chaleur engendré a pour conséquence de réduire la capacité

utile d'absorption. Cependant le TEG est beaucoup moins affecté par ce phénomène que les autres absorbants.

II-5-5-A La pression :

Une augmentation de la pression globale du système gazeux entraîne un accroissement de la capacité d'absorption. Il y a peu d'affinité de l'eau pour les hydrocarbures. Les associations sont nombreuses au cours de l'exploitation des gisements, ces associations conduisent à la formation de deux phases selon la pression et la température. La solubilité de l'eau dans les hydrocarbures liquides est faible. Parallèlement, les hydrocarbures gazeux sont aussi peu solubles dans l'eau.

II-5-5-B- La vitesse :

La vitesse de passage ne doit pas être élevée afin de ne pas conduire à des hauteurs des colonnes de contacts (augmentation du nombre de plateaux). Elle ne doit pas être trop basse, mais doit être suffisante pour assurer une bonne répartition du fluide, aussi uniforme que possible, sur toute la section droite du plateau.

II-5-5-C Concentration de l'absorbât :

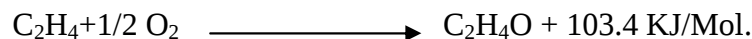
La capacité d'absorption croît avec la concentration de l'absorbât.

II-5-5-D Impuretés :

Certaines molécules organiques présentes, dans le fluide à traiter peuvent être des poisons pour le TEG. Les impuretés absorbées réduisent l'efficacité et la performance de l'absorbât, et donc de préserver la durée de vie de la charge d'absorbât.

II-5-6 Fabrication des GLYCOLS [3] :

L'oxydation de l'éthylène se fait directement en présence d'un catalyseur à base d'argent et à température élevée selon la réaction suivante :

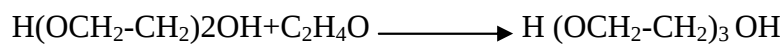
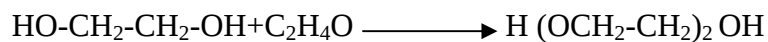
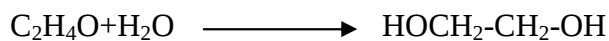


L'énergie thermique est récupérée pour produire de la vapeur. Le principal sous produit est le dioxyde de carbone obtenu selon la réaction :



Une faible partie de l'oxyde d'éthylène se transforme également en acétaldéhyde $\text{CH}_3\text{-CHO}$, décomposé par la suite en CO_2 et H_2O , il n'en reste que des traces (de l'ordre de ppm).

Les glycols sont ensuite obtenus à partir de l'oxyde éthylène selon les réactions suivantes :



Toutes ces réactions ont lieu en phase liquide, à haute pression.

Matière première :

Ethylène à 99.9% (en mole) de pureté minimale.

Oxygène à 99.5% (en mole) de pureté minimale.

II-5-7 Propriétés physico-chimiques des GLYCOLS [3] :

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

	Mono éthylène glycol	Di éthylène glycol	Tri éthylène glycol	Tetra éthylène glycol
--	----------------------	--------------------	---------------------	-----------------------

SIGLE	MEG	DEG	TEG	T4EG
Formule chimique globale	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$	$C_8H_{18}O_5$
Masse molaire (Kg/K Moles)	62.068	106.122	150.175	194.228
Point de fusion °C	-13	-10.45	-07.35	-5
Point d'ébullition °C	197.3	245	277.85	307.85
TVR à 25°C	12.24	0.27	0.05	0.007
DENCITE à 25 °C (Kg/m3)	1.110	1.113	1.119	1.120
Viscosité absolue 25°C (pa.s)	0.07771	0.03021	0.03673	0.04271
Viscosité absolue à 60°C (pa.s)	0.00522	0.00787	0.00989	0.01063
Chaleur spécifique j/kg °k	2395	2307	2190	2165
Point d'éclair °C	111.1	123.89	176.67	196.11

Tableau. II -1 : les propriétés physiques de certains glycols et le méthanol

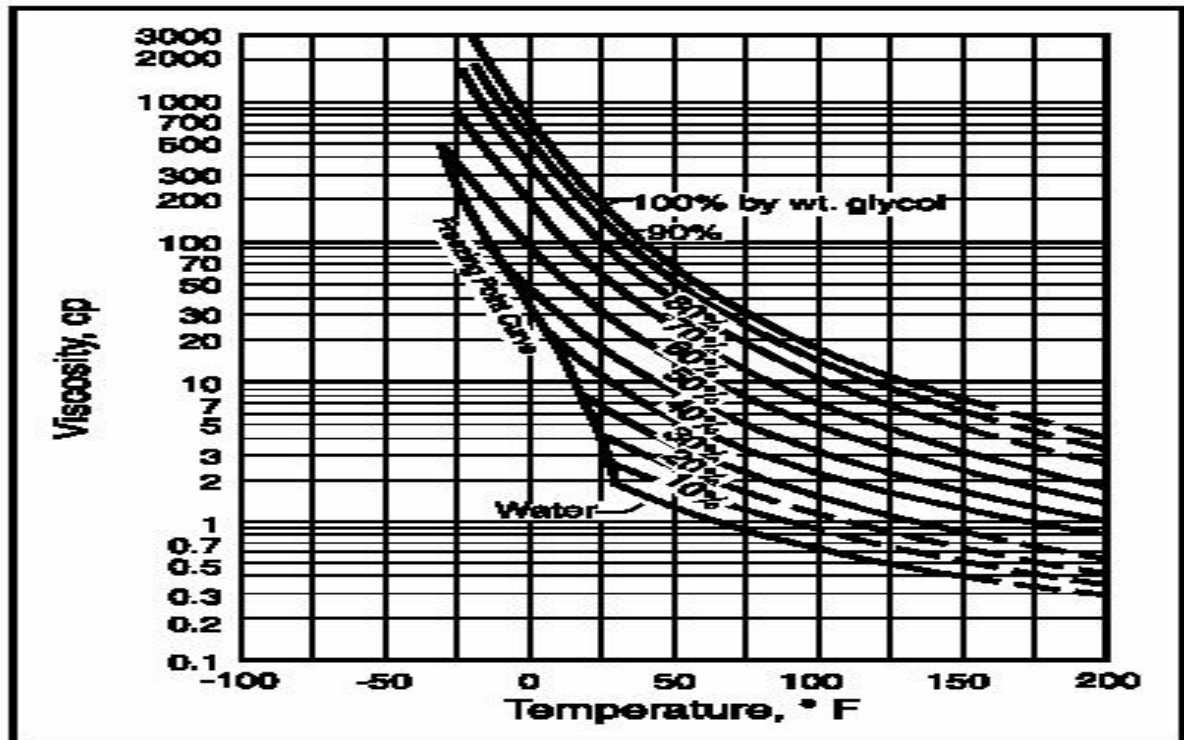


Figure II- 5 : la variation des viscosités des solutions de tri Ethylène glycol avec la température.

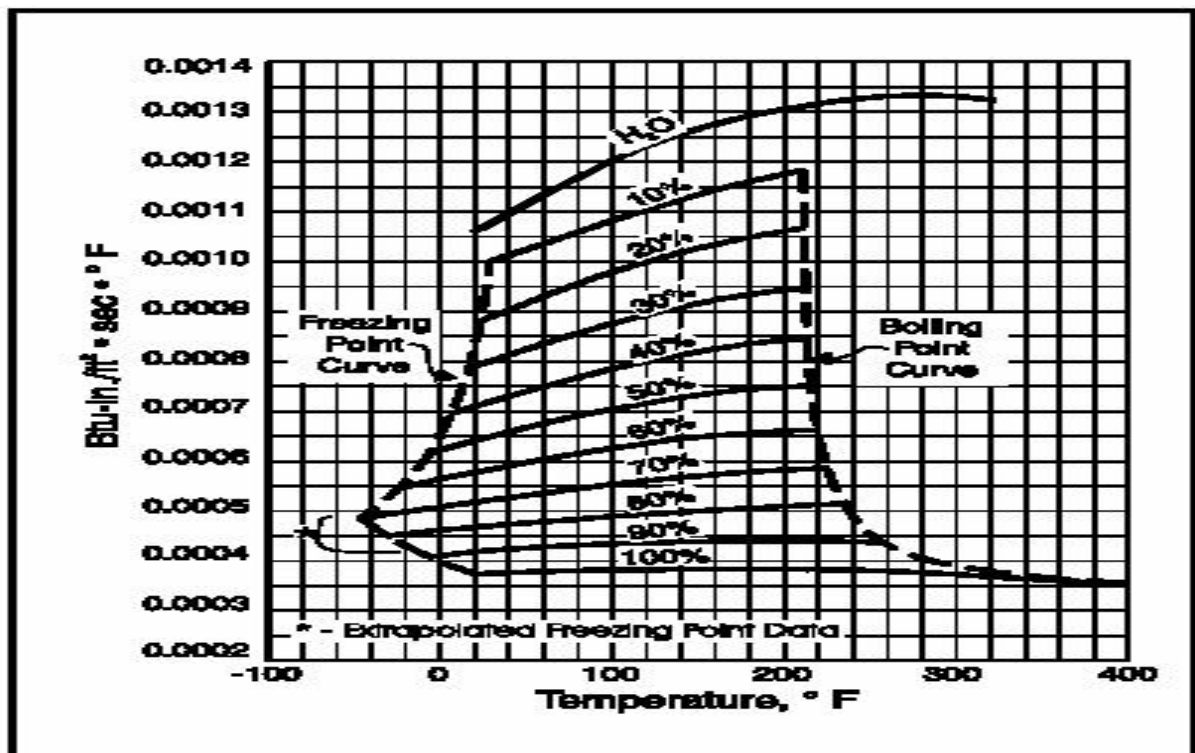


Figure .II- 6 : la variation de la conductivité thermique des solutions de tri Ethylène glycol avec la température.

