

UNIVERSITE KASDI MARBAH OUARGLA
FACULTE DES SCIENCES APPLIQUEES
DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCEDES



Mémoire

Master académique

Domaine : Sciences et Techniques

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Ingénierie de Gaz Naturel

Présenté Par : BOUBKERI Younes & SALHI Imane

THEME

Vérification de l'unité de séchage de gaz naturel GLA/GBK

Soutenu publiquement

Le : 10/06/2015

Devant le jury:

M^{elle}. Mokhbi Yasmina

Présidente MAA

UKM Ouargla

Mr. Lati Mokthar

Examineur MAA

UKM Ouargla

Mr. Sellami M^{ed} Hassen

Encadreur MCB

UKM Ouargla

Année Universitaire : 2014 /2015

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.

Nous remercions notre encadreur Mr Sellami M^{ed}Hassen pour ses orientations et conseils.

Nous tenons à notifier un remerciement spécial à tous nos enseignants qui ont contribué à notre formation de master.

Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements aux membres de jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Nous tenons aussi à remercier nos enseignants de département de génie des procédés pour la formation que nous avons reçue.

Nos derniers remerciements et qui ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à:

A mon cher père,

A ma très chère mère,

Mes très chers frères et sœurs,

Toute ma famille,

A ma chère binôme Imane,

A

Adnan, Abdellwafi, Aziz, Youcef,

Zakaria,

Et à tous mes amis.

Younes

Dédicace

Je dédie l'apanage de cet écrit :

*Aux plus chères à mon cœur et lumière de mon âme, mes
parents, que je profite pour les remercies pour tout :*

Papa et maman

*A mes très chères sœurs: Sara, Hadjer, Fatima Zohra,
Yousra & Doha.*

A mon petit frère "Mohamed chérif".

A mon binôme Younes.

*A mes Amies Radja, Zoulikha, Meriem, Radhia , Houda,
Radja et Fella.*

A tous mes collègues du groupe ING 2015.

A mon encadreur Sellami Med Hassan.

Et à tous ceux qui m'ont aidée de près ou de loin.

Imane

Résumé

Résumé :

L'unité de GLA où on a effectué notre stage, traite actuellement une charge supplémentaire sans savoir les conséquences, alors nous avons procédé à la vérification des dimensions des sécheurs et de la masse des tamis moléculaire pour voir si l'unité est sous ou surdimensionnée ou d'autre façon si l'unité est capable ou non de traiter ce suppléant.

D'après les calculs on a trouvé que les valeurs calculées sont plus grandes que celles du design, ce qui signifie que l'unité est sous dimensionnée.

Pour ne pas confronter de problèmes, les solutions sont les suivants :

- 1- Installer un autre ballon de flash en amont des sécheurs ce qui permette d'éliminer plus d'eaux libre et soulage les tamis.
- 2- Réduire le débit du gaz à traiter et respecter la valeur conçue par le design.
- 3- Installer un quatrième sécheur pour traiter le surplus de la charge.
- 4- Augmenter la hauteur du tamis de $(D_{\text{calculé}} - D_{\text{design}})$ et le remplir par une masse de $(m_{\text{calculée}} - m_{\text{design}})$ du tamis moléculaire.

Mots clés : déshydratation, tamis moléculaires, sécheurs, le gaz, hydrates.

A decorative border in shades of brown and gold, featuring ornate scrollwork and flourishes that frame the central text.

Sommaire

Sommaire

Remerciement.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Sommaire.....	IV
Liste des Figures et listes des Tableaux.....	V
Liste des abréviations.....	VI
Introduction générale	01
Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel	
Introduction	03
I-1 Définition de gaz naturel	03
I-2 Le gaz naturel en Algérie	03
I-3 Origine des constituants du gaz naturel	04
I-4 Les différents types de gaz naturel	04
I-5 Caractéristiques du gaz naturel	05
I-6 Technique du traitement du gaz naturel	06
I-7 Les procédés de traitement de gaz naturel	07
I-8 Les étapes de traitement	08
I-8.1 Elimination de l'eau	08
I-8.2 Extraction des hydrocarbures liquides	08
I-8.3 La stabilisation et le fractionnement	08
Chapitre II : Vision générale sur les hydrates de gaz	
Introduction.....	09
II-1 Définition des hydrates	09
II-2 Les hydrates de gaz dans l'industrie gazière	09
II-3 Structure et composition des hydrates	10
II-4 Mesure de la teneur en eau dans le gaz naturel	12
II-5 Prévention des hydrates	12
Chapitre III : Technique de la déshydratation	
Introduction.....	14
III-1 Définition de la déshydratation	14
III-2 Les méthodes de la déshydratation	14
III-3 Types d'adsorbant	15
III-4 Déshydratation par tamis moléculaires	16

Sommaire

III-4.1 Principe de l'adsorption	16
III-4.2 Caractéristiques des tamis moléculaires	17
III-4.3 La zone de transfert de masse	18
III-4.4 Régénération des tamis moléculaires	19
III-5 Les Avantages et les inconvénients de déshydratation par adsorption	21
III-5.1 Les avantages	21
III-5.2 Les inconvénients	21
Chapitre IV: Présentation du champ de GLA	
IV- Introduction	22
IV-1 Situation géographique	22
IV-2 Center de Guellala	22
IV-3 Historique	23
IV-4 Description de l'unité de traitement de gaz du Guellala	23
IV-5 La section de boosting du Guellala	25
IV-6 Section de stabilisation	26
IV-7 Section de déshydratation	26
IV-8 Section de réfrigération	27
Chapitre V: Les résultats des calculs effectués	
Introduction	29
V-1 Les calculs et les résultats de recalcul de la masse du tamis moléculaires	29
V-1.1 Calcul de la vitesse massique permissible	30
V-1.2 Calcul de la vitesse superficielle permissible admise	31
V-1.3 Calcul du diamètre minimal de la colonne	31
V-1.4 Calcul de la quantité d'eau dans la charge	32
V-1.5 Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse (ZTM)	32
V-1.6 Calcul de la masse H ₂ O adsorbée par cycle	32
V-1.7 Calcul de la hauteur d'équilibre	33
V-1.8 Calcul de la masse de tamis moléculaire	33
V-1.9 Calcul de la hauteur totale	34
V-1.10 Calcul du temps de service	34
V-1.11 Calcul du temps de saturation	34
V-2 La régénération du tamis moléculaire	36
V-2.1 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération.....	36

Sommaire

V-2.1.1 La quantité de chaleur consommée pendant la période (A).....	36
V-2.1.2 La quantité de chaleur consommée pendant la période (B)	38
V-2.1.3 La quantité de chaleur consommée pendant la période (C).....	39
V-2.2 Calcul de débit du gaz de régénération pour le chauffage	41
V-2.3 Calcul de débit du gaz de régénération pour le refroidissement	42
V-3 Interpretations et commentaries	43
Conclusion.....	44
Bibliographie.....	45

Liste des Figures et Liste des Tableaux

Liste des figures :

Figure II.1 : Photo de cristaux d'hydrates dans un réacteur agité.....	10
Figure III.1 : Adsorption idéale en colonne ZTM.....	18
Figure IV-1 : Positionnement de l'usine du Guellala.....	23
Figure IV-2 : Schéma des procédés de l'usine de gaz du Guellala.....	24
Figure IV-3 : Schéma de la section de boosting du Guellala.....	25
Figure IV-4 : Schéma de la section de déshydratation de GLA.....	27
Figure IV-5 : Circuit du gaz de régénération V-403 A/B/C de GLA.....	28

Liste des tableaux :

Tableau I-1 : Spécifications typiques pour un gaz commercial.....	07
Tableau III-1 : Différents types de tamis moléculaires.....	17
Tableau III-2 : Cycle d'adsorption et régénération.....	20
Tableau V-1 : La composition du gaz à l'entrée de sécheur.....	29
Tableau V-2 : Caractéristique des adsorbants.....	30
Tableau V-3 : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (V403 A/B/C).....	35
Tableau V-4 : Comparaisent entre les valeurs obtenues avec ceux du design.....	35

Liste des Abréviations

Nomenclature

GPL: Gaz du pétrole liquéfié

GNL: Gaz naturel liquéfié

HC: Hydrocarbure

PCS: Pouvoir Calorifique Supérieur

PCI: Pouvoir Calorifique Inférieur

MEA: Mono-Ethanol Amine

DEG: Di-Ethylène Glycol

TEG: Tri-Ethylène Glycol.

BKA : Benkahla

GLA : Guellala

HBK : Haoud Berkaoui

CFPA : Compagnie Française Des Pétroles Algérie

DRT: Drâa Tamra.

TAG: Trias Argileux Gréseaux.

UTG : Usine de traitement de gaz.

HP : Haute pression.

MP : Moyen pression

BP : Basse Pression

Cp : Chaleur spécifique (kcal/kg.°C)

D : Diamètre du lit (ft)

G : Vitesse massique admissible (lb/h.ft²)

ZTM : La zone de transfert de masse (ft)

H_{éq} : La longueur de la zone saturée (ft)

Ht : Hauteur total de lit (ft)

H_Z : La longueur de ZTM (ft)

M_w : Poids moléculaire (kg)

V_g : Vitesse superficielle du gaz en (ft/h)

W : Quantité d'eau adsorbée par cycle (lbH₂O/cycle)

X : Capacité d'adsorption

Y_w : Teneur en eau dans la charge en ppm

Z : Facteur de compressibilité

q : quantité d'eau adsorbée par unité de temps et unité de surface en (lb H₂O/ft² h)

Liste des Abréviations

ρ_g : masse volumique du gaz (lb/ft³)

ρ_b : masse volumique du dessicant (lb/ft³)

P : Pression de gaz en (psi)

Q : Débit de gaz (ft/jour)

R_S : Saturation relative de l'alimentation en (%).

T : Température de gaz en °R

°R : Degré Rankine

A decorative border in a dark brown color with intricate scrollwork and flourishes, framing the central text.

Introduction

Générale

1- Introduction

Le gaz naturel est le troisième combustible le plus utilisé dans le monde après le pétrole (37 % en 2012) et le charbon (24 % en 2012). Ayant enregistré la plus forte augmentation de consommation depuis les années 70, le gaz naturel représente, en effet, la cinquième place dans la consommation énergétique mondiale. En 2011, par exemple, la part du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de 22%, présageant alors d'un accroissement prometteur de la demande.

En raison de ses avantages économiques et écologiques, en sus de ses propriétés, comme le faible intervalle de combustion, beaucoup de pays ont opté pour le gaz naturel qui reste à ce jour, l'une des énergies les plus fiables, propres et respectueuses de l'environnement et s'érige, actuellement, en combustible du siècle, à l'image du pétrole au siècle dernier et du charbon il y a deux siècles.

Il offre un avantage concurrentiel par rapport aux autres sources d'énergie, car seuls 10% environ de la production sont perdus avant d'arriver chez le consommateur final, grâce aux progrès technologiques améliorant constamment l'efficacité des techniques d'extraction, de transport et de stockage, ainsi que le rendement énergétique des équipements fonctionnant à base de gaz naturel.

Le gaz naturel est utilisé comme matière première dans l'industrie chimique, notamment pour la pétrochimie et le raffinage. A titre d'exemple, la synthèse d'ammoniac et d'urée à partir du gaz naturel permet de fabriquer des engrais pour l'agriculture, et la synthèse du méthanol à partir du gaz naturel est utilisée en chimie de spécialités et comme base d'additif des essences.

Le gaz naturel offre un bilan environnemental très favorable dans la production d'électricité. Les émissions de CO₂ liées à son utilisation sont deux fois moins élevées que celles des centrales à charbon les plus performantes. Les centrales électriques au gaz nécessitent des investissements et des coûts opératoires plus faibles. En outre, elles ont des rendements qui peuvent être supérieurs à 50 %, ce qui diminue considérablement la consommation énergétique et donc les émissions globales dans l'atmosphère.

Bien que les réserves de gaz naturel soient limitées et qu'il s'agisse d'une source d'énergie non-renouvelable, les réserves exploitées sont importantes à travers le monde et augmentent au fur et à mesure que de nouvelles techniques d'exploration et d'extraction, permettant un forage plus large ou plus profond, sont découvertes. [1]

Dans le but d'atteindre les objectifs suscités, le présent mémoire est organisé, en deux parties, comme suit :

La première partie est la partie théorique qui comporte les trois chapitres suivants :

Chapitre 1 : Généralités sur le gaz naturel.

Chapitre 2 : Vision générale sur les hydrates de gaz.

Chapitre 3 : Technique de la déshydratation.

La deuxième partie est la partie expérimentale qui comporte les deux chapitres suivants :

Chapitre 4 : Présentation du champ de GLA.

Chapitre 5 : Les résultats des calculs effectués.

2- Problématique

Dans les gisements, en cours de production ou dans les conduites de transport, le gaz naturel est en contact avec une phase aqueuse. Sous certaines conditions de pression et de température, au dessus de la température de congélation de l'eau, des dépôts de cristaux ressemblants à la glace peuvent se former.

