

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur  
et de la Recherche Scientifique

Université Akli Mohand Oulhadj - Bouira -  
Institut de Technologie



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
جامعة أكلي محمد أولحاج  
- البويرة -  
معهد التكنولوجيا

## Département de Génie de procédés

### Rapport de soutenance

En vue de l'obtention du diplôme  
de Licence professionnalisant en :

### Génie de procédés

### Thème :

**Etude d'une unité de déshydratation de gaz associé  
(UTGA/TFT/ILLIZI)**

**Réalisé par :**

MOKHNACHE Halim

**Encadré par :**

Mr KARABAGLI Abderrahmane

**Tuteur de l'entreprise:**

Mr HAMAIDI Ahmed

SONATRACH (DP/TFT)/ Ingénieur

**Examineur :** Meme BETTEYEB Souhila

**Président de jury:** Meme BOUAKLINE Hanane

## **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.*

*Je tiens à remercier mon encadreur **Mr. KARABAGLI** de m'avoir guidé tout au long de ce travail avec beaucoup de patience, ainsi que pour ses conseils.*

*Je tiens aussi à exprimer mes profonds remerciements aux membres de jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.*

*Je tiens à remercier tout le personnel de la région TFT en particulier le chef de région Mr ALI BENYAIA, le chef de service Mr. DJELOUL, le chef de section de l'UTGA Mr HAMAIDI, et l'ingénieur Mr. BOUMNAKHE.*

*Mes remerciements vont vers ceux qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire, aussi vers mes enseignants de département de génie des procédés pour la formation que nous avons reçue.*

# SOMMAIRE

Remerciement	
Liste des symboles	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction .....	1

## **Chapitre I : unité de traitement de gaz associé et généralité sur le gaz**

I.1 Répartition mondiale des réserves .....	2
I.2 Présentation de l'UTGA .....	3
I.3 Généralité sur la gaz .....	4
I.3.1 Sources du gaz naturel .....	4
I.3.2 Origine des constituants .....	4
I.3.2.1 Gaz bactérien .....	5
I.3.2.2 Gaz thermique .....	5
I.3.3 Différents types de gaz naturel .....	5
I.3.3.1 Gaz sec .....	5
I.3.3.2 Gaz humide .....	5
I.3.3.3 Gaz à condensats .....	5
I.3.3.4 Gaz associés .....	5
I.3.4 Caractéristique du gaz naturel .....	6
I.3.4.1 Densité .....	6
I.3.4.2 Pouvoir calorifique .....	6
I.3.4.3 Pouvoir calorifique supérieur .....	6
I.3.4.4 Pouvoir calorifique inférieur .....	6
I.3.4.5 Composition chimique .....	6
I.3.4.6 Masse molaire moyenne .....	6
I.3.5 Procédés de traitement de gaz naturel .....	7

## **Chapitre II : procédés de traitement de gaz des gaz**

II.1 Procédés de traitement des gaz associé à l'UTGA .....	9
II.2 Etude d'un cycle d'adsorption à tamis moléculaire .....	11

### **Chapitre III : Déshydratation de gaz**

III.1 Déshydratation du gaz naturel .....	15
III.1.1 Hydrates .....	15
III.1.2 Structure des hydrates .....	15
III.1.3 Facteurs favorisant la formation d'hydrates .....	16
III.1.4 Prévention des hydrates .....	16
III.1.5 procédés déshydratation du gaz naturel .....	16
III.2 Déshydratation du gaz associé .....	18
III.2.1 Lavage par solvant hygroscopiques .....	18
III.2.2 Adsorption sur un lit fixe .....	18
III.2.2.1 Introduction .....	18
III.2.2.2 Adsorption sur un lit fixe .....	19
III.2.2.3 Différents types des adsorbants .....	19
III.2.3 Adsorption sur tamis moléculaire .....	22
III.2.4 Influence de quelque paramètre sur l'unité d'adsorption .....	26