Les graphes ci-dessus représentent les principales propriétés physiques du tri-éthylène glycol ainsi la variation de la viscosité, la densité et la conductivité thermique ainsi que la chaleur spécifique des solutions aqueuse de TEG en fonction de la température.

II-6- La déshydratation par adsorption [2] :

Généralement on utilise la déshydratation par adsorption en lit fixe. Au cours de l'étape d'adsorption, le gaz est envoyé sur un lit d'adsorbant qui enlève l'eau. La régénération du lit s'effectue en envoyant un gaz chaud.

II-6-1 Les propriétés de l'adsorbant :

Un adsorbant doit avoir les propriétés suivantes :

- Capacité d'adsorption importante
- Adsorption réversible
- Cinétique d'adsorption rapide
- Faible perte de charge
- Inertie chimique
- Pas d'effet de dilatation de volume avec la température et la saturation.

II-6-2 Les différents adsorbants :

Les adsorbants les plus utilisés sont les suivants :

- **Alumine activée :**

L'alumine activée permet d'atteindre des rendements élevés sur le gaz traité et la teneur en eau résiduelle pouvant être de l'ordre du ppm.

- **Gel de silice (Silicagel) :**

La teneur en eau dans le gaz traité par adsorption sur gel de silice est d'environ de 10 ppm. Il adsorbe les hydrocarbures donc il peut être utilisé pour séparer simultanément l'eau et la fraction condensât du gaz. Le silicagel est détruit par l'eau libre qui fait éclater les granulés, et forme des composés de nature acide qui réagissent avec les bases.

- **Tamis moléculaires (Zéolithes) :**

Les zéolithes utilisées sont des silicoaluminates dont la structure cristalline forme des cavités constituant un réseau micro poreux. Cette structure comporte des cations qui ont un rôle de compensation de charge ; selon leur nature, la taille des cavités d'accès varie. Donc, il

s'adsorbe l'eau au sein de la structure micro poreuse tout en excluant les hydrocarbures. Les tamis moléculaires permettent d'obtenir des puretés très élevées du gaz à traiter (teneur en eau de l'ordre 0.03 ppm), mais il s'agit d'une technique relativement coûteuse.

II-6-3 Les caractéristiques du procédé:

Les caractéristiques principales de l'adsorption en lit fixe sont les suivantes :

- La concentration en H₂O dans le gaz doit être faible.
- Il est recommandé pour les grands débits de charge.
- Le pourcentage résiduel d'eau est très faible.
- Il nécessite un fonctionnement discontinu.
- La teneur en hydrocarbures lourds dans la charge doit être limitée.
- La présence de COS et CS₂ est nuisible.

L'adsorbant est un produit cher qui doit être remplacé tous les trois ans.

III-1 Unité de déshydratation du gaz au TEG [4] :

L'unité de déshydratation du gaz au TEG est composée de deux sections

- La section déshydratation.
- La section régénération.

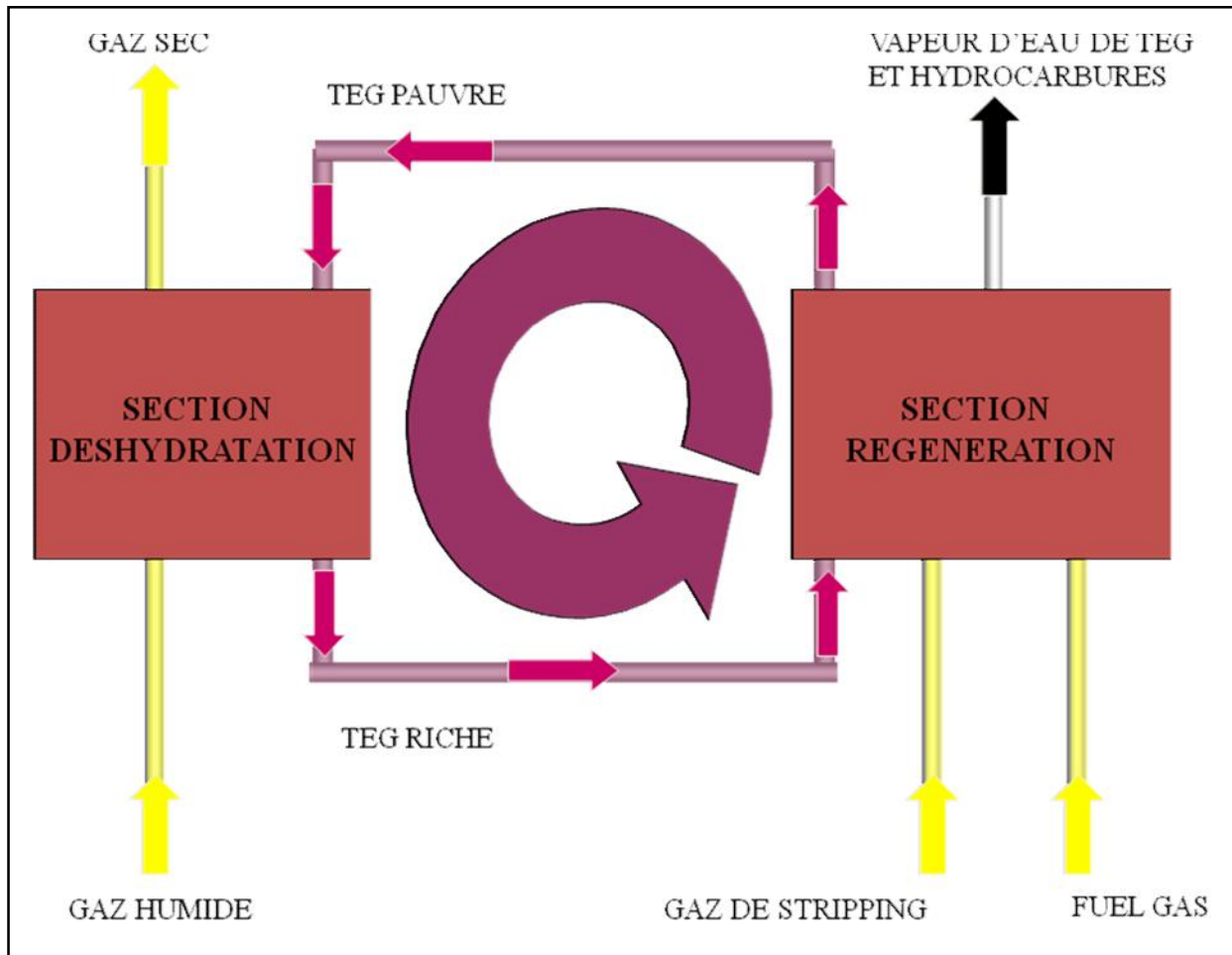


Figure III-1 : Schéma simple de circuit TEG

III- 1-1Section de déshydratation :

La section déshydratation est composée principalement de 3 équipements principaux :

- ❖ Le ballon d'entrée MV-1401-I.
- ❖ Le contacteur MV-1401-A.
- ❖ Le ballon de sortie V-1404.

Le ballon d'entrée permet d'éliminer tous liquides présents dans le gaz humide à déshydrater.

Le contacteur est un ballon vertical composé de 10 plateaux à calottes. Ces plateaux sont conçus pour permettre un contact intime entre le gaz et le glycol.

Le ballon de sortie est conçu pour retenir le TEG sous forme de mousse ou liquide ayant été entraîné par le gaz sec quittant le contacteur. Le TEG récupéré est admis vers la section de régénération

III- 1-2 Description de la section déshydratation:

- ✓ Le gaz humide provenant du ballon FA 4503 pénètre dans le ballon d'entrée M⁻1401-I, toute eau ou hydrocarbure liquide est séparé du gaz dans ce ballon, les liquides récupérés au fond sont recyclés vers le ballon FA 4504 sous contrôle de niveau.
- ✓ Le gaz débarrassé des liquides quitte le ballon d'entrée et est introduit vers à peu près le milieu du contacteur MV-1401-A. Le gaz monte vers la tête du contacteur, dans son chemin il traverse les plateaux à calottes où il est mis en contact intime avec le courant descendant de TEG pauvre. Le TEG lui est introduit à la tête du contacteur. TEG pauvre veut dire PAUVRE EN EAU. c'est le TEG régénéré
- ✓ Le TEG absorbe l'eau et un peu d'hydrocarbures contenus dans le gaz et descend vers le fond du contacteur, ensuite sous contrôle de niveau il quitte le contacteur pour être régénéré dans la section de régénération, le TEG à ce stade est saturé en eau il est dit TEG riche en eau.
- ✓ Le gaz ayant traversé les plateaux et ayant été débarrassé de son eau par le TEG, monte vers la tête du contacteur, il traverse un tamis anti-entrainements au dessus du plateau supérieur et sort en tête du contacteur, à ce stade le gaz est sec.
- ✓ Le gaz est ensuite introduit dans le ballon de sortie V1404, ce ballon est conçu pour retenir toute trace de TEG ayant été entraînée par le gaz, le gaz sort ensuite en limite de batterie pour alimenter l'unité de gaz lift et la VEGI, un analyseur de teneur en eau est installé en sortie du ballon V1404 avec lecture en salle de contrôle sur le DCS.
- ✓ Le TEG récupéré en fond du ballon de sortie rejoint la section de régénération.

Ceci termine la section déshydratation (Fig.III-3).