Ces composés, communément appelés les hydrates, sont connus de longue date pour se former dans la colonne de production et les conduites de transport d'hydrocarbures, provoquant ainsi leur obturation totale. Le bouchage des équipements gaziers entraîne un surcoût considérable pour les exploitants, lié à l'arrêt de la production, la réparation ou le remplacement d'une pièce endommagée, ou la mise en place d'une procédure de dissociation des bouchons d'hydrates.

Les hydrates posent aussi des problèmes de sécurité liés à leur instabilité et la quantité de gaz qu'ils renferment.

De ceci on constate que la déshydratation et/ou le traitement de gaz brut est une nécessité pour éliminer les gaz acides et l'eau qui causent la corrosion, le bouchage, la contamination du catalyseur...etc.

Les unités de traitement de gaz brut doivent fonctionner d'une façon idéale d'où la vérification et le re-calcul des dimensions de leurs équipements et des paramètres opératoires est nécessaire de temps à autre surtout en cas de traitement d'une charge supplémentaire.

L'unité de GLA où on a effectué notre stage, traite actuellement une charge supplémentaire sans savoir les conséquences, alors nous avons procédé à la vérification des dimensions des sécheurs et de la masse des tamis moléculaires pour voir si l'unité est sous surdimensionnée ou d'autre façon si l'unité est capable ou non de traiter ce suppléant.



Chapitre I :

Généralités

sur le gaz naturel

Introduction

Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous-produit du pétrole, il était brûlé aux torches. Il a commencé à être utilisé aux Etats-Unis, d'abord dans l'industrie, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé.

Son développement a ensuite été très rapide, grâce à l'abondance de ses réserves, à leur répartition sensiblement plus équilibrée que celle des réserves pétrolières et à son excellente qualité pour le consommateur final.

I-1 Définition de gaz naturel :

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde propre et de plus en plus utilisé. Il présente la matière première la plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, il est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour les 21ème siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme l'huile ou le charbon présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70% à 95% est le méthane (CH_4). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure. Autres composés indésirables se trouvent dans le gaz naturel avant son traitement tel que l'eau (H_2O), le soufre (H_2S), dioxyde de carbone (CO_2), l'azote (N_2) et même des traces de mercure (Cu) et d'hélium (He) qui seront presque éliminés après le passage au différents procédés de lavage spécifique à chaque composés.

Le gaz naturel est incolore, inodore, sans forme particulière et plus léger que l'air. Il se présente sous sa forme gazeuse au-delà de -161°C . Pour des raisons de sécurité, un parfum chimique, le mercaptan, qui lui donne une odeur d'œuf pourri, lui est souvent ajouté afin de permettre de détecter une fuite de gaz éventuelle. [2]

I-2 Le gaz naturel en Algérie :

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Elle possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de Hassi R'mel, qui est l'un des plus grands à l'échelle mondiale et celui de Gellala. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ (en 2012) des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards de mètres cubes autrement dit l'Algérie deviendra parmi les premiers exportateurs dans ce secteur.

Les réserves algériennes en gaz naturel sont évaluées à 5000 milliards de mètres cubes prouvés, ce qui place notre pays au 5^{ème} rang mondial des pays détenteurs de gaz naturel. La production algérienne de gaz naturel assurée par sept principaux gisements a atteint à l'année 2011. 2350 milliards mètres cubes dont : 750 milliards de mètres cubes de gaz commercial, 344 milliards de mètres cubes de réinjection, 330 milliards de mètres cubes de condensât, 100 milliards de tonnes de GPL. [3]

I-3 Origine des constituants du gaz naturel :

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

✱ **Gaz bactérien:**

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

✱ **Gaz inorganique:**

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

✱ **Gaz thermique:**

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

I-4 Les différents types de gaz naturel :

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

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

I-5 Caractéristiques du gaz naturel :

Le gaz naturel autant qu'une source d'énergie est une des matières premières qui ont permis la diffusion du progrès économique et social. A son stade d'exploitation, il doit être caractérisé par certaines propriétés.

I-5.1 Densité :

On a coutume de définir la densité d'un gaz par le rapport de sa masse volumique dans les conditions de référence choisies (par exemple pression atmosphérique normale et 15 °C) à celle de l'air dans les mêmes conditions 1.225 Kg/m³.

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

$$\text{Densité de gaz} = \frac{\text{Masse moléculaire}}{28,97} \dots\dots\dots \text{I-1}$$

I-5.2 Pouvoir calorifique:

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

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 restait à l'état de vapeur.

Le PCS diffère du PCI d'une quantité qui est la chaleur latente de vaporisation de l'eau. [4]

I-5.3 La composition chimique :

Est utilisée pour l'étude de vaporisation. Elle sert aussi à calculer certaines des propriétés du gaz en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de l'exploration (extraction des produits liquides). [5]

I-6 Technique du traitement du gaz naturel :

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

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques. Il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les traitements qui rendent le gaz transportable.

Les principaux traitements qui sont effectués sont :

Une première étape permet de réaliser la séparation des fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits : fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât d'eau libre), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté

Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme :

- Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc).
- Gaz du pétrole liquéfié (GPL).
- Gaz naturel liquéfié (GNL).
- Produits chimiques divers (méthanol, ammoniac, urée...etc.).

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

Il peut être aussi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- ❖ L'hydrogène sulfuré (H_2S) : toxique et corrosif.
- ❖ Le dioxyde de carbone (CO_2) : corrosif et de valeur thermique nulle.
- ❖ Le mercure (Hg) : corrosif dans certain cas.
- ❖ L'eau (H_2O) : conduisant à la formation d'hydrates.
- ❖ Les hydrocarbures : qui se condensent dans les réseaux de transport.
- ❖ L'azote (N_2) : de valeur thermique nulle.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures).

La valeur du point de rosée hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrogradée.

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

Tableau I-1 : Spécifications typiques pour un gaz commercial.

PCS	39100 à 39500 (KJ/m ³)
Point de Rosée HC	Inférieur à -6°C.
Teneur en eau	Inférieur à 150 ppm Vol.
Teneur en C ₅ ⁺	Inférieur à 0,5% mol.

Compte tenu la différence entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales, un traitement complémentaire peut être requis avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution.

Le traitement réalisé pour obtenir les spécifications de transport peut être accompagné d'un fractionnement dans le but d'obtenir une fraction liquide comprenant les GPL (propane et butane) et éventuellement l'éthane.

Lorsqu'il apparaît avantageux de valoriser cette fraction liquide séparément, dans certains cas particuliers une séparation d'azote peut être nécessaire et une récupération d'hélium est envisageable, si le gaz naturel en contient.

I-7 Les procédés de traitement de gaz naturel :

Les procédés de traitement de gaz sont multiples et le choix de type de traitement se base sur les critères suivants :

- ◆ La quantité de l'effluent brut.
- ◆ Taux de récupération d'hydrocarbures liquides visé.
- ◆ Spécification des produits finis.
- ◆ Coût global des investissements.

I-7.1 Procède PRICHARD :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par Détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant, pour atteindre en fin du cycle des températures voisines de -23°C.

I-7.2 Procédé HUDSON :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détente complétées d'une détente à travers une machine appelée Turbo-Expander, qui permet d'atteindre un niveau de température de moins de 40°C.

I-7.3 Procèdes mixtes :

Ils sont les plus performants, car ils utilisent le Turbo-Expander, la vanne Joule Thomson et la Boucle de propane, ou on atteint les (-66°C).

Les procédés mixtes sont plus performants, car ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.[2]

I-8 Les étapes de traitement :

Tous Les procédés de traitement de gaz basent sur quatre étapes essentielles :

I-8.1 Elimination de l'eau :

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau du premier ballon de séparation et c'est après un refroidissement à travers des aéro-réfrigérants que l'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par absorption au glycol.

Le glycol hydraté ayant absorbé l'eau contenue dans les hydrocarbures est régénéré par distillations dans des unités appropriées puis recyclé de nouveau dans le circuit. Le glycol évite également la formation des hydrates dans les sections à basses températures

I-8.2 Extraction des hydrocarbures liquides :

Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut, suivant les procédés cités, obtenant ainsi un gaz très sec répondant aux spécifications commerciales.

I-8.3 La stabilisation et le fractionnement :

Cette section de la chaîne permet le traitement des hydrocarbures liquides extraits de l'effluent, en deux phases et par distillation.

A- La stabilisation :

Elle permet d'éliminer tous les gaz légers tel que le méthane et l'éthane entraînés par les hydrocarbures liquides lors des différentes séparations dans les ballons.

B- Le fractionnement :

Il consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensât et GPL.[4]



Chapitre II :

*Vision générale sur
les hydrates de gaz*

Introduction

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par le 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.

II-1 Définition des hydrates :

Les hydrates sont des composés solides dans lesquels l'eau est associée aux hydrocarbures par des liaisons de types physique et chimique. Les hydrates sont des cristaux qui ont l'aspect de la neige, ils flottent sur l'eau et leur masse volumique est comprise entre 800 et 900 Kg/m³. Ils se forment sous certaines conditions de pression et de température, dans les conduites de transport d'hydrocarbures qu'ils finissent par s'obstruer totalement.

Le bouchage des équipements entraîne pour les exploitants un surcoût considérable, lié à l'arrêt de la production, à la réparation ou au remplacement d'une pièce cassée, ou à la mise en place d'une procédure de destruction des bouchons d'hydrates. Outre cet aspect économique, les hydrates posent des problèmes de sécurité liés à leur instabilité, et à la quantité de gaz qu'ils renferment dans un volume restreint.

II-2 Les hydrates de gaz dans l'industrie gazière :

Ce n'est qu'en 1934, que l'on a compris que le fréquent bouchage des pipelines de gaz naturel aux Etats Unis n'était pas causé par la formation de glace, mais plutôt par la formation d'hydrates. Ce phénomène a depuis fait l'objet de très nombreuses études. Il peut se produire en profondeur, en tête de puits, pendant le transport par pipelines et même pendant les opérations de raffinage. Il est souvent accéléré par certains facteurs, dont le degré de sous refroidissement par rapport à la température d'équilibre, la turbulence de l'écoulement, la présence de particules solides ou la rugosité des conduites.

Ce n'est que très récemment, avec le développement du forage off shore profond, que les risques liés à la formation éventuelle d'hydrates dans les fluides destinés à faciliter le forage ont été identifiés. Ils peuvent se traduire par plusieurs conséquences sévères comme :

- ❖ Bouchage des vannes et des dispositifs de prévention des éruptions de gaz.
- ❖ Perte de contrôle de la pression dans le puits.
- ❖ Difficulté de rotation de l'appareil de forage.

- ❖ Perte des propriétés rhéologiques des boues de forage à cause de la déshydratation et de la déstabilisation de ces systèmes.
- ❖ Dans des situations extrêmes, comblement de l'espace annuaire de l'équipement de forage par les solides.

Le cas le plus dangereux se pose quand le gaz pénètre dans la colonne de forage à un moment où le fluide de forage ne circule plus. Le risque maximum est encouru par les vannes de surface car elles sont situées dans les zones les plus froides de la colonne de forage. [6]

II-3 Structure et composition des hydrates :

Les hydrates de gaz sont des composés d'insertion, formes d'un réseau organisé de molécules d'eau liées par des liaisons hydrogène, et dont les cavités sont occupées par diverses molécules organiques qui stabilisent la structure par les interactions de type Van der Waals qu'elles forment avec le réseau aqueux.

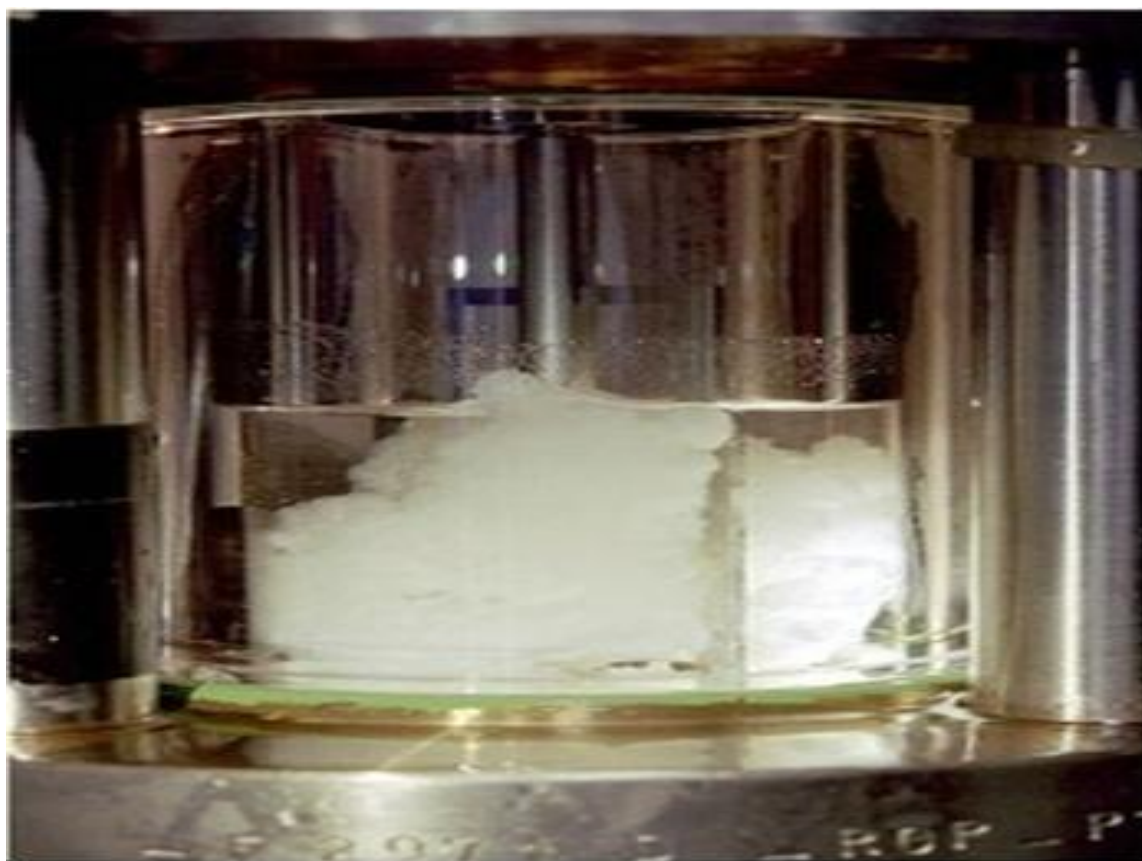


Figure II.1 : Photo de cristaux d'hydrates dans un réacteur agité.