### **Chapitre IV : dimensionnement d'un hydrateur**

IV.1 Fiche technique de la section de déshydratation .....	28
IV.1.1 Conditions opératoires .....	28
IV.1.2 Données sur l'adsorbant .....	29
IV.2 Objectif d'étude .....	30
IV.2.1 Vérification de design .....	30
IV.2.1.1 Calcul des propriétés de gaz .....	30
IV.2.1.2 Diamètre de lit .....	32
IV.2.1.3 Quantité d'eau adsorbé dans un cycle d'adsorption .....	32
IV.2.1.4 Hauteur de la zone de transfert de masse .....	33
IV.2.1.5 Hauteur de lit .....	33
IV.2.1.6 Masse du tamis moléculaire .....	33
IV.2.1.7 Calcul de la quantité de la chaleur nécessaire pour la régénération .....	34
IV.2.2 Comparaison entre les résultats obtenus .....	39
Conclusion .....	40

## Liste des Figures

<b>Figure II.1</b> : Schéma d'un déshydrateur de gaz	13
<b>Figure II.2</b> : Schéma d'un descriptive de l'UTGA	14
<b>Figure IV.1</b> : Evolution de la zone de transfert de masse au cours du temps	26



## Liste des Tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Production et consommation de gaz naturel en milliards de m <sup>3</sup> en 2014	3
<b>Tableau III.1</b> : Propriétés de base du charbon actif	20
<b>Tableau III.2</b> : Propriétés de base de l'alumine activée	20
<b>Tableau III.3</b> : Propriétés de base du gel de silice	21
<b>Tableau III.4</b> : Propriétés de base du tamis moléculaire	22
<b>Tableau III.5</b> : Cycle de déshydratation dans le cas TFT	25
<b>Tableau IV.1</b> : Composition de la charge (cas de design)	28
<b>Tableau IV.2</b> : Composition de la charge (cas actuel)	29
<b>Tableau IV.3</b> : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur	38
<b>Tableau IV.4</b> : Résultats obtenus et ceux du design	39

## Listes des symboles

TFT : Tin Fouyé Tabankort.

$C_p$  : Chaleur spécifique (kj/kg.°C).

$d$  : Diamètre du lit (ft).

$D_p$  : Diamètre moyen des particules (ft).

$d_G$  : densité relative du gaz

$M_w$  : masse molaire du gaz (kg/mol).

$P$  : Pression de gaz en (psi).

$Q$  : Débit de gaz ( $\text{sm}^3/\text{j}$ ).

$q$  : quantité d'eau adsorbée par unité de temps et unité de surface en ( $\text{lb}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{ft}^2.\text{h}$ ).

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

$R$  : constante des gaz parfaits.

$T$  : Température de gaz en ( $R^\circ$ ).

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

$W$  : Quantité d'eau adsorbée par cycle ( $\text{lb}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{cycle}$ ).

$X$  : Capacité d'adsorption.

$Y_w$  : Teneur en eau dans la charge en ppm.

$Z$  : Facteur de compressibilité.

ZTM : la zone de transfert de masse (ft).

$\rho_G$  : masse volumique du gaz ( $\text{lb}/\text{ft}^3$ ).

$G$  : la vitesse massique admise.

$D_p$  : Diamètre moyen des particules (ft).

$R_h$  : humidité relative.



# **Introduction**

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbure de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques, aromatique) associés à des composés oxygénés, azotés, et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel ...etc.), c'est un liquide brun plus ou moins visqueux sous cette forme, il est pratiquement inutilisable, il faut le traiter pour obtenir toute la gamme de produits allant des gaz jusqu'aux fuels.

Le gaz associé obtenu du pétrole est composé essentiellement de méthane, et contient des proportions décroissantes de tous les hydrocarbures saturés, en plus des éléments combustibles, de quantités variables d'azote, incombustible, du gaz carbonique, Quelques années auparavant le gaz associé sortant des gisements de pétrole était brûlé au niveau des torches de la section de séparation, sachant que les infrastructures nécessaires permettant sa récupération et son recyclage n'étaient pas rentables du point de vue économique. Dans ce domaine l'entreprise nationale SONATRACH vient d'installer une nouvelle usine de gaz au centre de production de TFT pour la récupération et le traitement du gaz.

Dès le début de siècle, l'exploitation du gaz naturel, s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts de cristaux, d'abord considérés comme étant de la glace. Ces cristaux sont, en fait, constitués par des hydrates de gaz naturel apparaissent bien au-dessus de la température de la formation de la glace.