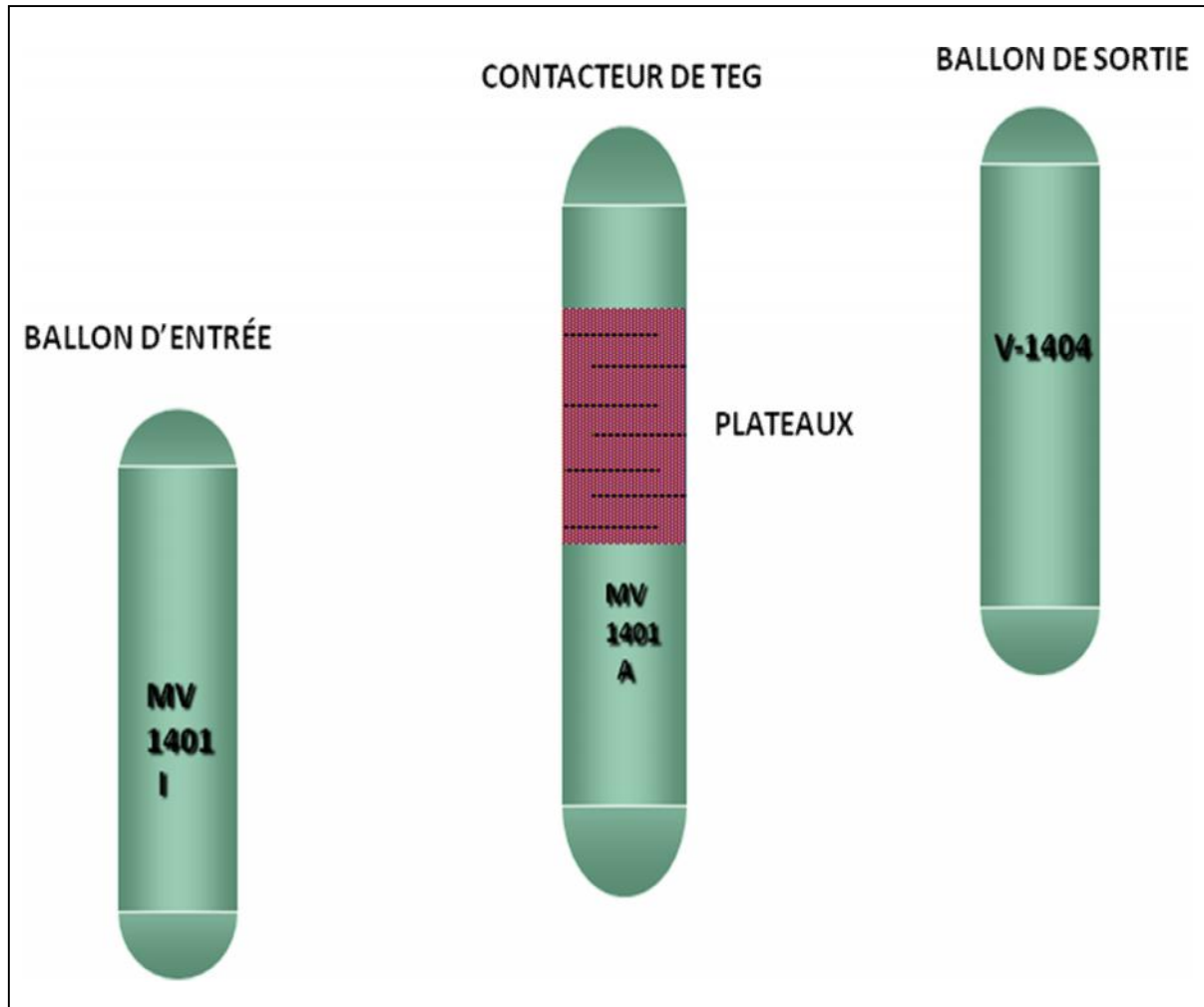


Figure III- 2 : Les principaux composants de la section de déshydratation

III-1-3 Identifier des principaux composants de la section de déshydratation :

- Le gaz humide venant du ballon FA 4503 entre dans le ballon d'entrée MV -1401-I. Les liquides tombent au fond du ballon, ils sont envoyés vers FA 4504.
- Le gaz quitte le ballon d'entrée MV -1401-I vers le contacteur de TEG où il est introduit à peu près vers le milieu du contacteur.
- Le gaz monte vers le haut du contacteur, il traverse les plateaux où il est mis en contact intime avec le TEG pauvre venant de la tête du contacteur, le TEG absorbe l'eau contenue dans le gaz et descend vers le fond du contacteur. Le TEG doit être régénéré pour enlever l'eau et les hydrocarbures qu'il a absorbés.

- Le gaz sec sort en tête du contacteur, il est ensuite introduit dans le ballon de sortie V-1404 ou il est débarrassé des gouttelettes de TEG qu'il a pu entraîner. Le TEG récupéré au fond est admis dans le séparateur de flash MV-1401-E
- Le gaz sec quitte le ballon de sortie pour alimenter la station gaz lift et la VEGI, l'excédent alimente les turbo-compresseurs

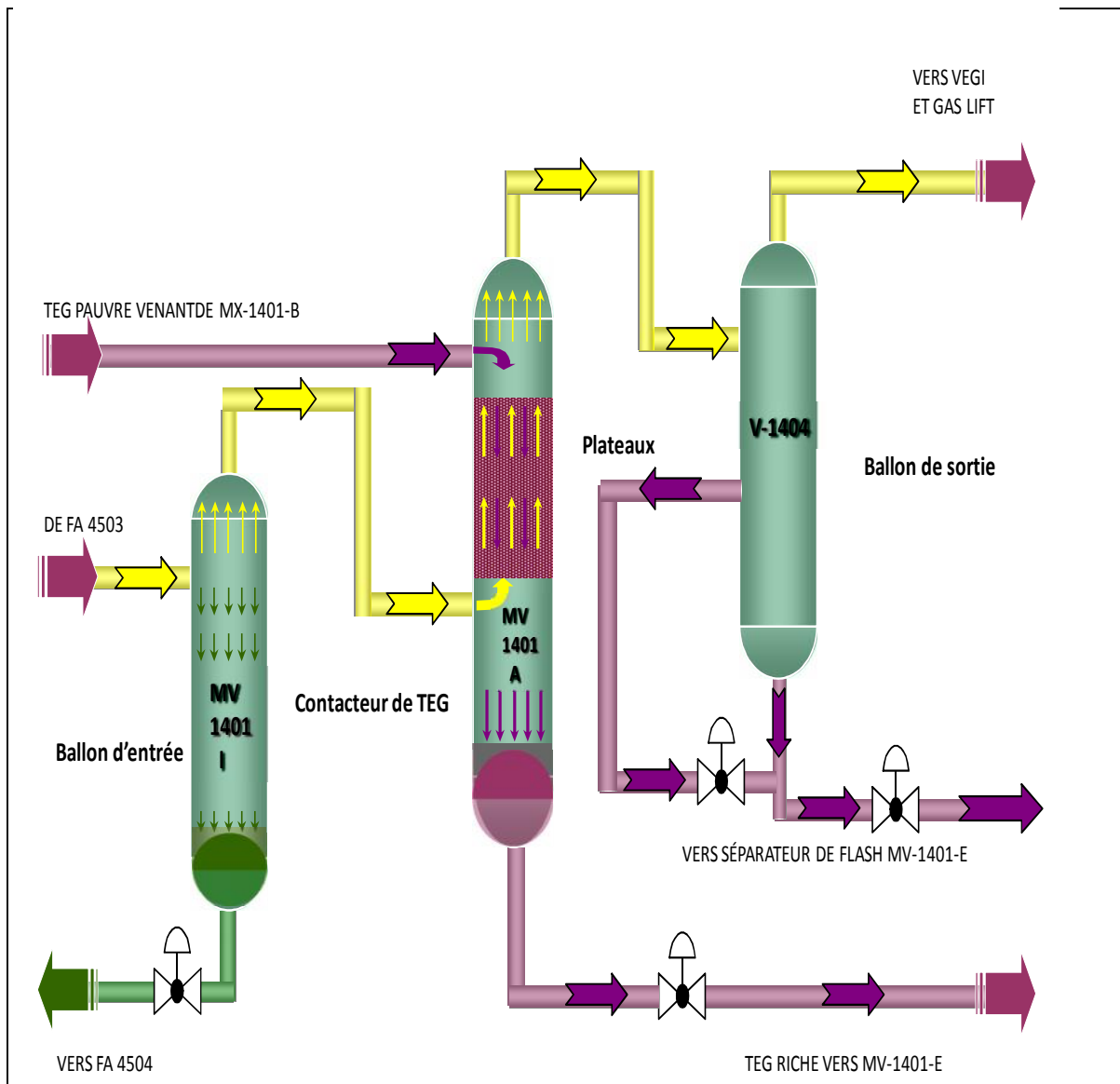


Figure III- 3 : Section déshydratation

III-1-4 Les principaux paramètres:

- L'un des principaux paramètres auquel il faut faire attention est la différence de température entre le gaz humide entrant vers le milieu du contacteur et le TEG pauvre entrant par le haut du contacteur (Fig.III-4).
- Cette différence de température doit être maintenue au environ de 5,5 °C, comme la température du gaz humide entrant n'est pas contrôlable cette différence de température est maintenue en agissant sur la température du glycol entrant par le haut du contacteur. Avant d'entrer dans le contacteur le TEG est refroidi dans un aéro-réfrigérant. c'est en agissant sur le registre d'air de cet aéro qu'en contrôle la température du TEG.
- Si le TEG est plus froid que le gaz ou la différence de température est faible, alors les fractions lourds du gaz se condensent dans les plateaux ou se fait le contact TEG-GAZ, avec le barbotage qui a lieu dans les plateaux il se forme alors de la mousse de TEG qui empêche le bon fonctionnement du déshydrateur.
- La mousse de TEG est difficile à enlever et elle perturbe le bon fonctionnement de la déshydratation.
- Il faut par conséquent veuillez à ce que la différence de température entre le TEG et le gaz soit toujours dans les limites de 5,5 °C.
- Un autre point important : les liquides d'hydrocarbures qui s'accumulent au dessus du TEG au fond du contacteur ; ces liquides doivent être purgés fréquemment, sinon leur niveau monte au dessus du TEG et peut atteindre des proportions importantes.
- La pression différentielle à travers le contacteur est aussi un paramètre à surveiller : une grande DP signifie présence de mousse de TEG.