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

- la structure II (noté S.II).
- la structure I (noté S.I).
- la structure H (noté S.H).

La figure ci-dessous représente la géométrie des différentes cavités rencontrées dans chacune des structures I, II et H, et leur arrangement pour former les mailles cristallines correspondantes.

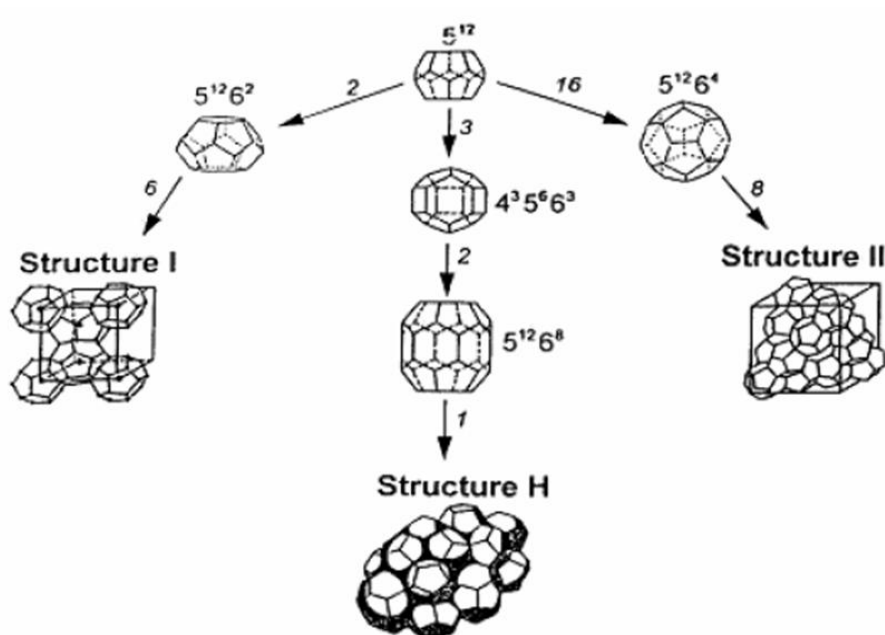


Figure II.2: La géométrie des différentes cavités des structures I, II et H.

Les hydrates se présentent sous formes cristallines différentes, au nombre de deux :

Les molécules les plus petites (CH_4 , C_2H_6 , H_2S) forment la structure «I» cubique à corps centré.

Les molécules les plus grandes (C_3H_8 , C_4H_{10}) forment la structure «II» avec 17 molécules de gaz.[5]

II-3.1 Hydrates de structure I :

Aux conditions d'équilibre de pression et température de formation et de dissociation des hydrates, le cristal unitaire de cette structure est composé de 46 molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : Méthane, Ethane, Dioxyde de carbone.

Structure I: $2M_1 6M_2 46\text{H}_2\text{O}$, où :

M_1 : représente deux petites cavités (polyèdre constitués de 12 face pentagonales référencées 5^{12}).

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

II-3.2 Hydrates de structure II :

Elle comprend 136 molécules d'eau mélanges avec les hydrocarbures suivants :

Propane, i-butane, Azote et peut accueillir 24 molécules hôtes, dont 8 de taille supérieure à celle des molécules hôtes de la structure S.I.

Structure II : $16M_1$ $8M_3$ $136H_2O$, où :

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

II-3.3 Hydrates de structure H :

Elle contient 34 molécules d'eau pour 6 cavités et la grande cavité lui permet d'accueillir des molécules relativement lourdes.

Structure H : $3M_1$ $2M_2$ $34H_2O$, où :

M_1 : représente les petites cavités.

M_2 : représente la cavité intermédiaire.

II-4 Mesure de la teneur en eau dans le gaz naturel :

La teneur en eau vapeur d'un gaz naturel peut être mesurée par trois méthodes différentes :

- ✚ Par l'observation du point de rosée.
- ✚ Par rétention d'eau sur un absorbant.
- ✚ Par absorption dans un liquide Karl Fisher.

La méthode du point de rosée consiste à absorber au moyen d'un miroir refroidi à la température de condensation de l'eau. Le point de rosée de l'eau est parfois difficile à distinguer.

La méthode de Karl Fisher, qui est largement employée consiste à absorber l'eau dans une solution et à mesurer la teneur en eau par la quantité de gaz nécessaire pour neutraliser le réactif (Solution d'iode de pyridine et d'anhydride sulfureux dans du méthanol appelé réactif de Karl Fisher). [7]

II-5 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.

II-5.1 Chauffage :

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation d'hydrates, une première solution particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, consiste à isoler la conduite. Si le transport est effectué sur une distance relativement importante, cette méthode en général, ne suffit pas, ou devient d'un coût prohibitif.

II-5.2 Réduction de pression :

L'abaissement de pression effectué à température fixée représente un des moyens pour sortir de domaine de formation des hydrates. Toute fois une détente de gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché. La dépressurisation n'est en général effectuée que sur un tronçon de conduite qu'il faut pouvoir isoler. Elle doit être menée simultanément de part et d'autre du bouchon, de manière à éviter les risques de projection de ce bouchon.

II-5.3 Utilisation des inhibiteurs :

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

- Sels : les plus efficaces comme inhibiteurs correspondant aux cations suivants :
 $Al^{3+} > Mg^{2+} > Ca^{2+} > Na^+ > K^+$
- Alcools : Les alcools, notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs.
- L'ammoniac : est un inhibiteur très efficace, mais il est corrosif, toxique et forme avec le dioxyde de carbone en présence de l'eau des carbonates qui risquent de constituer un dépôt solide.
- Le MEA (mono-éthanol amine) : a été préconisé comme inhibiteur, à une concentration massique donnée.
- De nouveaux types d'additifs qui sont utilisés en faible concentration, évitent la prise en masse des hydrates. [8]



Chapitre III :

Technique

de la déshydratation

Introduction

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation gazière.

La vapeur d'eau peut se condenser et provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou favoriser la corrosion si le gaz contient des composants acides. Pour éviter ces problèmes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz au moyen de la technique de traitement approprié qui est la déshydratation.

III-1 Définition de la déshydratation :

La déshydratation est la technique de prévention d'hydrates la plus commune appliquée aux centres de traitement de gaz. Les systèmes de protection peuvent aussi réduire le débit d'eau dans les conduites en évitant le phénomène de Canning.

III-2 Les méthodes de la déshydratation :

La déshydratation des gaz est réalisée par différents types de procédés :

III-2.1 Déshydratation par compression et/ou refroidissement :

La teneur en eau du gaz naturel au point de saturation diminue lorsque la pression augmente ou lorsque la température diminue. Par conséquent la compression et/ou le refroidissement sont généralement utilisés comme étape de pré-déshydratation, avant un procédé d'adsorption ou d'absorption. La température qui puisse être atteinte est déterminée par le point de formation des hydrates.

III-2.2 Déshydratation par membrane:

La déshydratation par membrane permet de séparer des mélanges gazeux par transfert sélectif, sous l'effet de différences de pression, à travers une couche mince et continue d'un polymère sélectif. Le perméateur est donc alimenté par le mélange gazeux à séparer sous haute pression (plusieurs dizaines de bars). Le retentât est récupéré à une pression égale (aux pertes de charge près) à celle de l'alimentation, le perméat est récupéré à une pression très inférieure à celle de l'alimentation, ce transfert est basé sur la théorie de la diffusion. [9]

III-2.3 Déshydratation par absorption :

La déshydratation des gaz est assurée dans ce cas par lavage à contre courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, ce solvant est un glycol.

Le gaz déshydraté sort en tête de colonne, le glycol sort au fond, et il est régénéré par le gaz chaud et recyclé.

Généralement les deux composés organiques utilisés sont, le di-éthylène glycol (DEG) et le tri-éthylène glycol (TEG). Ces deux solvants sont utilisés le plus fréquemment pour la déshydratation du gaz naturel dans les gazoducs plutôt que dans les usines cryogéniques.

En général, les glycols sont limités aux applications où il est nécessaire d'avoir des points de rosée compris entre -200 °C et -500 °C .

On peut aussi injecter le méthanol qui est utilisé dans les systèmes de collecte de gaz naturel et dans les conduites de transport. Dans les usines de traitement de gaz, des injections intermittentes de méthanol sont fréquemment utilisés lorsqu'il existe une légère formation d'hydrates.

III-2.4 Déshydratation par Adsorption :

L'adsorption est un phénomène de surface qui correspond à la fixation des molécules d'un fluide à la surface d'un solide. Lorsque les molécules gazeuses sont en contact avec une surface solide, la vapeur d'eau dissoute dans le gaz est d'abord condensée dans les pores puis maintenue à la surface des pores par des forces qui dépendent des réactions ou des interactions physiques.

En générale il existe deux types d'adsorption :

L'adsorption physique : Utilisée pour le traitement de gaz, caractérisée par :

- ✓ Mise en jeu des forces résiduelles de Van Der Waal.
- ✓ Elle est exothermique (dégagement de chaleur).

L'adsorption chimique : utilisée dans le domaine catalytique, caractérisée par :

- ✓ Mise en jeu des forces d'attraction dues aux liaisons chimiques ioniques.
- ✓ Elle est sélective mais la désorption nécessite une température très élevée.[10]

III-3 Types d'adsorbant :

La majorité d'adsorbants industriels sont capables d'adsorber les gaz ou les fluides organiques ou inorganiques mais leurs caractéristiques d'adsorption rendent chacune plus ou moins spécifique à une application particulière.

Dans l'industrie de traitement de gaz, il existe différents types d'adsorbants à savoir.

III-3.1 Le gel de silice :

Le gel de silice compte parmi les principales substances adsorbantes et se prête à de

nombreuses applications. C'est une forme d'acide silicique composée de granulés irréguliers et poreux. Le gel de silice est compatible avec tous les matériaux à l'exception des substances fortement alcalines et de l'acide fluorhydrique. Il ne dégage aucune fumée, est totalement inodore et n'attaque pas les métaux.

La très grande surface interne du gel de silice se répartit en un nombre infini de pores microscopiques qui lui permettent d'adsorber jusqu'à 36 % de son propre poids sans modification structurelle. Le gel de silice se régénère à 130°C. Ce processus peut être continuellement renouvelé sans dégradation de l'efficacité du gel. C'est un produit dur, granulaire, très poreuses et disponible sous forme de poudre ou des grains, utilisé généralement pour la déshydratation de l'air.

III-3.2 Les alumines actives (Al_2O_3) :

L'alumine activée est une forme poreuse, amorphe et partiellement hydratée d'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) contenant de très petites quantités d'autres matériaux. Elle a une capacité plus faible que le gel de silice mais elle peut sécher le gaz à un point de rosée de -75°C (environ 1 ppmv H_2O).

L'alumine est commercialisées sous forme de poudre granulée et utilisé comme déshydratants pour les gaz et les liquides avec une capacité d'adsorption est pratiquement faible.

III-3.3 Les tamis moléculaires (Zéolithes) :

Les tamis moléculaires sont des zéolithes synthétiques. Ils se caractérisent par un diamètre de pore régulier et une structure cristalline. Ils sont principalement utilisés dans des applications nécessitant une déshumidification maximale de l'air. Indépendamment du taux d'humidité relative, ils adsorbent environ 20 à 22 % de vapeur d'eau. Ils conjuguent les avantages d'un faible volume de propre et d'une capacité d'adsorption élevée. Ils sont également régénérables. Le réchauffement doit cependant être effectué entre 300 et 400°C.

Ils peuvent produire des points de rosée inférieure à -90°C (0.1 ppmv), une large utilisation dans le domaine de déshydratation du gaz naturel.[12]

III-4 Déshydratation par tamis moléculaires :

III-4.1 Principe de l'adsorption :

L'adsorption sur les tamis moléculaires constitue un procédé de séparation physique très efficace qui peut souvent remplacer la distillation fractionnée. Le tamis moléculaire est utilisé pour l'adsorption des molécules d'eau du gaz.