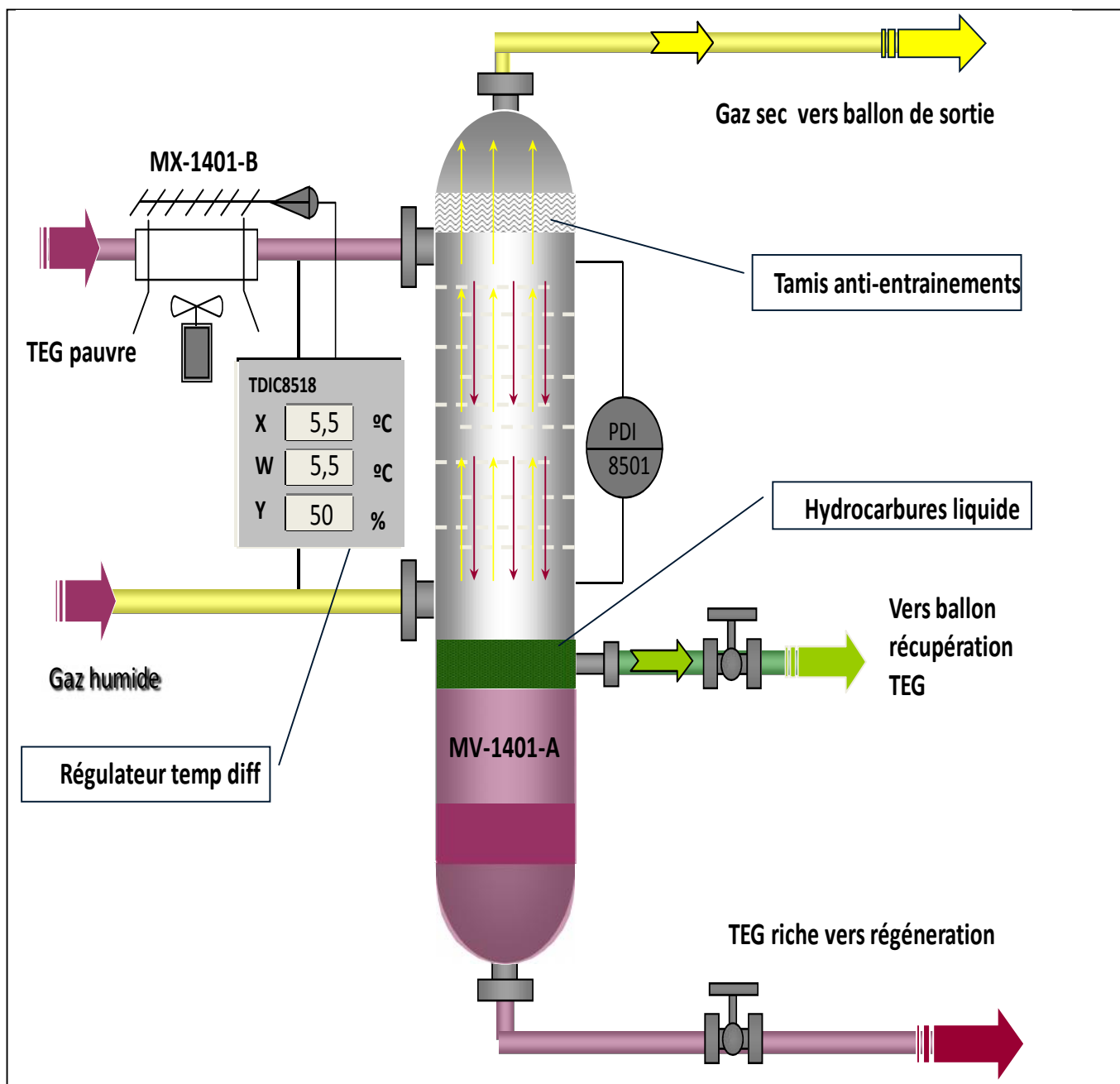


Figure III-4 : Détail de schéma de contacteur de TEG

III-2-1 Section de regeneration:

- Comme son nom l'indique, cette section sert à régénérer le TEG venant de la section de déshydratation (Fig.III-7).
- Le TEG venant de la section déshydratation est saturé en eau et contient aussi de faibles quantités d'hydrocarbures et probablement quelques corps étrangers, pour pouvoir continuer à l'utiliser il faut que cette eau, ces hydrocarbures et ces corps étrangers soit éliminés du TEG, cette opération est appelé régénération.
- Le TEG est d'abord filtré pour éliminer les corps étrangers puis est chauffé à une température donnée. l'eau et les hydrocarbures qu'il contient s'évaporent et sont éliminés du système.
- Le TEG ainsi régénéré alimente le contacteur ou il fait le même circuit en boucle fermée.

Les pertes éventuelles de TEG sont compensées par un appoint de TEG frais provenant d'un bac de stockage de TEG.

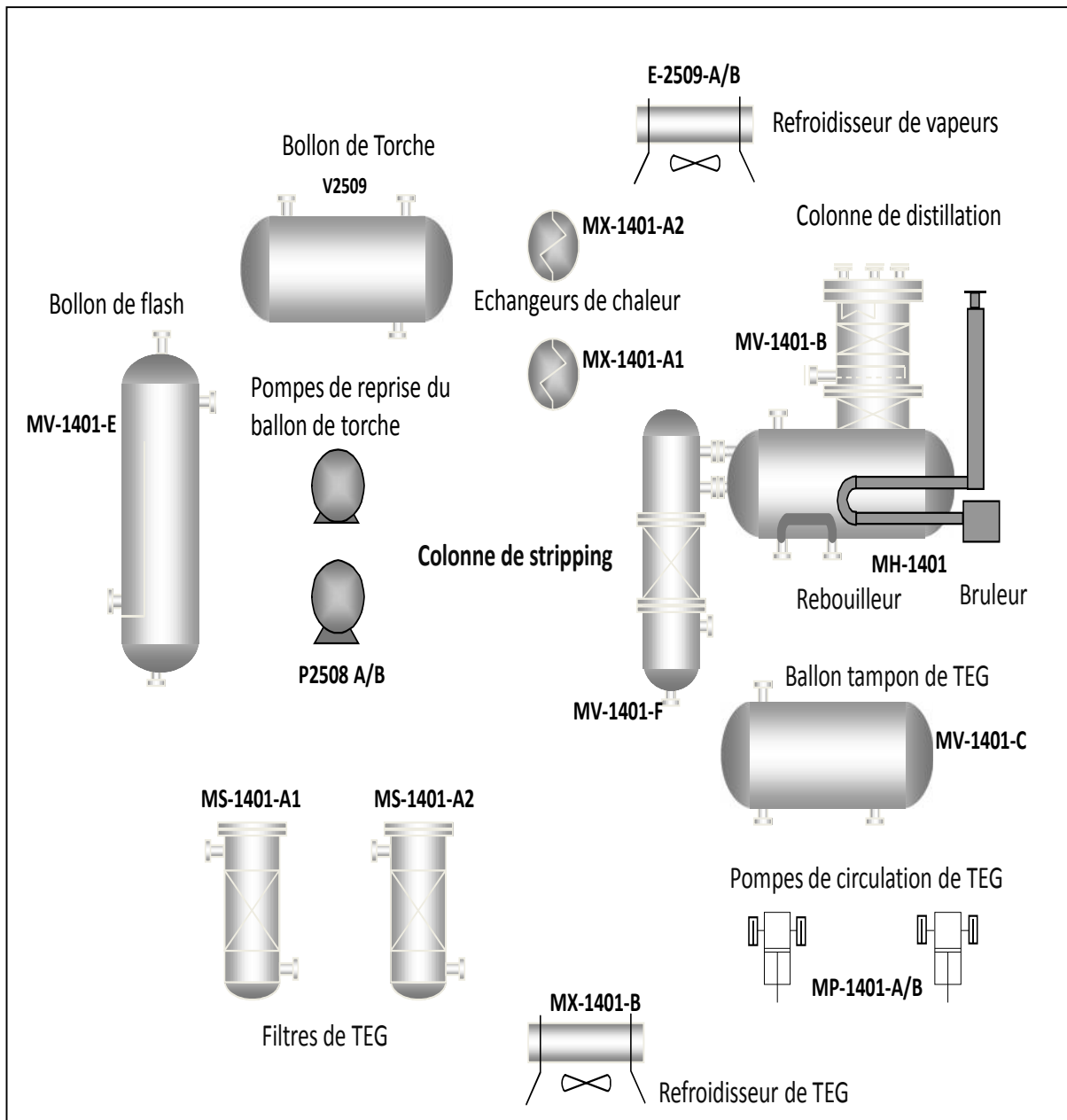


Figure III- 5 : Les principaux composants de la section régénération

III-2-2 Principaux composants de la section régénération:

La section régénération est composée de :

- Un ballon de flash MV-1401-E.
- Un système de filtration du TEG comprenant 2 filtres : l'un à cartouche MS-1401-A1 et l'autre à charbon MS-1401-A2.
- 2 échangeurs de chaleur MX-1401-A1 et MX-1401-A2.

- Un rebouilleur de glycol MH-1401 sur lequel est montée une colonne de distillation à garnissage MV-1401-B et une colonne d'extraction MV-1401-E.
- Un réservoir tampon de TEG MV1401-C.
- 2 Pompes volumétriques MP-1401-A/B.
- Un aéro-réfrigérant de glycol pauvre MX-1401-B.
- 2 aéro-réfrigérants de vapeur de glycol et vapeur d'eau E-2509-A/B.
- Un ballon de torche V2509.
- 2 Pompes de reprise du ballon de torche P2508-A/B

Le ballon de flash sert à éliminer les hydrocarbures que le TEG a pu absorber dans le contacteur pendant la phase de déshydratation.

Le système de filtration permet d'éliminer toutes traces de corps étrangers que le TEG a pu entraîner, le filtre à cartouche élimine les corps solides, le filtre à charbon élimine les contaminants tel que les huiles, la graisse et les composés provenant de la dégradation du TEG.

Les deux échangeurs de chaleur en série permettent d'une part

- De préchauffer le TEG avant qu'il entre dans le rebouilleur
 - De refroidir un peu le TEG avant qu'il entre dans le ballon tampon de TEG
 - De préchauffer le TEG avant le ballon de flash.
- Le rebouilleur de TEG est formé du rebouilleur proprement dit, d'une colonne de distillation montée en tête du rebouilleur et d'une colonne d'extraction montée sur le côté du rebouilleur.
 - Le ballon tampon de TEG sert comme capacité de stockage de TEG.
 - Les pompes volumétriques recyclent le TEG vers le contacteur, ils aspirent du ballon tampon et refoulent vers le contacteur en passant par l'aéro-réfrigérant de TEG.
 - L'aéro-réfrigérant de TEG refroidit le TEG avant son admission dans le contacteur.
 - L'aéro-réfrigérant de vapeur d'eau et de TEG permet de condenser l'eau et le TEG évaporés dans le rebouilleur.

III-2-3-1 Fonctionnement du rebouilleur de glycol :

Il est suppose que le rebouilleur est plein de glycol et en marche normal, les différents

Fluides sont en circulation.

La démonstration qui suit a pour objectif de montrer l'écoulement des fluides dans le rebouilleur et d'expliquer le processus de rebouillage.

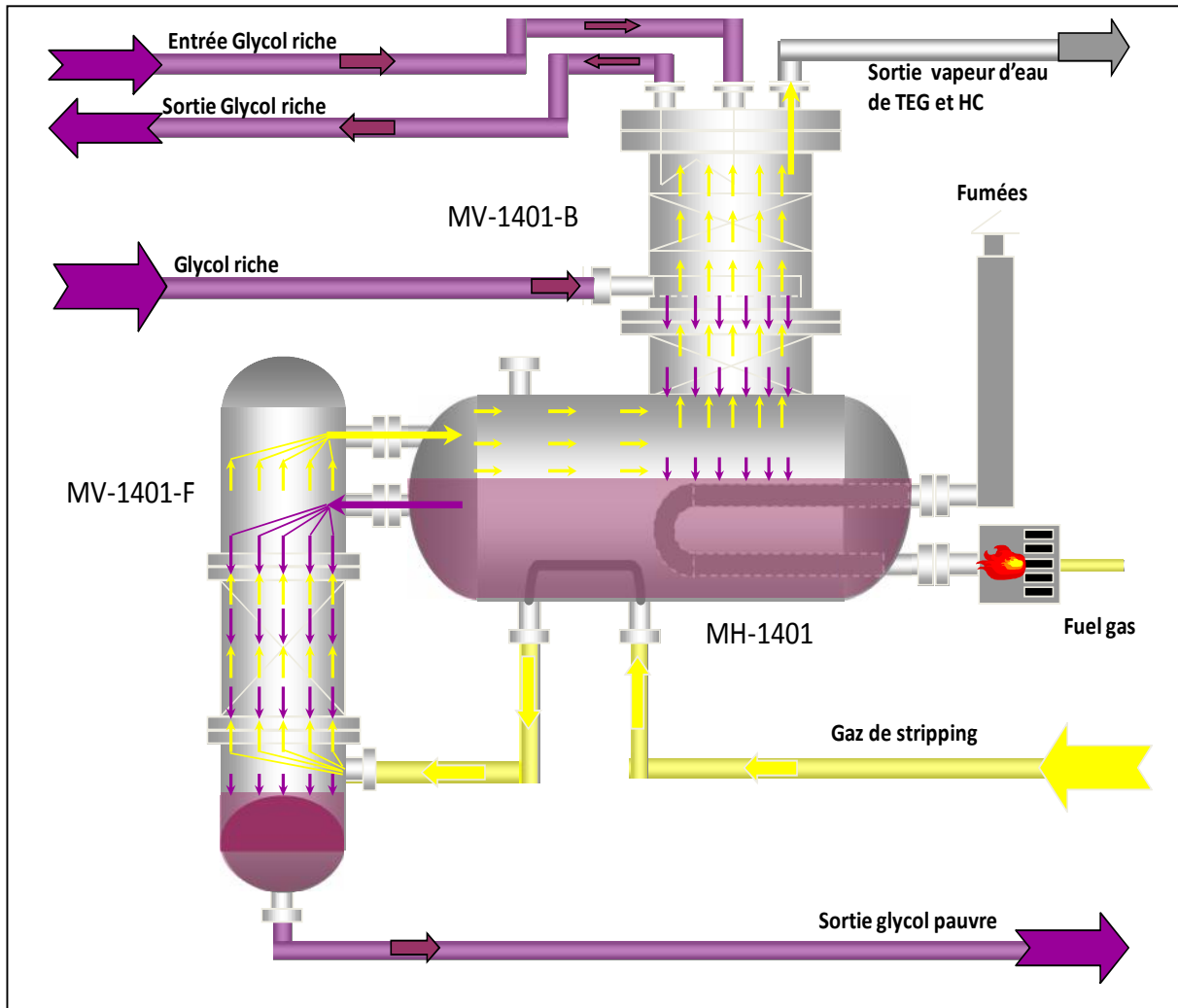


Figure III- 6 : Schéma détail du rebouilleur de glycol

III-2-3-2 Détail du rebouilleur de TEG:

- Le rebouilleur de TEG est une capacité cylindrique.

- Un tube en U est monté à l'intérieur du rebouilleur.
- Dans ce tube en U circulent des gaz chauds provenant de la combustion du fuel gaz dans un bruleur connecté à une extrémité du tube en U.
- L'autre extrémité du tube en U est connectée à une cheminée qui évacue les gaz chauds vers l'atmosphère.
- Ce tube en U est immergé dans le glycol à régénérer, le Tube en U chauffé par les gaz de combustion transmet cette chaleur au glycol.
- Le glycol en s'échauffant est débarrassé de l'eau qu'il a absorbée dans le contacteur de la section déshydratation.
- Un autre serpentín est monté à l'intérieur du rebouilleur, il sert à chauffer le gaz de stripping.
- Sur la partie supérieure du rebouilleur est montée la colonne de distillation.
- Sur le coté opposé du bruleur est montée la colonne de stripping.

III-2-3-3 Circulation des fluides:

Dans la démonstration qui suit, on verra le détail de la circulation des fluides dans la section de régénération

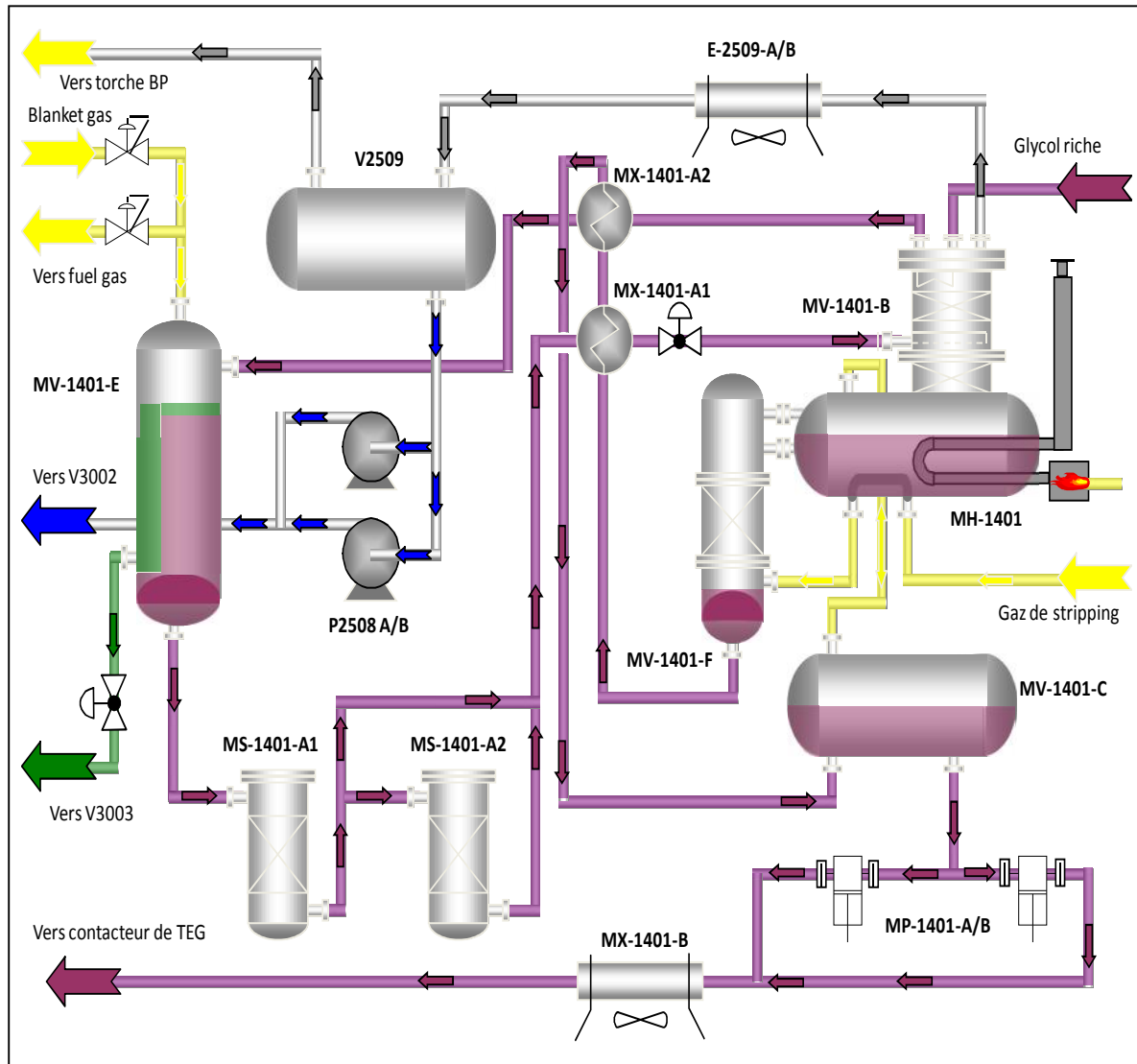


Figure III- 7 : Circulation des fluides

Les paramètres de déshydratation [5] :

IV-1 Cas actuel :

Les paramètres d'exploitation :

Pression : [30 ; 31 ; 32] bars.