Le procédé d'adsorption le plus employé est l'adsorption dans un ballon, le gaz à déshydraté traverse un ballon rempli de tamis moléculaires en granulés. Le composé à adsorbé (l'eau) est fixé et retenue par les pores de tamis moléculaires sur une couche d'épaisseur relativement faible. Au fur et à mesure que le gaz hydraté continue d'entrer dans le ballon, cette couche se sature en eau et le gaz finit alors de se déshydrater sur le reste du tamis moléculaires.

L'adsorption se fait à chaque instant dans une zone bien définie du lit, à l'entrée de cette zone la teneur en eau du gaz est encore à son niveau de départ, tandis qu'à la sortie, ce niveau est réduit aux spécifications du gaz traité.

III-4.2 Caractéristiques des tamis moléculaires :

Les tamis moléculaires contrairement aux autres adsorbants leurs pores sont d'une précision uniforme en dimension, suivant la dimension de ces pores les molécules peuvent être facilement adsorbées, lentement adsorbées ou complètement rejetées, le tableau suivant présente quelques types du tamis moléculaires :

Tableau III-1 : Différents types de tamis moléculaires.

Type	Diamètre des pores (Å)	Molécules adsorbées	Applications
3A	3	molécules avec diamètre effectif < 3Å° H ₂ O, NH ₃	utilisé pour sécher les liquides polaires tels que le méthanol.
4A	4	molécules avec diamètre effectif < 4Å° CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₆	utilisé pour le séchage des vapeurs des hydrocarbures insaturés.
5A	5	molécules avec diamètre effectif < 5Å°	sert à séparer les paraffines normales des cycles hydrocarbonés par un processus d'adsorption sélective.
10X	8	isoparaffines, oléfines, C ₄ H ₁₀ molécules des diamètres effectifs < 8Å°	sert à la séparation des hydrocarbures pour le séchage des gaz et la purification de l'air

Cette sélectivité de tamisage qui repose sur la taille des molécules à laquelle il a été ajouté une préférence sélective pour les molécules polaires ou polarisables, augmentée d'une haute capacité dans des larges conditions opératoires, donne aux tamis moléculaires un très haut degré de sélectivité d'adsorption.

III-4.3 La zone de transfert de masse :

La zone de transfert de masse ZTM correspond à la longueur du lit nécessaire au phénomène d'adsorption, c'est-à-dire la distance que doit parcourir une unité de gaz pour que la concentration d'eau chute à zéro.

Au fur et à mesure que le procédé d'adsorption continue, une portion plus importante de la section d'entrée de lit devient saturée et la ZTM se déplace de plus en plus vers la sortie de lit.

Par conséquent, un sécheur aura au moins deux zones, une zone en équilibre ou saturée, et une zone de transfert de masse comme l'indique la **figure III-1**. Lorsque la limite aval de la ZTM atteint la sortie du lit, ceci est dit être " saturé " ou " épuisé " et le point est définie comme point de saturation.

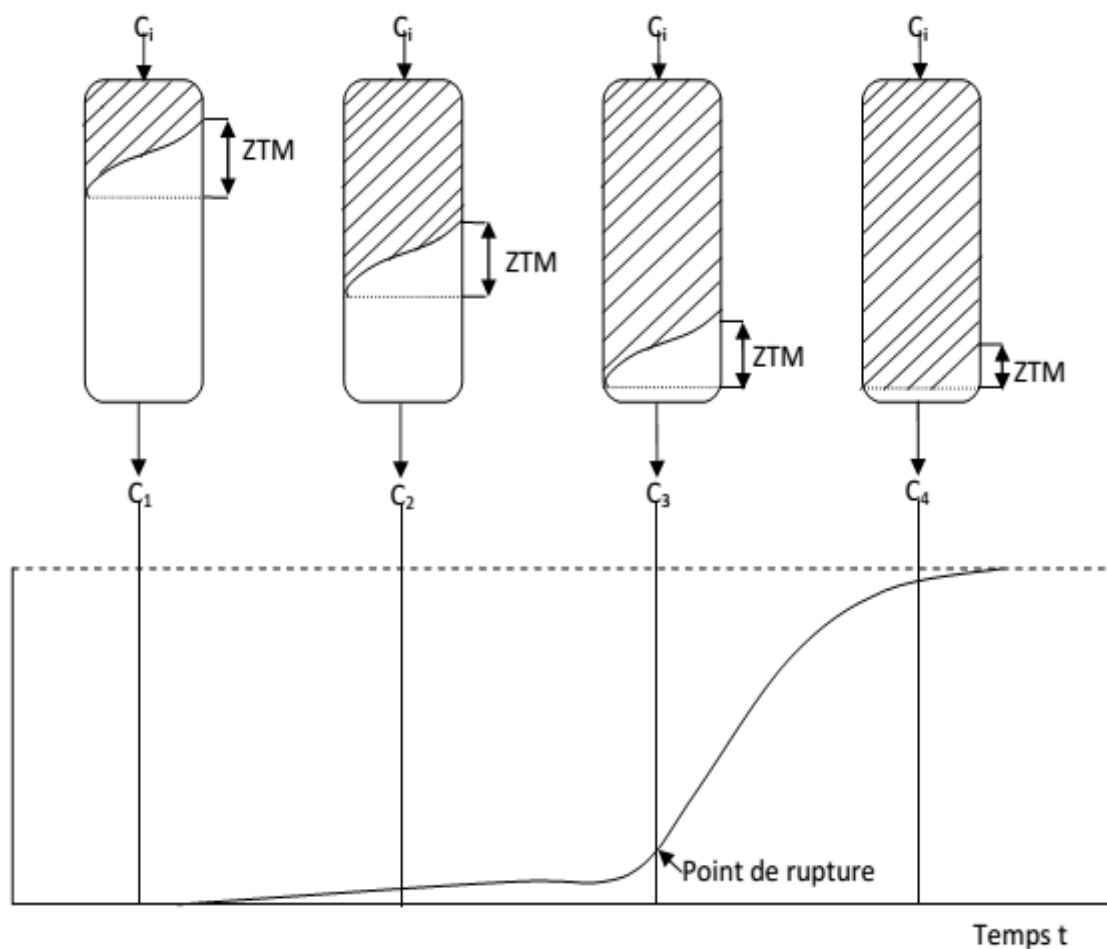


Figure III-1: Adsorption idéale en colonne (ZTM).

Cette portion du lit zone où se produit l'adsorption est appelée : zone de transfert de matière (ZTM). Ce dernier est la distance que doit parcourir un gaz pour que sa concentration en H₂O chute à zéro.

À mesure que la durée d'adsorption augmente la zone de transfert de matière se déplace lentement de l'entrée vers la sortie du ballon, lorsque la partie inférieure de la ZTM atteint l'extrémité, le point de rosée du gaz traité commence à s'élever assez lentement d'abord et puis très rapidement : c'est le point de saturation, le lit est dit (saturé), et il est nécessaire de procéder à la régénération des tamis moléculaires.[13]

L'importance de la zone de transfert de matière dépend principalement :

- ✓ De la cinétique de l'adsorption, de l'adsorbat.
- ✓ Des caractéristiques thermodynamiques du fluide vecteur.
- ✓ De la vitesse linéaire superficielle.
- ✓ Des types, de la forme et de granulométrie du tamis moléculaires.
- ✓ Des concentrations C₀ et C_s.

III-4.4 Régénération des tamis moléculaires :

Un tamis moléculaires saturé peut retrouver sa capacité initiale par le procédé connu sous le nom de régénération. La régénération consiste à restituer au tamis moléculaires saturé sa capacité d'adsorption initiale par extraction des corps fixés dans la structure poreuse du tamis moléculaires à la fin de la phase d'adsorption. Afin de maintenir la continuité du procédé de déshydratation, le gaz à déshydraté est dirigé vers un autre sécheur précédemment régénéré.

Il existe dans le domaine de traitement du gaz quatre (04) méthodes de régénération à savoir:

- ❖ Régénération par chauffage.
- ❖ Régénération par dépressurisation.
- ❖ Régénération par entraînement.
- ❖ Régénération par déplacement.

III-4.4.1 Régénération par chauffage :

Cette méthode consiste à porter le sécheur à une température élevée, le corps adsorbé quitte la surface du tamis moléculaires et se trouve rapidement éliminé par un courant gazeux qui traverse le sécheur du bas vers le haut. Ce type de régénération peut être réalisé à une température de l'ordre de 200 à 300°C.

Généralement ce type de régénération est composé de trois phases :

- 1) Phase de chauffage.
- 2) Phase de refroidissement.
- 3) Phase de stand by.

Généralement le cycle de régénération est lent peut prendre plusieurs heures comme le montre le tableau suivant :

Tableau III-2 : Cycle d’adsorption et régénération.

Heure	0 à 6	6 à 12	12 à 18	18 à 00
1^{er} Sécheur	Service	Service	Régénération	Service
2^{ème} Sécheur	Régénération	Service	Service	Régénération
3^{ème} Sécheur	Service	Régénération	Service	Service

III-4.4.2 Régénération par dépressurisation :

Est basée sur la diminution de la capacité d’adsorption par abaissement de la pression, la température demeurant inchangée. Ce type de régénération est pratiquement obtenu en purgeant le sécheur à régénérer par une partie du gaz traité détendu à travers des vannes. Généralement le cycle de régénération est court et peut prendre quelques minutes.

III-4.4.3 Régénération par entrainement :

Cette méthode permet d’éliminer le composé adsorbé grâce à l’entrainement par un fluide non adsorbable, il est soit soluble, soit miscible. Ce procédé ne nécessite pas une variation de pression ou de température.

III-4.4.4 Régénération par déplacement :

Cette méthode consiste à faire circuler un fluide contenant une forte concentration d’un corps facilement adsorbé qui est capable de déplacer le composé précédemment adsorbé. Il ne reste plus qu’à régénérer ensuite le tamis moléculaire par l’une des trois premières méthodes.[14]

III-5 Les Avantages et les inconvénients des unités de déshydratation par adsorption:

Par rapport aux autres systèmes, les unités de déshydratation par agents desséchant solides offrent les avantages et les inconvénients suivants :

III-5.1 Les avantages :

- ✓ Aptitude de fournir des points de rosée inférieur à -60°C .
- ✓ Insensibilité aux variations modérées de la température du débit et de la pression de gaz.
- ✓ Simplicité de fonctionnement et de conception des unités.
- ✓ Insensibilité aux problèmes de corrosion et de moussage.
- ✓ Adaptation à la déshydratation de très faible quantité de gaz à faible coût.

III-5.2 Les inconvénients :

- ☒ Coût initial important.
- ☒ Chute de pression en générale plus élevée.
- ☒ Susceptibilité à la consommation et à la dégradation.
- ☒ Besoin calorifique relativement important.



Chapitre IV:

*Présentation
du champ de GLA*

Introduction

L'usine de traitement de gaz de Guellala est conçue pour la récupération des gaz associés issus de la séparation du pétrole brut HP, MP et BP des champs de Houd Berkaoui, Guellala et Benkahla au lieu d'être torchés.

IV-1 Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui représente l'une des dix principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara Algérien.

Sur la route numéro 49 dites des pétroliers reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud, et à 35 Km au sud-ouest d'Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier, il s'agit de la région de Haoud Berkaoui. Cette région est située à 100 Km de Hassi Messaoud, à 770 Km au sud de la capitale (Alger), elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays.

Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana, près de la route de Touggourt.

A ce jour là, 100 puits sont en exploitation, répartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gaz lift, et 27 éruptifs. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de mètre cube, pour des réservoirs globaux en place de 472 millions de m³.

Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérés sont acheminées vers les différents centres de production de la région (Haoud Berkaoui, et Benkahla et Guellala).[9]

IV-2 Center de Guellala :

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01, sa mise en production date de février 1973 (sa production à été traitée au centre de HBK jusqu'a 1976).

Décembre 1976 démarrage du centre de Guellala. Il s'étend sur une superficie de 35 km², avec une profondeur moyenne des puits de 3500 m.

Actuellement, le centre de production se compose d'une unité de séparation d'huile, d'une capacité de 7000 m³/J, d'une unité de stockage de 15000 m³/j, et d'une unité de boosting gaz de 762000 m³/j. Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ 2,4 millions m³/j, sa capacité de récupération est estimée à 500 tonnes par jour pour le GPL et de 90 tonnes par jour pour les condensats.

Cette unité de traitement est accompagnée d'une unité de compression du gaz commercial à 75 bars, et de 150 bars pour le gaz lift, sa capacité est de 1 660 000 m³/J.

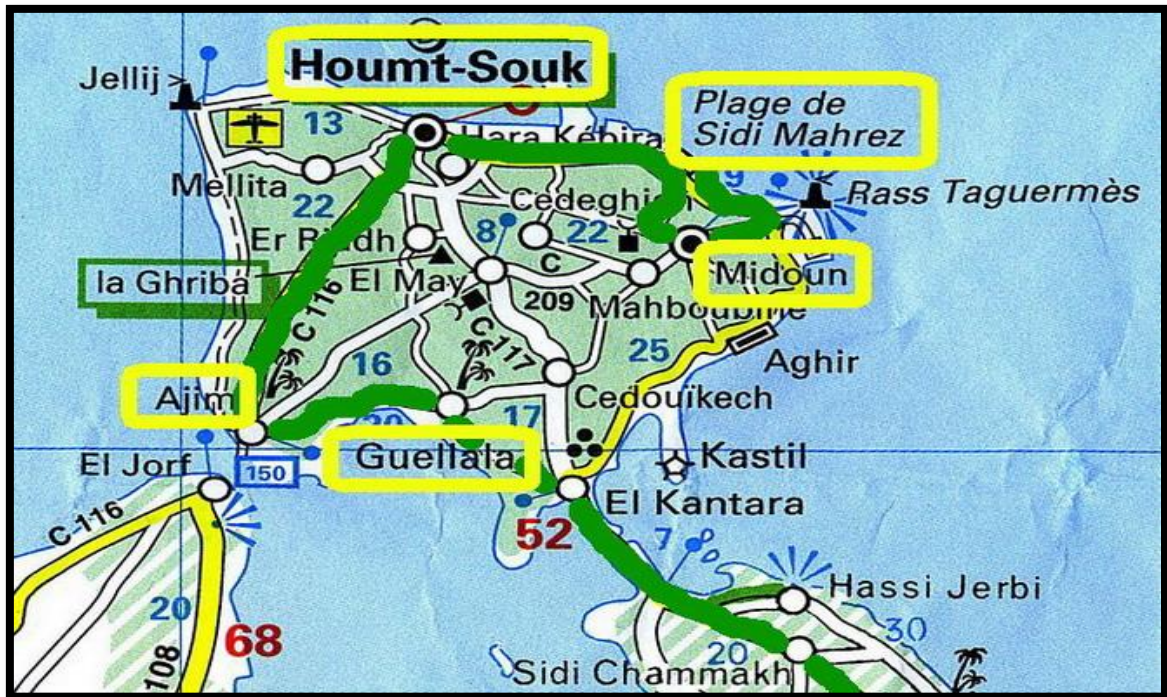


Figure IV-1 : Positionnement de l'usine du Guellala.

IV-3 Historique :

Les études géologiques réalisées à Ouargla ont permis de connaître l'existence de deux structures appelées Haoud Berkaoui, et Benkahla.

En mars 1965, un gisement d'huile fut localisé dans la série du trias argilo gréseux (TAG) plus exactement à Haoud Berkaoui par la compagnie (CFPA), la zone pétrolière de Haoud Berkaoui, est constituée de près de 20 champs pétroliers, repartis sur 63 km² sur le bord oriental de la dépression Ouad Mya, les plus importants de cette région sont ceux de Haoud Berkaoui, Benkahla et Guellala, elle reforme les accumulations d'huile essentielle de cette zone, la série inférieure du trias argileux Gréseux située à une profondeur moyenne de 3350 m, est le principal réservoir, productif d'huile parmi les autres champs constituant la périphérie de cette région figurent Drâa Tamra (DRT) et Guellala -Nord-est.[15]

IV-4 Description de l'unité de traitement de gaz du Guellala :

La figure IV-2 représente un schéma global de l'usine de traitement de gaz de Guellala. Six différentes sections construisent le processus depuis l'entrée des gaz jusqu'à les sorties dans la forme de gaz de vente, de gaz lift ou de GPL, dans ce qui suit, on va donner une description détaillée de chacune de ces sections en montrant le rôle de chacune d'elles.

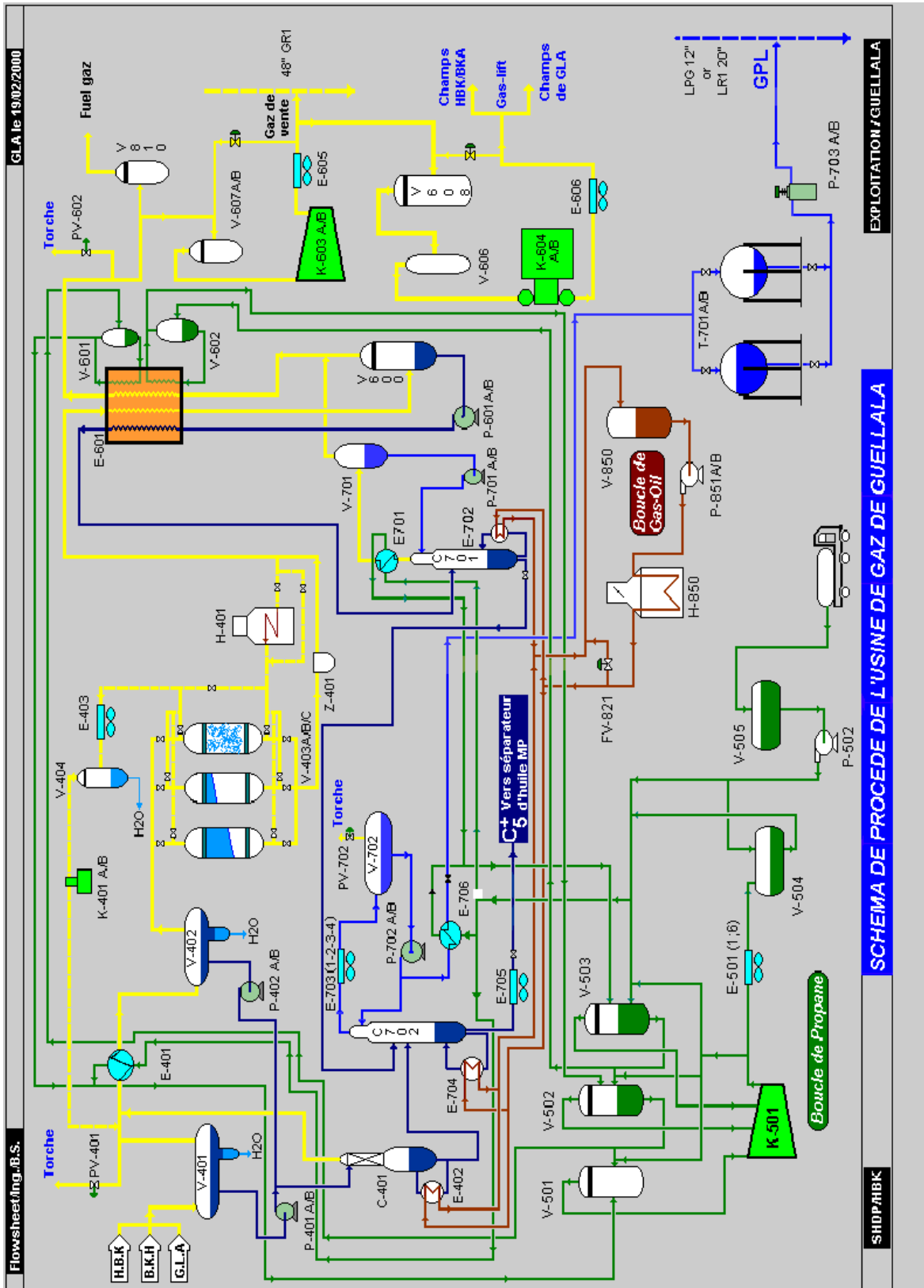


Figure IV-2 : Schéma des procédés de l'usine de gaz du Guellala.

IV-5 La section de boosting du Guellala :

Se compose d'un seul train de compression, les trois gaz d'alimentation (HP,MP ,BP) sont disponibles à partir des lignes de troches , le gaz BP est amené vers un ballon d'aspiration (V300), où les entraînement de pétrole brut sont enlevés et recueillis dans le ballon (V304), ensuite renvoyés aux sous pression de gaz HP, puis le gaz est comprimé jusqu'à la pression de gaz MP(2bars) par la soufflante K300.

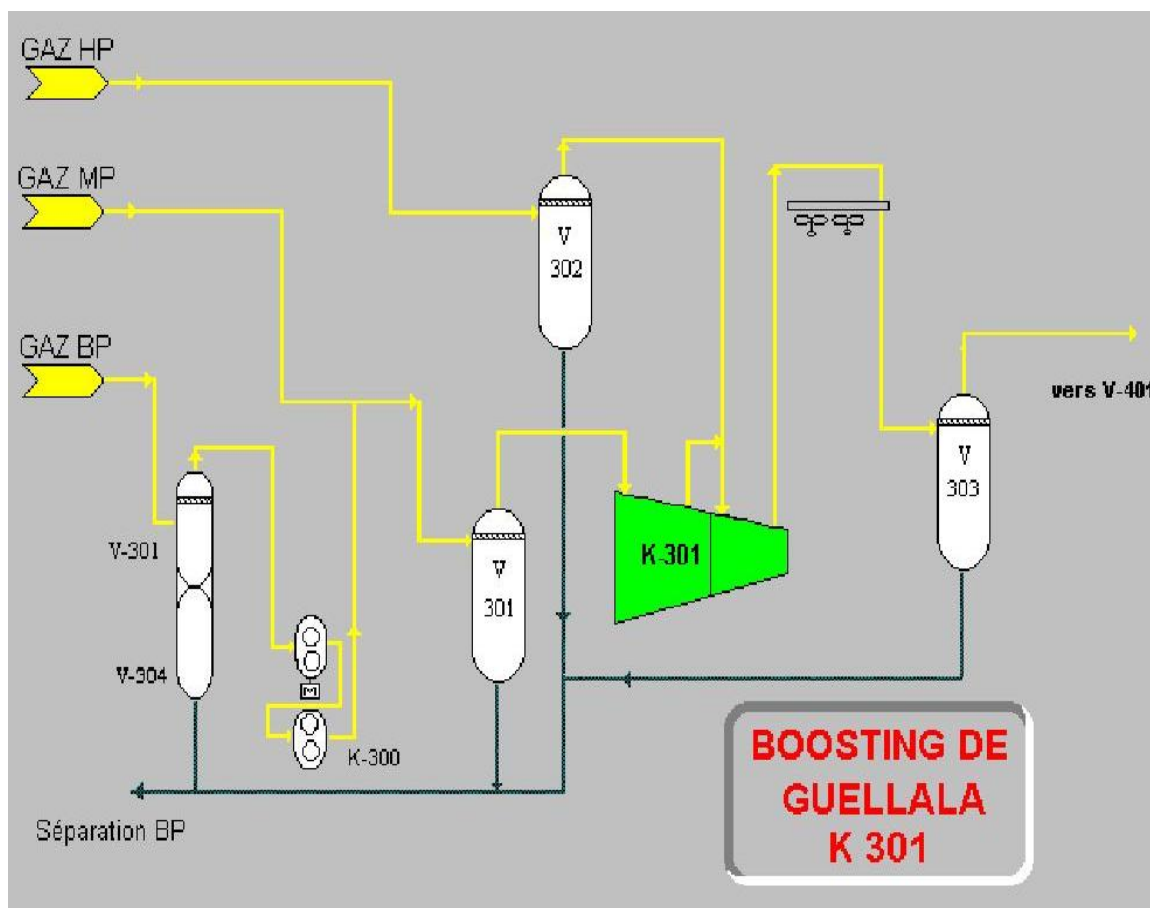


Figure IV-3: Schéma de la section de boosting du Guellala.

Conditions opératoires :

- Pression d'aspiration (MP+BP) =21.3 bars.
- Température d'aspiration (MP+BP) =41°C.
- Pression d'aspiration : 10 bars.
- Température de d'aspiration (HP) =37°C.
- Pression de refoulement : 26bars.
- Température de refoulement : 130°C.
- Type de compresseur centrifuge et entraîne par moteur électrique.
- Capacité totale de boosting : $765 \cdot 10^3$ st m³/J.

IV-6 Section de stabilisation :

L'alimentation de l'usine de traitement de gaz UTG est assurée par le gaz provenant des stations de boosting de HBK, BKA et GLA mélangés au niveau du collecteur d'entrée puis introduits dans le ballon V-401 pour éliminer l'eau et récupérer le maximum de condensât du fond du ballon par les pompes P-401A/B.

Le gaz sortant du ballon V-401 est refroidi à 25°C dans le refroidisseur à propane E-401 puis envoyé vers le ballon séparateur V-402 situé en amont des sécheurs, l'eau est évacuée vers borbier et les condensât sont récupérés du fond du ballon par les pompes P-402A/B. Les deux refoulements des pompes de condensât alimentent la colonne de stabilisation C-401 où le fond est réchauffé à 138 °C par un rebouilleur E-402 à huile chaude (gas-oil) et les vapeurs de tête sont recyclées en amont du refroidisseur à propane E-401.

Conditions opératoires :

- Température de tête : 51°C
- Pression de fond : 26.5 bars
- Température de fond : 138.5°C

IV-7 Section de déshydratation :

Le gaz du ballon V-402 est envoyé aux sécheurs de gaz V-403A/B/C avant de passer dans la section de réfrigération E-601.

Le système de séchage est constitué de trois lits fixes dont deux en services et un en régime de régénération. Le gaz de régénération est porté à une température de 240 °C dans le réchauffeur de gaz H-401.