Température : [32 ; 44] °C.

Débit maximum : 230 MMscf/day.

Le taux d'humidité (sortie) du gaz maximum : $W_g = 3.5$ lb/MMs f.

la concentration de glycol est de 99,7%.

La quantité d'eau à éliminer du courant de gaz d'admission dépend de trois facteurs :

- Le débit du gaz d'admission ;
- Les conditions de saturation du gaz d'admission ;
- La teneur en eau exigée du gaz produit.

Trois autres facteurs contrôlent l'efficacité de la déshydratation du gaz d'admission :

- Le nombre de plateaux du contacteur
- Le débit de circulation du glycol
- La pureté du glycol pauvre.

IV-1-1 Le taux d'humidité du gaz :

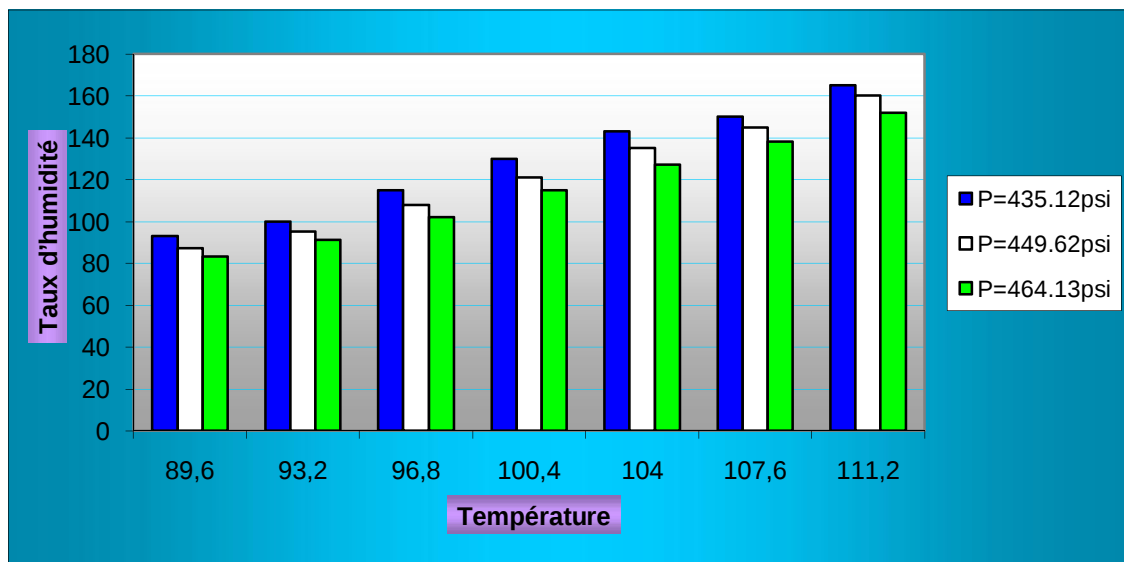


Figure IV-1: La variation du taux d'humidité avec la température et la pression

Tableau IV-1: L'influence de la température et la pression sur le taux d'humidité

Température °F	Taux d'humidité (w_i) lb/MMscf		
	$P = 435,12$ Pisa	$P = 449,62$ Pisa	$P = 464,13$ Pisa
89,6	93	87	83
93,2	100	95	91
96,8	115	108	102
100,4	130	121	115
104	143	135	127
107,6	150	145	138
111,2	165	160	152

Un des paramètres le plus important c'est le taux d'humidité. on voit une nette diminution de ce dernier avec une l'augmentation de la pression et l'inverse pour la température.

IV-1-2 La quantité d'eau a récupéré dans le contacteur :

$$G = w_i - w_0$$

Tableau IV-2-: L'influence de la température et la pression sur la quantité d'eau qu'il faut récupérer.

Temperature °F	G (lb/MMscf)		
	$P = 435,12$ psia	$P = 449,62$ psia	$P = 464,13$ psia
89,6	89,5	83,5	79,5
93,2	96,5	91,5	87,5
96,8	111,5	104,5	98,5
100,4	126,5	117,5	111,5
104	139,5	131,5	123,5
107,6	146,5	141,5	134,5
111,2	161,5	156,5	148,5

IV-1-3 La quantité d'eau absorbée :

Tableau IV-3: La quantité d'eau récupère avec la variation des paramètres

Temperature °F	G_{eabs} (lb/day)		
	$P = 435,12$ psia	$P = 449,62$ psia	$P = 464,13$ psia
89,6	20585	19205	18285
93,2	22195	21045	20125
96,8	25645	24035	22655
100,4	29095	27025	25645
104	32085	30245	28405
107,6	33695	32545	30395
111,2	37145	35995	34155

IV-1-4 Le rendement de l'eau enlève :

Tableau IV- 4: La variation du rendement suivant la température et la pression.

Température	$W_i - W_0 / W_i$		
	$P = 435,12$ psia	$P = 449,62$ psia	$P = 464,13$ psia
89,6	0,9623	0,9597	0,9578
93,2	0,9650	0,9631	0,9615
96,8	0,9695	0,9675	0,9656
100,4	0,9731	0,9710	0,9695
104	0,9755	0,9740	0,9724
107,6	0,9766	0,9758	0,9746
111,2	0,9787	0,9781	0,9769

IV-1-5 Détermination du débit du glycol :

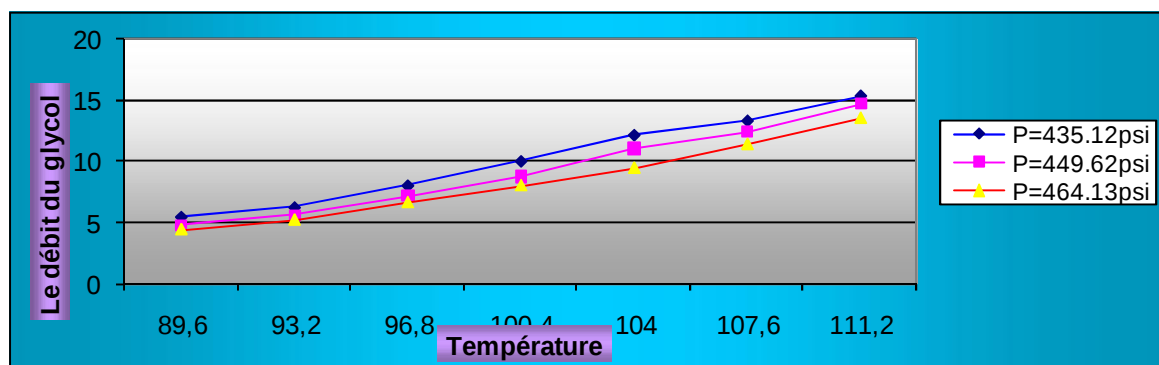
Taux d'absorption (la concentration du glycol considérée constante 99,7%).

Tableau IV-5: La variation du taux d'absorption avec les paramètres.

Température °F	Taux d'absorption (gal TEG / lb eau)		
	$P = 435,12 \text{ psia}$	$P = 449,62 \text{ psia}$	$P = 464,13 \text{ psia}$
89,6	1,68	1,60	1,53
93,2	1,78	1,70	1,63
96,8	1,98	1,90	1,85
100,4	2,18	2,06	1,98
104	2,40	2,32	2,11
107,6	2,50	2,42	2,34
111,2	2,62	2,59	2,52

Tableau IV-6: Le débit du glycol a différentes températures et pressions

Température °F	Le débit volumique de glycol (gal/day)		
	$P = 435,12 \text{ psia}$	$P = 449,62 \text{ psia}$	$P = 464,13 \text{ psia}$
89,6	31289,2	30728	27976,05
93,2	39507,1	35776,5	32803,75
96,8	50777,1	45666,5	41911,75
100,4	63427,1	55671,5	50777,1
104	77004	70168,4	59934,55
107,6	84237,5	78758,9	71124,3
111,2	97319,9	93227,05	86070,6

**Figure IV-2:** La variation du débit du glycol avec la température et la pression.

Le graphe ci-dessus nous donne une augmentation du débit du TEG avec celle de la température ce qui revient à dire que ce dernier est le paramètre principal car si on diminue cette température le débit diminuera et les frais qui suivent diminuent.

Tableau IV-7: Le débit de glycol en m³/hr.