Le gaz de régénération après avoir été refroidi par le refroidisseur de gaz de régénération E-403 est envoyé au ballon séparateur de gaz de régénération V-404 et envoyé vers le compresseur de gaz de régénération K-401A/B puis recyclé vers le refroidisseur de gaz d'alimentation E-401. Le gaz une fois séché passe à travers un filtre à poussière Z-401 pour éliminer les impuretés fines susceptibles de créer des problèmes de bouchage des équipements en aval.

Conditions opératoires :

- Débit : 4020 Nm³/h
- Température de service : 290 °C
- Pression de service : 22 bars
- Temps de régénération : 6 heures

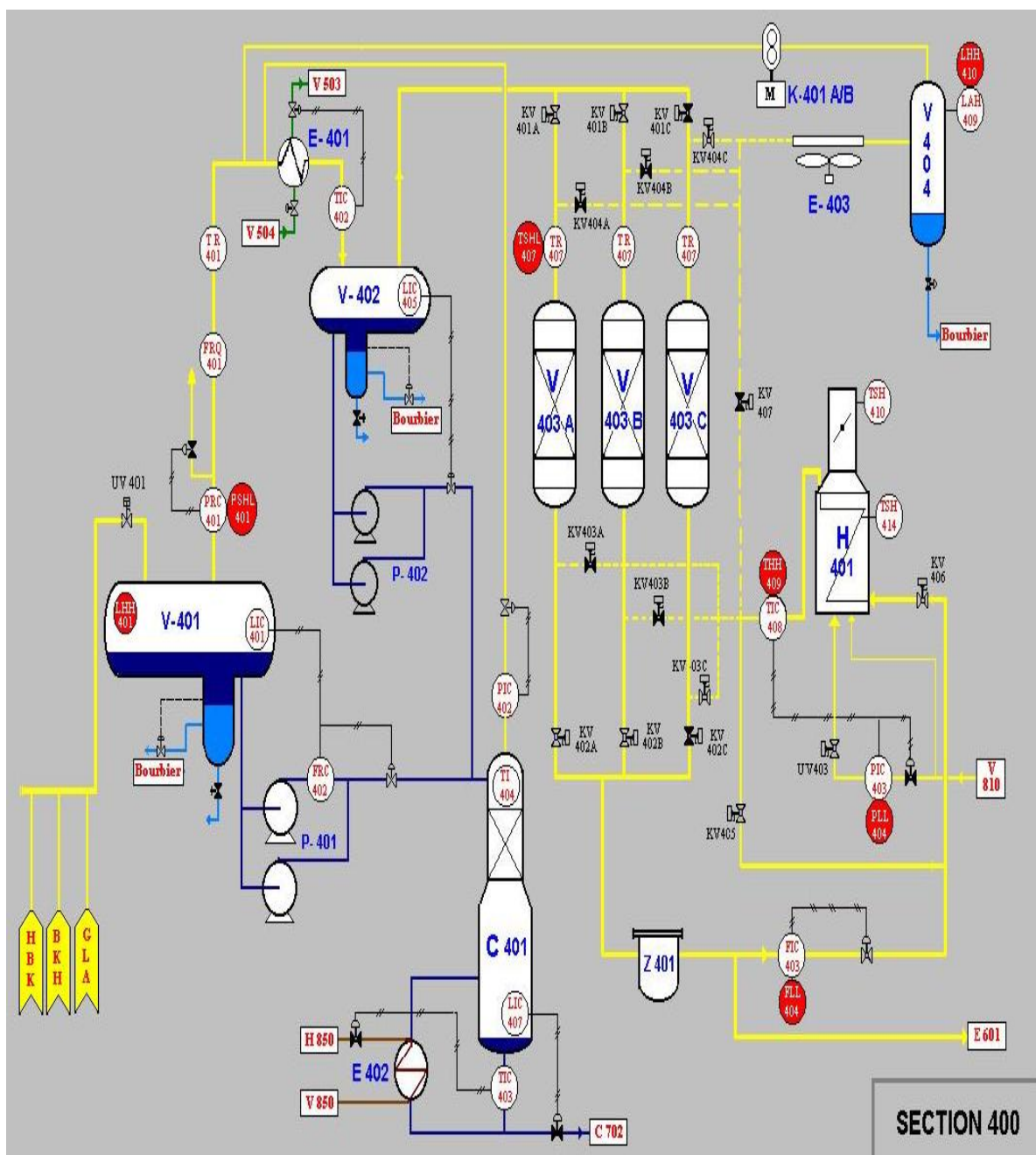


Figure IV-4: Schéma de la section de déshydratation de GLA.

IV-1.8 Section de réfrigération :

Le gaz séché est refroidi dans un échangeur à plaque « core » E601/ E602/E603, à -22°C à l'aide de la boucle de propane, et puis envoyé au séparateur froid V600, le gaz sortant du haut du séparateur V600 est mélangé avec le gaz du ballon de reflux V701, en suite réchauffé dans l'échangeur à plaque à contre courant à 23°C , puis dirigé vers les ballons d'aspirations V607A/B compresseur de gaz de vente K603A/B. Les hydrocarbures liquides du séparateur V600 sont pompés par la pompe d'alimentation du dééthaniseur



Chapitre V:

*Les résultats
des calculs effectués*

Introduction

A cause d'une chute de pression dans les gisements de Haoud Berkaoui, Guellala et Benkahla avec la diminution de débit de gaz brut dans l'UTG (environ $3760 \cdot 10^3$ Sm³/jour). La composition de la charge tend vers un changement graduel et significatif avec la diminution de la richesse en hydrocarbures liquides (GPL et condensat). Puisque la pression du gaz naturel diminue avec le temps, et la teneur en eau augmente à l'entrée de l'UTG à cause de l'épuisement de gisement du gaz naturel. Pour éviter la formation des hydrates au cours du refroidissement, le gaz doit passer dans un sécheur, ce dernier va diminuer la teneur en eau dans le gaz de 110 ppm à l'entrée jusqu'à 1 ppm de la sortie de sécheur. Dans ce chapitre, on va :

-Vérifier des résultats obtenus par la méthode de calcul utilisée afin de faire la comparaison entre les données de design et les données actuelles.

V-1. Les calculs et les résultats de recalcul de la masse du tamis moléculaire :

Pour recalculer la masse du tamis moléculaire, il est nécessaire avant tout de déterminer plusieurs facteurs et paramètres à partir des données de service:

La composition de la charge :

Tableau V-1: La composition du gaz à l'entrée de sécheur.

Elément	%Molaire	Masse moléculaires (g/mol)	Poids moléculaires Mi	Facteur de compressibilité Z
N ₂	2.52	28.013	0.7059	0.9997
CO ₂	0.39	44.01	0.1716	0.9944
CH ₄	59.37	16.049	9.5282	0.9980
C ₂ H ₆	22.59	30.08	6.7950	0.9915
C ₃ H ₈	10.60	44.11	4.6756	0.9821
i-C ₄ H ₁₀	0.89	58.141	0.5174	0.9680
n-C ₄ H ₁₀	2.52	58.141	1.4651	0.9650
i-C ₅ H ₁₂	0.40	72.17	0.2886	0.9480
n-C ₅ H ₁₂	0.71	72.17	0.5124	0.9370
n-C ₆ H ₁₄	0.01	86.202	0.0086	0.9130
Méthode de calcul	$\sum Y_i$	24.6684	$\sum Y_i M_i$	$\sum Z_i Y_i$
Total	100	Mi	24.6684	0.9936

Les caractéristiques des tamis utilisés :

Tableau V-2: Caractéristique des adsorbants.

Caractéristiques	(1/16")
Type de tamis	4°A
Diamètre des pores (°A)	4.2
Masse volumique (lb/ft ³)	43
Diamètre des particules (ft)	0.0052
Longueur des particules (ft)	0.0131
Capacité d'adsorption lb H ₂ O/100lb adsorption	22
Capacité résiduelle d'adsorption après régénération	2.4
Efficacité (%)	70

Les paramètres de service :

Le débit de gaz: 47916.76 m³/h = 1150000 Sm³/jour.

La température de gaz : 25°C = (25×1.8) +32+460 = 537°R.

La pression de gaz : 25 bars = 25×14.5 =362.5psi.

Les calculs:

V-1.1 Calcul de la vitesse massique permissible :

On à $G = 3600 * (C * D_p * \rho_g * \rho_b)^{0.5}$ V-1

Avec:

C : Constante, comprise entre (0.81 et 1.06), C = 1.06

ρ_g : Masse volumique de l'alimentation (lb/cuft), $\rho_g = 1.775745687$ lb/ft³

ρ_b : Masse volumique de l'adsorbant tassé (lb/cuft), $\rho_b = 43$ lb/ft³

D_p : Diamètre moyen des particules de l'adsorbant (ft), $D_p = 0.0052$ ft

M_w : Masse moléculaire du gaz, tel que $M_w = 24.6682$ g/mol

A.N:

$$G = 3600 * (1.06 * 0.0052 * 1.775745687 * 43)^{0.5}$$

$$G = 3600 * (0.648752757)$$

$$G = 2335.509925 \text{ lb/h ft}^2$$

V-1.2 Calcul de la vitesse superficielle permmissible admise :

$$\text{On à } V_g = \frac{G * Z * R * T}{29 * d_g * P} \dots\dots\dots V-2$$

Avec:

- G = 2335.509925 : La vitesse massique permmissible lb/h ft²
- Z = 0.885 : Facteur de compressibilité du gaz
- R = 10.73 : Constante des gaz parfaits 10,73 psi.ft³.°R
- T = 537 : Température de service en °R
- P = 367.5 : Pression de la charge en psi
- d_g = 0.851 : Densité du gaz.

A.N:

$$V_g = \frac{2335.509925 * 0.885 * 537 * 10.73}{29 * 0.851 * 367.5}$$

$$= 1313.14926 \text{ ft/h}$$

$$= 21.8858216 \text{ ft/min}$$

V-1.3 Calcul du diamètre minimal de la colonne :

$$\text{On à } D_{\min} = \left(\frac{C_1 * Q_v * Z * T}{P * V_g} \right)^{0.5} \dots\dots\dots V-3$$

Avec:

- C₁ : Constante égale à : 3.27 (S.I.) et 25.05 dans le système A.S.
- Tel que dans ce cas C₁= 25.05
- Q_v = 1150000 Débit de la charge gazeuse en Sm³/jour
- Q_v = 40.61225 Débit de la charge gazeuse en standard million cubique foot/day

A.N:

$$D_{\min} = \left(\frac{25.05 * 40.61225 * 0.885 * 537}{367.5 * 21.8858216} \right)^{0.5}$$

$$= \left(\frac{483484.257}{8043.03923} \right)^{0.5}$$

$$= 7.75320157 \text{ ft}$$

V-1.4 Calcul de la quantité d'eau dans la charge :

$$\text{On à } Q_{\text{eau}} = \frac{0.054 * Q_v * Y_w}{D^2} \dots\dots\dots V-4$$

Avec:

$Q_v = 40.61225$: Débit de la charge gazeuse en standard million cubique foot/day

$D = 7.76$: Diamètre de la colonne (ft)

$Y_w = 63.5$: Quantité d'eau contenue dans le gaz en (lb H₂O/mmscft)

A.N:

$$Q_{\text{eau}} = \frac{0.054 * 40.61225 * 63.5}{(7.76)^2} = \frac{139.259403}{60.2176}$$

$$Q_{\text{eau}} = 2.312603047 \text{ lb}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{h ft}^2$$

V-1.5 Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse (ZTM) :

$$\text{On à } H_z = 225 * \left(\frac{Q_{\text{eau}}^{0.7895}}{V_g^{0.5506} * R_s^{0.2646}} \right) \dots\dots\dots V-5$$

Avec:

R_s : Saturation relative en %, $R_s = (m_a/m_b) * 100$ %

M_a : Masse d'eau contenue dans l'alimentation à T (°C), ppm

M_s : Masse d'eau contenue dans l'alimentation à la saturation T (°C) , ppm

R_s : 100 %

A.N:

$$H_z = 225 * \left(\frac{2.312603047^{0.7895}}{21.8858216^{0.5506} * 100^{0.2646}} \right)$$

$$= 225 * \left(\frac{1.93846432}{5.46882041 * 3.38220556} \right)$$

$$H_z = 23.5801557 \quad (\text{in})$$

$$H_z = 1.96493438 \quad (\text{ft})$$

$$H_z = 0.598935936 \quad (\text{m})$$

V-1.6 Calcul de la masse H₂O adsorbée par cycle :

$$\text{On à : } W = Q_v * Y_w * \frac{12}{24} \dots\dots\dots V-6$$

A.N :

$$W = 40.61225 * 63.5 * 0.5$$

$$W = 1289.43893 \text{ lb}_{\text{H}_2\text{O}} / \text{cycle}$$

V-1.7 Calcul de la hauteur d'équilibre :

On à : $H_{\text{éq}} = \frac{127.4 * W}{D^2 * \rho_d * X * 0.5}$ V-7

Avec:

X = 22% Capacité d'adsorption du tamis en lb/100 lb

$\rho_d = 43.13$ Masse volumique du dessicant en lb/ft³

W = 1289.439 Masse H₂O adsorbée par cycle en lb H₂O/cycle

A.N :

$$H_{\text{éq}} = \frac{127.4 * 1289.439}{7.76^2 * 43.13 * 22 * 0.5}$$

$$H_{\text{éq}} = \frac{164274.526}{28569.0359}$$

$$H_{\text{éq}} = 5.75008974 \text{ (ft)}$$

$$H_{\text{éq}} = 1.75377737 \text{ (m)}$$

V-1.8 Calcul de la masse de tamis moléculaire :

On à : $\rho_b = \frac{M}{V}$ V-8

$$M = \rho_b * V = \rho_b * S * H_{\text{éq}}$$
V-9

$$M = \frac{\rho_b * \Pi * D^2 * H_{\text{éq}}}{4}$$
V-10

Avec:

ρ_b : Masse volumique de l'adsorbant tassé (lb/cuft).

$H_{\text{éq}}$: La hauteur équilibre.

S: La surface de l'adsorbeur.

D: Le diamètre.

A.N:

$$M = \frac{43.13 * 3.14 * 7.76^2 * 5.75009}{4}$$

$$M = 11723.22768b$$

$$M = 5300.63 \quad Kg$$

V-1.9 Calcul de la hauteur totale :

$$H_T = H_{\text{éq}} + 0.45H_z \quad \text{en (ft)} \dots\dots\dots V-11$$

Avec:

H_T = hauteur totale du lit

$H_{\text{éq}}$ = hauteur d'équilibre

0.45 H_z = hauteur du lit non utilisé

A.N:

$$H_T = 5.75009 + (0.45 * 1.96493438)$$

$$H_T = 6.6343102 \text{ ft}$$

$$H_T = 2.02213775 \text{ (m)}$$

V-1.10 Calcul du temps de service :

$$t_s = \frac{0.01 * \rho_b * X * H_{\text{éq}}}{Q} \dots\dots\dots V-12$$

A.N: $t_s = 11.7962963 \text{ h}$

V-1.11 Calcul du temps de saturation :

$$t_{\text{sat1}} = \frac{0.01 * \rho_b * X * 0.5 * H_T}{Q} \dots\dots\dots V-13$$

$$t_{\text{sat2}} = T_s * H_T / H_{\text{éq}} \dots\dots\dots V-14$$

A.N:

$$t_{\text{sat1}} = \frac{0.01 * 43 * 22 * 0.5 * 6.6343102 \text{ ft}}{2.312603047}$$

$$t_{\text{sat1}} = 13.610272 \text{ h}$$

$$t_{\text{sat2}} = 13.610272 \text{ h}$$

Les résultats de calculs :

Les résultats de calculs sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau V-3 : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (V403 A/B/C).

Grandeur	Unité	Valeur calculé
Vitesse massique admissible (G)	lb/h ft ²	2335.509925
Vitesse superficielle (V _{gmax})	ft/mn	21.88582105
Diamètre minimal (D _{min})	ft	7.753201572
Quantité d'adsorbat (Q _{eau})	lb _{H2O} /h ft ²	2.312603047
Hauteur de zone de transfert de masse (H _Z)	ft	1.96493438
Capacité d'adsorption à la saturation (X)	lb/100 lb	22 %
La masse de tamis moléculaire	lb	11723.22768
Quantité d'adsorbant adsorbé par cycle (W)	lb _{H2O} / cycle	1289.438938
Hauteur d'équilibre (H _{éq})	ft	5.750089741
Hauteur totale de lit (H _T)	ft	6.634310212
Temps de service (t _s)	h	11.7962963
Temps de saturation (t _{sat})	h	13.61027262

Le tableau suivant représente une comparaison entre les résultats obtenus avec ceux de design :

Tableau V-4: Comparaison entre les valeurs obtenues avec ceux du design.

Grandeur	Valeur calculée	Valeur du design
Diamètre minimal (D _{min})	7.753201572 ft	6.557377 ft
	2.36 m	2 m
La masse de tamis moléculaire	11723.22768 lb	4320 Kg
	5300 Kg	
Hauteur totale de lit (HT)	6.634310212 ft	2 m
	2.0208 m	
Temps de service (t _s)	11.7962963 h	12 h
Temps de saturation (t _{sat})	13.61027262 h	13 h

V-2 La régénération du tamis moléculaire :

V-2.1 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération :

La méthode la plus utilisée dans l'adsorption d'un lit fixe pour le cycle de la régénération par chauffage.

Le chauffage d'une substance adsorbée par un courant de gaz chaud (caloporteur) augmente sa pression de vapeur jusqu'au point où les forces d'attraction d'adsorbant deviennent sans effet.

La température du gaz chaud utilisé pour la régénération des tamis moléculaires oscille entre 200 et 300°C.

La quantité de chaleur nécessaire pour la régénération est la somme de quantités de chaleurs suivantes:

- Chaleur nécessaire pour le chauffage des dessicants.
- Chaleur nécessaire pour le chauffage de la colonne vide.
- Chaleur nécessaire pour le chauffage des billes céramiques.
- Chaleur nécessaire pour le chauffage de l'eau.
- Chaleur nécessaire pour le chauffage des hydrocarbures.
- Chaleur nécessaire pour l'évaporation des hydrocarbures.

Les pertes de chaleurs à travers les parois de la colonne et les grilles qui supportent le lit sont estimées par (10%) de la quantité totale de la chaleur.

V-2.1.1 La quantité de chaleur consommée pendant la période (A) :

$T_1 = 25 \text{ °C}$ Température du gaz d'alimentation

$T_2 = 110 \text{ °C}$ Température du palier

$$Q_{Ai} = M_i * Cp_i * (T_2 - T_1) \text{ en kcalV-15}$$

La quantité de chaleur de dessicant (tamis moléculaire) :

$$Q_{At} = M_t * Cp_t * (T_2 - T_1) \text{V-16}$$

A.N: $Q_{At} = 4320 * 0.22 * (110 - 25)$

$$Q_{At} = 80784 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur des billes céramiques :

$$Q_{Ab} = M_b * Cp_b * (T_2 - T_1) \text{V-17}$$

A.N: $Q_{Ab} = 680 * 0.24 * (110 - 25)$

$$Q_{Ab} = 13872 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur de la colonne à l'état vide (parois) :

$$Q_{Ac} = M_c * C_{p_c} * (T_2 - T_1) \dots\dots\dots V-18$$

A.N: $Q_{Ac} = 18000 * 0.12 * (110 - 25)$

$$Q_{Ac} = 183600 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur de l'eau adsorbée :

$$Q_{Aeau} = M_{eau} * C_{p_{eau}} * (T_2 - T_1) \dots\dots\dots V-19$$

A.N: $Q_{Aeau} = 36.04 * 1 * (110 - 25)$

$$Q_{Aeau} = 3063.4 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur des hydrocarbures adsorbés :

Avec: $M_{Hc} = 0,1 * M_{eau} = 3.604 \text{ Kg}$

$$Q_{AHc} = M_{Hc} * C_{p_{Hc}} * (T_2 - T_1) \dots\dots\dots V-20$$

A.N: $Q_{AHc} = 3.604 * 0.65 * (110 - 25)$

$$Q_{AHc} = 199.121 \text{ kcal}$$

Chaleur latente de vaporisation des hydrocarbures :

$$Q_{AvHc} = M_{Hc} * C_{p_{vap}} * (T_2 - T_1) \dots\dots\dots V-21$$

A.N: $Q_{AvHc} = 3.604 * 111 * (110 - 25)$

$$Q_{AvHc} = 34003.74 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur totale :

$$Q_{AT} = \sum_{i=1}^{i=6} Q_{Ai} \dots\dots\dots V-22$$

$$= Q_{At} + Q_{Ab} + Q_{Ac} + Q_{Aeau} + Q_{AHc} + Q_{AvHc} \dots\dots\dots V-23$$

A.N: $Q_{AT} = 80784 + 13872 + 183600 + 3063.4 + 199.121 + 34003.74$

$$Q_{AT} = 315522.261 \text{ kcal}$$

Les pertes de chaleur à travers les parois sont estimées à 10% de la quantité de chaleur du système alors on a :

$$Q_{SA} = 1.1 * Q_{AT} = 347074.4871 \text{ kca}$$

V-2.1.2 La quantité de chaleur consommée pendant la période (B) :

$T_2 = 110 \text{ }^\circ\text{C}$ Température du palier

$T_3 = 190 \text{ }^\circ\text{C}$ Température de vaporisation des hydrocarbures

$$Q_{Bi} = M_i * Cp_i * (T_3 - T_2)$$

La quantité de chaleur de dessicant (tamis moléculaire) :

$$Q_{Bt} = M_t * Cp_t * (T_3 - T_2) \dots\dots\dots V-24$$

A.N: $Q_{Bt} = 4320 * 0.22 * (190 - 110)$

$$Q_{Bt} = 76032 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur des billes céramique :

$$Q_{Bb} = M_b * Cp_b * (T_3 - T_2) \dots\dots\dots V-25$$

A.N: $Q_{Bb} = 680 * 0.24 * (190 - 110)$

$$Q_{Bb} = 13056 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur de la colonne vide (parois) :

$$Q_{Bc} = M_c * Cp_c * (T_3 - T_2) \dots\dots\dots V-26$$

A.N: $Q_{Bc} = 18000 * 0.12 * (190 - 110)$

$$Q_{Bc} = 172800 \text{ kcal}$$

Quantité de chaleur de l'eau adsorbée :

$$Q_{Beau} = M_{eau} * Cp_{eau} * (T_3 - T_2) \dots\dots\dots V-27$$

A.N: $Q_{Beau} = 36.04 * 1 * (190 - 110)$

$$Q_{Beau} = 2883.2 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur des hydrocarbures adsorbées :

$$Q_{BHc} = M_{Hc} * Cp_{Hc} * (T_3 - T_2) \dots\dots\dots V-28$$

A.N: $Q_{BHc} = 3.604 * 0.65 * (190 - 110)$

$$Q_{BHc} = 187.408 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur latente des hydrocarbures:

$$Q_{BvHc} = M_{Hc} * Cp_{vap} * (T_3 - T_2) \dots\dots\dots V-29$$

A.N: $Q_{BvHc} = 3.604 * 111 * (190 - 110)$

$$Q_{BvHc} = 32003.52 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur totale :

$$Q_{BT} = \sum_{i=1}^{i=6} Q_{Bi} \dots\dots\dots V-30$$

$$= Q_{Bt} + Q_{Bb} + Q_{Bc} + Q_{Beau} + Q_{BHc} + Q_{BvHc} \dots\dots\dots V-31$$

A.N: $Q_{BT} = 76032 + 13056 + 172800 + 2883.2 + 187.408 + 32003.52$

$$Q_{BT} = 296962.128 \text{ kcal}$$

Les pertes de chaleur à travers les parois sont estimées à 10% de la quantité de chaleur du système:

$$Q_{SB} = 1.1 \sum_{i=1}^{i=6} Q_{Bi} = 326658.348 \text{ kcal}$$

IV-3.1.3 La quantité de chaleur consommée pendant la période (C) :

$T_3 = 190 \text{ } ^\circ\text{C}$ Température de vaporisation des hydrocarbures

$T_4 = 290 \text{ } ^\circ\text{C}$ Température du gaz de régénération

$$Q_{Ci} = M_i * Cp_i * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots V-32$$

La quantité de chaleur de dessicant (tamis moléculaire) :

$$Q_{Ct} = M_t * Cp_t * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots V-33$$

A.N: $Q_{Ct} = 4320 * 0.22 * (290 - 190)$

$$Q_{Ct} = 95040 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur des billes céramiques :

$$Q_{Cb} = M_b * Cp_b * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots V-34$$

A.N: $Q_{Cb} = 680 * 0.24 * (290 - 190)$

$$Q_{Cb} = 16320 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur de la colonne vide (parois) :

$$Q_{Cc} = M_c * Cp_c * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots V-35$$

A.N: $Q_{Cc} = 18000 * 0.12 * (290 - 190)$

$$Q_{Cc} = 216000 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur de l'eau adsorbée :

$$Q_{Ceau} = M_{eau} * Cp_{eau} * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots V-36$$

A.N: $Q_{Ceau} = 36.04 * 1 * (290 - 190)$

$$Q_{Ceau} = 3604 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur des hydrocarbures adsorbés :

$$Q_{CHc} = M_{Hc} * Cp_{Hc} * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots V-37$$

A.N: $Q_{CHc} = 3.604 * 0.65 * (290 - 190)$

$$Q_{CHc} = 234.26 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur latente des hydrocarbures :

$$Q_{CvHc} = M_{Hc} * Cp_{vap} * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots V-38$$

A.N: $Q_{CvHc} = 3.604 * 111 * (290 - 190)$

$$Q_{CvHc} = 40004.4 \text{ kcal}$$

La quantité de chaleur totale :

$$Q_{CT} = \sum_{i=1}^{i=6} Q_{Ci} \dots\dots\dots V-39$$

$$= Q_{Ct} + Q_{Cb} + Q_{Cc} + Q_{Ceau} + Q_{CHc} + Q_{CvHc} \dots\dots\dots V-40$$