Température °F	Le débit de glycol (m ³ /hr)		
	$P = 435,12$ psia	$P = 449,62$ psia	$P = 464,13$ psia
89,6	5,45	4,84	4,38
93,2	6,23	5,64	5,17
96,8	8,01	7,20	6,61
100,4	10,00	8,78	8,01
104	12,14	11,07	9,45
107,6	13,31	12,42	11,41
111,2	15,35	14,7	13,57

IV-1-6 Détermination du volume du gaz :

a)- Conditions opératoires :

$$P_1 V_1 = Z n R T_1 \dots\dots\dots (1)$$

$$P_1 = 32 \text{ bars} = 3,2 \text{ MPa.}$$

$$T_1 = [305; 315] \text{ } ^\circ\text{K.}$$

$$T_R = T_1 / 234,7322.$$

$$P_R = 3,2 / 4,6295 = 0,69.$$

b)- Conditions standards :

$$P_0 V_0 = Z_0 n R T_0 \dots\dots\dots (2)$$

$$P_0 = 1 \text{ bar.}$$

$$T_0 = 15 \text{ } ^\circ\text{C} = 288 \text{ } ^\circ\text{K.}$$

$$V_0 = 230 \times 10^6 \text{ ft}^3/\text{day}, \quad Z_0 \approx 1.$$

$$(1) = (2) \Leftrightarrow V_1 = (P_0 V_0 / P_1 T_0) T_1 Z \dots\dots\dots (2-1)$$

Exemple A.N:

$$V_1 = (1 \times 230 \times 10^6 / 32 \times 288) \times 305 \times 0,888 = 6759244,79 \text{ ft}^3/\text{day.}$$

$$= 6759244,79 / 35,3146 \times 24 \times 60 = 132,92 \text{ m}^3/\text{min.}$$

Tableau IV-8: Facteurs de compressibilité et volumes du gaz á différents paramètres.

T_1 (°K)	P_1 (Mpa)	T_R	P_R	Z	V_1 (ft ³ /day)	V_1 (m ³ /min)
305	3,2	1,29	0,67	0,888	6759244,79	132,92

307	3,2	1,30	0,67	0,890	6818891,06	134,09
309	3,2	1,31	0,67	0,892	6878736,98	135,27
311	3,2	1,32	0,67	0,894	6938782,55	136,45
313	3,2	1,33	0,67	0,896	6999027,78	137,63
315	3,2	1,34	0,67	0,898	7059472,66	138,82
317	3,2	1,35	0,67	0,900	7120117,19	140,01

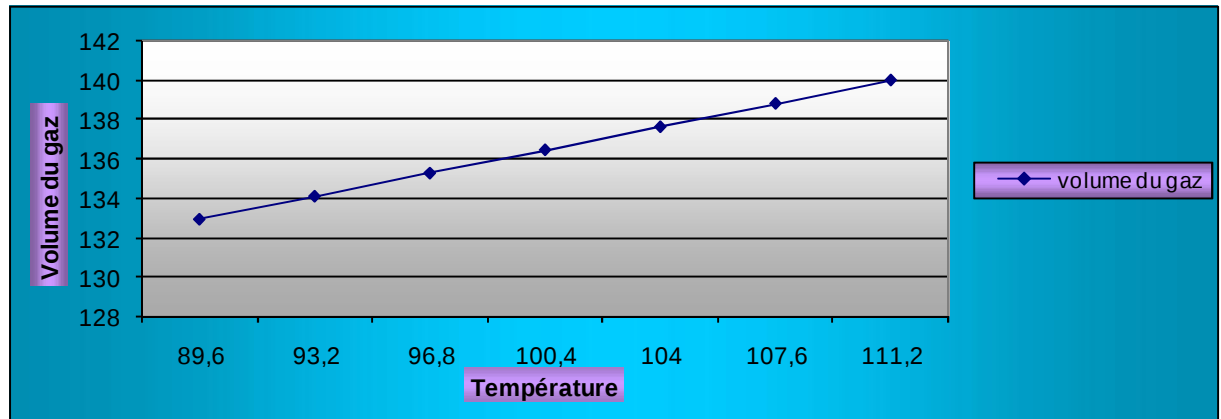


Figure IV-3: La variation du volume du gaz avec la température.

IV-1-7 Calcul de la vitesse du gaz :

Celle-ci est donnée par : $n = V_1 / S \dots\dots\dots(2-2)$

Ou :

- V_1 : le volume du gaz. - S : la surface de la section du contacteur.

D : diamètre du contacteur.

$D = 3,656 \text{ m} = 11,995 \text{ ft}$.

$S = \pi D^2/4 = 3,14 \times (11,995)^2/4 = 112,94 \text{ ft}^2$.

Exemple A.N :

$n = 6759244,79/112,94 = 59848,10 \text{ ft/day}$.

$= 59848,10 \times 0,3048/24 \times 60 = 12,67 \text{ m/min}$.

Tableau IV-9: La vitesse du gaz suivant les différents paramètres

T_1 (°K)	P_1 (MPa)	n (ft/day)	n (m/min)
305	3,2	59848,10	12,67
307	3,2	60376,23	12,78
309	3,2	60906,12	12,89
311	3,2	61437,78	13,00

313	3,2	61971,20	13,12
315	3,2	62506,39	13,23
317	3,2	63043,36	13,34

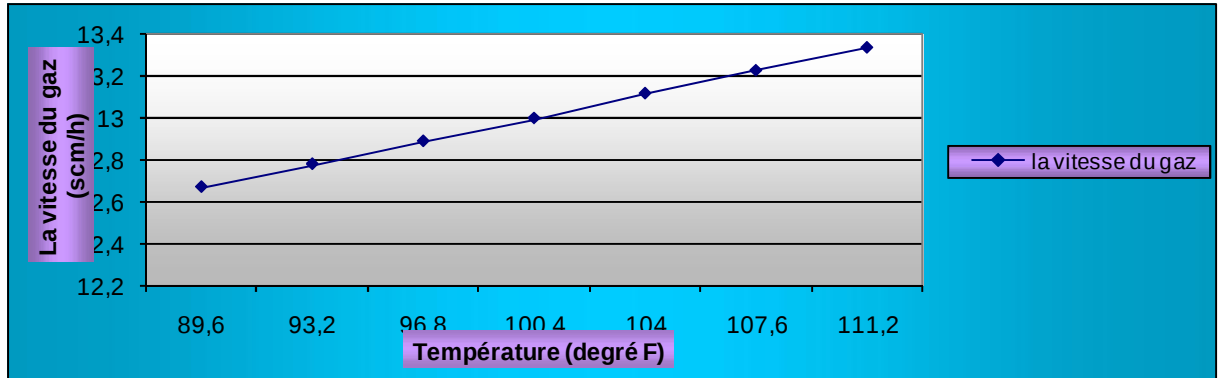


Figure IV-4: La variation de la vitesse du gaz en fonction de la température.

La vitesse du gaz augmente très rapidement avec la température ce-ci laisse à prévoir un entraînement du TEG dans le contacteur plus important et c'est pour cela qu'il y a diminution de la charge en été car plus la température augmente plus on aura un volume conséquent donc une vitesse du gaz excessive.

IV-1-8 Vérification de la consommation du fuel gaz :

D'après la figure (la variation du débit de glycol avec les paramètres T et P) à une température 96,8 °F et une pression 449,62 psia.

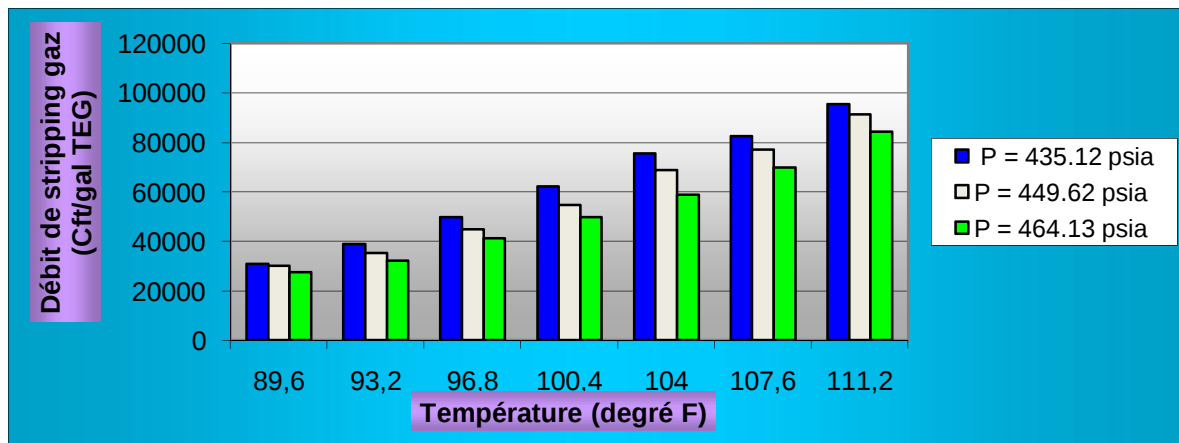
La température du glycol riche venant du MX1403-B2 est 135 °C = 275 °F ;

La température du rebouilleur est de 180 °C = 356 °F.

IV-1-9 Vérification du stripping gaz :

Tableau IV-10: Le débit du stripping gaz ft³/day

Température °F	P = 435,12 psia	P = 449,62 psia	P = 464,13 psia
89,6	30663,42	30113,44	27416,53
93,2	38716,96	35060,97	32147,68
96,8	49761,56	44753,17	41073,52
100,4	62158,59	54558,07	49761,59
104	75463,92	68765,03	58735,86
107,6	82552,75	77183,72	69701,81
111,2	95373,5	91362,51	84349,19

**Figure IV-5:** La variation du stripping gaz avec la température.**La quantité de stripping gaz :**

Selon les conditions du design on un débit de stripping gaz = 90150,99 ft³/day.

Selon les conditions du calcul (On prend T=96,8 °F et P=449,62psi) est égale à 44753,17 ft³/day.

Donc il y a un gain = 90150,99-44753,17 = 45397,82 ft³/day = 1285,21 m³.

IV-2 Pertes du glycol:

IV-2-1 Problèmes liés à l'exploitation :

a)- Moussage :

Celui-ci est favorisé par la présence des particules solide «oxydes métalliques issus de la corrosion, sable, tresse des pompes, etc.. ».

Ainsi que la plupart de matières moussantes telles que les hydrocarbures huiles des machines, un PH supérieur à 8.5 favorise la stabilité de la mousse.

Le moussage est à éviter car il empêche la formation d'une interface nette α - gaz et par-là des pertes par entraînement dans les hydrocarbures.