A.N: $Q_{CT} = 95040 + 16320 + 16320 + 216000 + 3604 + 40004.4$

$$Q_{CT} = 371202.66 \text{ kcal}$$

Les pertes de chaleur à travers les parois sont estimées à 10% de la quantité de chaleur du système.

$$Q_{SC} = 1.1 * AQ_{CT} = 408322.926 \text{ kcal}$$

V-2.2 Calcul de débit du gaz de régénération nécessaire pour le chauffage :

La chaleur spécifique totale est calculée par la formule :

$$Cp_i = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_i) + (2,25 \times 10^{-6} * T_i^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_i^3) \dots\dots\dots V- 41$$

$$T_A = \frac{T_1 + T_2}{2} = 67.5^\circ C$$

$$T_B = \frac{T_2 + T_3}{2} = 150^\circ C$$

$$T_C = \frac{T_3 + T_4}{2} = 240^\circ C$$

Donc, les chaleurs spécifiques seront égales :

$$Cp_A = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_A) + (2,25 \times 10^{-6} * T_A^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_A^3)$$

$$Cp_A = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * 67.5) + (2,25 \times 10^{-6} * 67.5^2) - (3,75 \times 10^{-9} * 67.5^3)$$

$$Cp_A = 0.4982882 \text{ kcal/kg}^\circ C$$

$$Cp_B = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_B) + (2,25 \times 10^{-6} * T_B^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_B^3)$$

$$Cp_B = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * 150) + (2,25 \times 10^{-6} * 150^2) - (3,75 \times 10^{-9} * 150^3)$$

$$Cp_B = 0.55916875 \text{ kcal/kg}^\circ C$$

$$Cp_C = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_C) + (2,25 \times 10^{-6} * T_C^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_C^3)$$

$$Cp_C = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * 240) + (2,25 \times 10^{-6} * 240^2) - (3,75 \times 10^{-9} * 240^3)$$

$$Cp_C = 0.63388 \text{ kcal/kg}^\circ C$$

$$G * t_a = \frac{Q_A}{Cp_A * (T_H - T_A)} \quad G * t_b = \frac{Q_B}{Cp_B * (T_H - T_B)} \quad G * t_c = \frac{Q_C}{Cp_C * (T_H - T_C)}$$

Additionnant membre à membre on a :

$$G * T_{CH} = \frac{Q_A}{Cp_A (T_H - T_A)} + \frac{Q_B}{Cp_B (T_H - T_B)} + \frac{Q_C}{Cp_C (T_H - T_C)} \dots\dots\dots V-42$$

Avec : $T_{CH} = t_a + t_b + t_c = 3 \text{ h}$ temps de chauffage en heure

Le temps de la régénération est de 6 heures (3 h de chauffage, 2,75 h de refroidissement et 0,25 en stand-by)

$$G = \left(\frac{Q_A}{Cp_A (T_H - T_A)} + \frac{Q_B}{Cp_B (T_H - T_B)} + \frac{Q_C}{Cp_C (T_H - T_C)} \right) * \frac{1}{T_{CH}} \dots\dots\dots V-42$$

A.N

$$G_{CH} = \left(\frac{347074.487}{0.49828826 * (290 - 67.5)} + \frac{326658.348}{0.55916875 * (290 - 150)} + \frac{408322.926}{0.63388 * (290 - 240)} \right) * \frac{1}{3}$$

$$G_{CH} = 2996.234096 \text{ kg/h}$$

$$G_{CH} = 2719.43452 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

V-2.3 Calcul de débit du gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement :

On suppose que le gaz de refroidissement a un débit Gr et une température T5 = 27°C

$$G_r * t_d = \frac{Q_D}{Cp_r (T_D - T_5)} \dots\dots\dots V-43$$

Avec :

$$T_D = \frac{T_4 + T_5}{2} = 158.5 \text{ °C}$$

td = 2.75 h temps de refroidissement.

T4 = 290 °C

T5 = 27 °C

$$Cp_r = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_D) + (2,25 \times 10^{-6} * T_D^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_D^3) \dots\dots\dots V-44$$

A.N :

$$Cp_r = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * 158.5) + (2,25 \times 10^{-6} * 158.5^2) - (3,75 \times 10^{-9} * 158.5^3)$$

$$Cp_r = 0.63875491 \text{ kcal/kg°C}$$

Dans le procédé de refroidissement en travail pour refroidie juste les éléments suivant:

- Tamis moléculaire.
- Les billes céramiques.
- La colonne (l'adsorbeur).[4]

$$Q_{Di} = M_i * Cp_i * (T_4 - T_5) \dots\dots\dots V-45$$

$$Q_{Dt} = M_t * Cp_t * (T_4 - T_5) \dots\dots\dots V-46$$

A.N: $Q_{Dt} = 4320 * 0.22 * (290 - 27)$

$$Q_{Dt} = 249955.2 \text{ Kcal}$$

$$Q_{Db} = M_b * Cp_b * (T_4 - T_5) \dots\dots\dots V-47$$

A.N: $Q_{Db} = 680 * 0.24 * (290 - 27)$

$$Q_{Db} = 42921.6 \text{ Kcal}$$

$$Q_{Dc} = M_c * C_{p_c} * (T_4 - T_5) \dots\dots\dots V-48$$

A.N: $Q_{Dc} = 18000 * 0.12 * (290 - 27)$

$$Q_{Dc} = 568080 \text{ Kcal}$$

$$\sum_{i=1}^{i=3} Q_{Di} = Q_t + Q_c + Q_b = 860956.8 \text{ Kcal}$$

$$Q_D = 0.9 \sum_{i=1}^{i=3} Q_{Di} \dots\dots\dots V-49$$

$$Q_D = 774861.12 \text{ Kcal}$$

$$G_r = \frac{Q_D}{C_{p_r} * t_d * (T_D - T_5)} \dots\dots\dots V-50$$

A.N $G_{ref} = \frac{774861.12}{0.63875491 * 2.75 * (158.5 - 27)}$

$$G_{ref} = 3354.52607 \text{ kg/h}$$

$$G_{ref} = 3044.62658 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

V-4 Interprétations et commentaires

Après le calcul des dimensions des sécheurs à base de tamis moléculaire (V403 A/B/C), on distingue que la section de déshydratation est sous-dimensionnée, donc l'unité ne peut pas traiter la charge actuelle d'une façon efficace.

Les résultats obtenus assurent un bon fonctionnement des sécheurs à savoir :

- ✓ Le diamètre de sécheur D=2,36m au lieu de 2 m valeur du design.
- ✓ La hauteur de sécheur H=2.02 au lieu de 2 m valeur du design.
- ✓ La masse du tamis moléculaire M=5300 Kg au lieu de 4320 Kg valeur du design.



Conclusion

Générale

Conclusion :

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 favorise son utilisation.

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage, corrosion, l'érosion et même le risque de contamination des conduites à cause de la présence des gaz acides, de l'eau... etc.

Pour éliminer tous ces impuretés, il est nécessaire de traiter le gaz afin de le rendre susceptible pour l'utilisation ainsi le mettre dans les normes de commercialisation.

Parmi les méthodes de traitement, on cite la déshydratation qui est une technique permettant d'éliminer l'eau par adsorption sur des tamis moléculaires, donc par conséquent, d'éviter ses dégâts.

Les unités de traitement de gaz brut doivent fonctionner d'une façon idéale d'où la vérification et le re-calcul des dimensions de leurs équipements et des paramètres opératoires est nécessaire de temps à autre surtout en cas de traitement d'une charge supplémentaire.

L'unité de GLA où on a effectué notre stage, traite actuellement une charge supplémentaire sans savoir les conséquences, alors nous avons procédé à la vérification des dimensions des sécheurs et de la masse des tamis moléculaire pour voir si l'unité est sous ou surdimensionnée ou d'autre façon si l'unité est capable ou non de traiter ce supplément.

D'après les calculs on a trouvé que les valeurs calculées sont plus grandes que celles du design, ce qui signifie que l'unité est sous dimensionnée.

Pour ne pas confronter de problèmes on recommande :

- 1- Installer un autre ballon de flash en amont des sécheurs ce qui permettra d'éliminer plus d'eau libre et soulager les tamis.
- 2- Réduire le débit du gaz à traiter et respecter la valeur conçue par le design.
- 3- Installer un quatrième sécheur pour traiter le surplus de la charge.
- 4- Augmenter la hauteur du tamis de $(D_{\text{calculé}} - D_{\text{design}})$ et le remplir par une masse de $(m_{\text{calculée}} - m_{\text{design}})$ du tamis moléculaire.

Bibliographie:

- [01] BRADLEY Richard . (2006). World Energy Outlook. 09 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15. France : Edition Head.600p.
- [02] BOUHASSA Aissa. (2014). Simulation des nouvelles unités de régénération du DEG. Mémoire de fin de formation : Sonatrach Hassi R'mel.
- [03] Document de l'entreprise de SONATRACH HBK.2007.
- [04] M. SELLAMI.(2013) . Cours de traitement du gaz naturel: Université d'Ouargla.
- [05] P. WUITHIER.(1994). Raffinage et Génie chimique.2^{ème} Edition .Paris : Edition Technip.645p.
- [06] J.F.GRAVIER. (1986). Propriétés des fluides de gisement. 2^{ème} Edition .Paris: Edition Technip.196p.
- [07] M. Guisnet. F.R.Ribeiro. (2006). 3^{ème} Edition.Paris. Les zéolithes nano monde au service de la catalyse : Edition Dunod.
- [08] P.Ozil.(1974). Adsorption dynamique sur tamis moléculaire en lit fixe. Ecole supérieur d'électrochimie Saint Martin d'Hères France.125p.
- [09] BERTIMA El Hadj Belkacem. ARIBI Lakder. (2012). Déshydratation du gaz naturel Techniques et Problèmes. Mémoire de Master : Université d'Ouargla.
- [10] J. Toth. (2002). Adsorption theory: Modeling and analysis. Edition Hardcover.778p.
- [11] COULSON.RICHRDSON'S. (2002).5^{ème} Edition. Chemical Engineering: particles technologies and separation process. Grande Bretagne : Edition Fifth Butterworth Heinemann.1208p.
- [12] WAUQUIER Jean-Pierre. (1998). Procédés de séparation. Paris : Edition Technip.
- [13] ROJEY Alexandre. B.DURAND. C.JAFFRET. S.JULIAN. M.VALAIS.(1994). Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux- 75737 Paris cedex 15 : Edition Technip.430p.
- [14] MASSHOUDI Ahmed. (2004). Etude de l'influence du remplacement des tamis moléculaires 1/16'' par des tamis moléculaire de 1/8'' sur la qualité du gaz produit. Mémoire d'Ingénieur : Université d'Ouargla.
- [15] Manuel opératoire de déshydratation du gaz. (2014). Sonatrach GLA.

المـلـخـص :

وحدة قلاية حيث أجرينا الدورة التدريبية، تعالج حاليا عبنا إضافيا دون معرفة العواقب، ولهذا تطرقنا الى التحقق من أبعاد المجففات وكتلة الغرابيل الجزيئية لمعرفة إذا كان بعد الوحدة اقل أو أكبر أو بصيغة أخرى ما إذا كانت قادرة أو لا على معالجة هذا الفائض.

وفقا للحسابات تبين لنا أن القيم المحسوبة أكبر من تلك التي في التصميم وهو ما يعني أن الوحدة اقل بعدا.

لكي لا نواجه مشاكل على مستوى الوحدة الحلول تتمثل في الاتي :

1- تثبيت طبل فلاش آخر قبل الولوج الى المجففات مما يساهم في القضاء على المزيد من المياه الحرة و يخفف على المجففات.

2- خفض تدفق الغاز المراد علاجه واحترام القيمة الموصى بها في التصميم .

3- تثبيت مجفف رابع لمعالجة فائض غاز التغذية.

4- زيادة ارتفاع الغربال (ق المحسوب- ق التصميم) وملئه بكتلة (ك المحسوب- ك التصميم) من الغربال الجزيئي .

الكلمات المفتاحية: الامتزاز، الغرابيل الجزيئية ، المجففات ،الغاز ،الماءات.

Abstract :

The unit of GLA where our training course was carried out, currently treats an additional expenditure without knowing the consequences, then we carried out the checking of dimensions of the driers and the mass of the molecular sieve to see whether the unit is under or oversize or in another way if the unit is able or not to treat this substitute.

According to calculations one found that the computed values are larger than those of the design, which means that the unit is under dimensioned.

For not confronting problems, the solutions are :

- 1- Install another upstream flash drum dryers that help eliminate more free water and relieves sieve.
- 2- Reduce output of gas to treat and respect the value conceived by the design.
- 3- Install a fourth drier to treat the surplus of the load.
- 4- Increase the height of the sieve by $(D_{calculated} - D_{design})$ and fill it by a mass of $(m_{calculated} - m_{design})$ of the molecular sieve.

Kay words: Dehydration, Molecular sieves, Dryers, the gas, hydrate.