L'injection de produits an -moussants telle que le silicone est une solution utilise dans l'unité TEG. L'injection de quantités trop grandes de silicone favorise paradoxale moussage.

La solution d'agent an -moussant doit être injectée diluée dans l'eau. et en petites quantités elle doit être ajoutée après la formation de mousse.

b)- Corrosion :

Les problèmes de corrosion sont dus à l -oxydation du glycol et formation de peroxydes, d'aldéhydes et surtout d'acides organiques provoquant un abaissement de PH

A ceux là, s'ajoutent les acides provenant du gaz lui-même (CO₂ et H₂S en contact de l'eau).

c)- Pertes de glycol :

Elles interviennent en six points principaux :

- Pertes par solubilité dans les hydrocarbures liquides.
- Pertes par vaporisation dans le gaz produit
- Pertes au régénérateur par vaporisation ou l'entraînement dans les vapeurs d'eau sous forme des gouttelettes liquides
- Pertes diverses dans les opérations de purge, de stockage et des fuites mécaniques qui ne sont calculables mais considérées comme inférieure à quelques litres par jours.
- Décomposition thermique.
- Perte par oxydation.

IV-2-2 Calcul des pertes de glycol :

On prend le débit du glycol qui correspond aux designs.

Hiver:

$$V_{gly} = 12289,97 \text{ ft}^3/\text{day} = 512,08 \text{ ft}^3/\text{hr} = 14,51 \text{ m}^3/\text{h}.$$

On aussi comme donné du constructeur :

Les pertes de TEG sont de $2,941 \cdot 10^{-2}$ lbmole par 1000 gal de glycol

$$2,941 \times 10^{-2} = 2,941 \times 10^{-2} \times 0,45359 \times 150 = 2 \text{ kg.}$$

Donc pour un m^3 de glycol :

$$2\text{kg} \longrightarrow 1000 \text{ gal} = 3,785\text{m}^3$$

$$\text{Pertes} \longrightarrow 264,17 \text{ gal} = 1 \text{ m}^3$$

$$\text{Pertes} = (2 \times 264,17)/1000 = 0,528 \text{ kg/m}^3 \text{ de TEG}$$

Pour un débit de glycol d'hiver l'appoint du glycol est de : 0,1127 lbmole/hr.

Pour une masse moléculaire de : 150 lb/mole.

$$0,1127 \text{ lbmole de glycol/hr} = 0,1127 \times 0,45359 \times 150 = 7,668 \text{ kg/hr.}$$

Ce qui donne des pertes par jour égale à 184,03 kg/jour.

Et pour une durée d'un mois 5520.96 kg/mois

Été :

L'appoint du glycol est de : 0,14 lbmole/hr.

$$0,14 \text{ lbmole de glycol/hr} = (0,14) \times (453,5924) \times (150) = 9525,44 \text{ gr/hr.}$$

Donc les pertes de TEG sont estimées à 9,52544 kg/hr.

Ce qui donne des pertes par jour égale à 228.61 kg/jour. Et pour une durée d'un mois 6858. kg/mois.

Tableau IV-11: La variation des pertes de TEG.

Température °F	Pertes de TEG (kg/hr)		
	$P = 435,12 \text{ psia}$	$P = 449,62 \text{ psia}$	$P = 464,13 \text{ psia}$
89,6	2,877	2,555	2,312
96,8	4,229	3,801	3,490
104	6,409	5,844	4,989
111,2	8,104	7,761	7,165

On voit qu'il y a une augmentation des pertes avec une augmentation de la température et la baisse de pression, cela revient à avoir un débit minimal de TEG.

Pour les pertes de TEG issu du calcul on prend une température et une pression moyenne.

Pour la saison d'hiver qui commence du 01/11/2005 jusqu'à 15/03/2005 on prend $T = 96,8$ °F et $P = 449,62 \text{ psia}$:

$$\text{Donc les pertes mensuelles} = 3,801 \times 24 \times 30 = 2736,72 \text{ kg/mois.}$$

Pour la saison d'été qui commence du 16/03/2005 jusqu'à 31/10/2005 on prend $T = 111,2$ °F et $P = 449,62 \text{ psia}$:

$$W_i = 212 \text{ lbH}_2\text{O/MMscf.}$$

$$W_i - W_0 = 212 - 5,7 = 206,3 \text{ lb/MMscf.}$$

$$W_i - W_0 / W_i = 0,973.$$

Ou on obtient un débit de circulation = 2,2 gal TEG/lb H₂O.

De l'équation (1-6) on a :

$$G_{eabs} = 206,3 \times 215 = 44354,5 \text{ lb H}_2\text{O/day.}$$

De l'équation (1-12) on a :

$$G_{gly} = 2,2 \times 44354,5 = 97579,9 \text{ gal/day.}$$

$$= 97579,9 \times 0,003785 = 369,34 \text{ m}^3/\text{jour.}$$

Donc les pertes de TEG sont estimées :

$$G_{gly} \times \text{Pertes}_{\max} = 369,34 \times 0,528 = 195,01 \text{ kg/jour.}$$

Donc les pertes mensuelles = 195,01 × 30 = 5850,30 kg/mois.

Tableau IV-12: Les pertes de TEG (actuel, calcul, design).

Mois	actuel (kg/mois)	Calcul (kg/mois)	Design (kg/mois)
Janvier	3216	2736,72	5520,96
Février	4309,79	2736,72	5520,96
Mars	5249,63	4293,51	6189,63
Avril	4897,49	5850,30	6858,30
Mai	5357,11	5850,30	6858,30
Juin	5321,99	5850,30	6858,30
Juillet	5964,96	5850,30	6858,30
Août	5914,8	5850,30	6858,30
Septembre	4515,11	5850,30	6858,30
Octobre	4011,01	5850,30	6858,30
Novembre	3729,25	2736,72	5520,96
décembre	3473,19	2736,72	5520,96
total	56160,33	53455,77	77763,60

IV-3 Calcul technico-économique :

IV-3-1 Pour l'installation d'un calorifuge :

a)- On peut diminuer ses pertes de glycol sur la saison d'hiver jusqu'à :

5037,89 kg de TEG au minimum et cela correspondra à un bénéfice qui peut aller jusqu'à 11083,35 \$.

b)- Lors de la saison d'été, cette modification permet de diminuer l'énergie électrique qu'il faut pour les aéro-réfrigérants qui nous sert à maintenir la température différentielle entre le glycol et le gaz (5,5°C).

IV-3-2 Pour l'installation des aéro- réfrigérants :

La diminution de la température du gaz (on peut atteindre une température de 32°C) nous permet de gagner jusqu'à :

a)- Pour le fuel gaz :

$$\text{Gain} = (1578,35 - 1014,215) \times 1,6/25 = 36,10 \text{ \$/day.}$$

$$\text{Pour une année : } 36,10 \times 365 = 13178,2\$.$$

b)- Pour le stripping gaz :

$$\text{Gain} = (44753,15 - 30113,44) \times 0,02831 \times 1,6/25 = 26,5 \text{ \$/day.}$$

$$\text{Pour une année : } 26,5 \times 365 = 9681,55\$.$$

c)- Pour les pertes de glycol:

D'après le tableau C-24 on prend les pertes égales 2,555 kg/hr :

$$2,555 \times 24 \times 365 = 22075,2 \text{ kg/hr.}$$

$$\text{Donc, on a un gain de : } 53455,77 - 22075,2 = 31380,57 \text{ kg.}$$

$$31380,57 \text{ kg} \times 2,2 = 69037,25\$$$

IV-3-3 Le bénéfice total:

$$\text{Gain} = 13178,2 + 9681,55 + 11083,35 + 69037,25 = 102980,35 \$.$$

Ce bénéfice est un minimum à gagner.

CONCLUSION

Due a des problème causés par la presence de l'eau dans le gaz naturel, il est indispensable de faire une déshydratation du gaz. Plusieurs produits ont été utilisés pour éliminer cet eau(ammoniac,TEG...). Les propriétés recherchées pour le solvant tel que :

- Grande affinité pour l'eau.
- Caractère non corrosif.
- Stabilité a l'égard des hydrocarbures.
- 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 .

nous a permis de conclure que le TEG est le meilleur absorbant.

La présente étude est loin d'être supposée comme étant un travail parachevé.elle doit être vérifiée par une application réelle, pour donner une réelle importance au profit qu'on peut en tirer .

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : Rapport du stage sur le champ *RHOURED EL BAGUL*: Septembre 2011.
- [2] : *BOURAS A.OUAHAB.OUAKLI ADEL*, optimisation des paramètres de l'unité de déshydratation du gaz au TEG : Mémoire de fin d'étude raffinage.
Université de boumerdes 2006.
- [3] : Direction maintenance, département MN, modules service *MN MPP2 / DJB HASSI R'MEI* 16/05/2004.
- [4] : Centre de formation du *RHOURED EL BAGUL* : Revue Sonatrach 2011
- [5] : Manuel opératoire. Edition 2005. *RHOURED EL-BAGULE*

RESUME

La présence de l'eau dans le gaz naturel cause des énormes problèmes. Ceci nécessite un procédé de déshydratation. Le type de déshydratation est très important dans l'industrie des hydrocarbures. La déshydratation du gaz a été réalisée par adsorption, absorption et par absorption sur TEG. Dans ce travail nous présentons les différentes propriétés de TEG pour améliorer la capacité de déshydratation, on terminant par des calculs concernant le procédé de déshydratation.

Mot clés : gaz, déshydratation, TEG, absorption, régénération

■ □ □ □
 ■ □ □ □

الطبيعي يسبب نقص فيتامين د، يتطلب عملية تصنيع هذه العملية مهمة وكيميائية.

[illegible]

هذا البرنامج هو برنامج إيثيل الغليكول وهذا البرنامج زيادة قدرته
الأخير البرنامج هو برنامج بعملية

المفتاحية: ايشيل الغليغول