Le problème posé par la formation d'hydrates dans les conduites a pris une importance croissante ces dernières années. La recherche d'une optimisation technico-économique nécessite une amélioration des connaissances dans le domaine. La mise au point de nouvelles techniques, pour éviter la formation ou tout au moins la prise en masse des hydrates, représente un enjeu économique majeur.

Nous avons proposé d'étudier l'unité de déshydratation de gaz dans la perspective de calcul les paramètres influant sur l'opération.

Pour ce faire, On peut dire que le travail se divisera en deux parties, une partie théorique contient une généralité sur le gaz naturel et la présentation de l'unité 'UTGA', les procédés de traitement de gaz à l'unité et la déshydratation de gaz. L'autre partie est basée sur la détermination des différents paramètres opératoires.

# **Chapitre I**

## **Unité de traitement de gaz associé (UTGA) et généralités sur le gaz naturel**

## **Chapitre I : Unité de traitement des gaz associés (UTGA) et généralités sur le gaz naturel**

La région de Tin Fouyé Tabenkort se situe à 1400 km au sud-est d'Alger et 540km du chef-lieu de la wilaya d'Illyzi. La région de TFT se trouve sur la partie ouest du plateau de Tin-Hert, sur la route nationale N°3 reliant Hassi Messaoud et In amenas dans la commune de Bordj Omar Driss.

L'ordovicien est le principal réservoir de la région, il a été découvert en 1967, ce réservoir est une colonne d'huile sous forme d'un anticlinale surmonté par le gaz-cap au sud et d'huile au nord, le réservoir s'étend sur 7 à 15 km du Nord au Sud et 25 km d'Est à l'Ouest, il est d'une profondeur de 2200 m en moyenne.

La production de la région est traitée par 5 centres de séparation (CS) (eau, huile, gaz) dénommés CS1,2.3.4.5, ainsi que les centres de TAMENDJELT, AMASSAK ,DJOUA et un centre de stockage principale et d'expédition d'huile vers Haoud el hamra et Tin Fouyé.

La production de Tin Fouyé principal centre au secteur sud est assurée par un système de « gaz-lift » et des installations des gaz récupérés, brulés par le passé, ils sont recyclés depuis 1986.

### **I.1 Répartition mondiale des réserves**

Les gisements sont inégalement répartis dans le monde : 42,7% des réserves prouvées de gaz dans le monde sont notamment situées au Moyen-Orient. En dépit de ses réserves, cette zone ne fournit que 13,7% du marché international.

Les plus gros producteurs de gaz naturel sont les États-Unis, la Russie, le Qatar, l'Iran et le Canada. A eu cinq, ils représentent plus de la moitié de la production mondiale. Grâce à l'exploitation des gaz de schiste, les États-Unis sont les plus gros producteurs de gaz naturel depuis 2009.

En termes industriels, le premier producteur de gaz au monde est la compagnie russe Gazprom avec une production annuelle de 443,9 milliards de m<sup>3</sup> en 2014.

Pour justifier la mise en place d'infrastructures coûteuses (ex : gazoducs), les échanges de gaz entre un opérateur chargé du transport et un producteur sont régis le plus souvent par des

contrats de longue durée et non par un mécanisme de trading basé sur l'équilibre de l'offre et de la demande. Face à la prédominance du pétrole, les contrats d'achat de gaz de longue durée sont en partie indexés sur le prix du baril de pétrole. Ainsi en 2006, le prix du gaz s'est apprécié en Europe du fait d'une augmentation du prix du baril de pétrole. Néanmoins, les situations locales peuvent entraîner un décrochage des prix du gaz (comme aux États-Unis) [1].

**Tableau I.1** : Production et consommation de gaz naturel en milliards de m<sup>3</sup> en 2014

	Production	Consommation
Monde	3 460,6	3 393,0
États-Unis	728,3	759,4
Russie	578,7	409,2
Iran	172,6	170,2
Qatar	177,2	44,8
Canada	162,0	104,2
Norvège	108,8	4,7
Chine	134,5	185,5
<b>Algérie</b>	<b>83,3</b>	<b>37,5</b>
Pays-Bas	55,8	32,1
Royaume-Uni	36,6	66,7
Australie	55,3	29,2
Allemagne	7,7	70,9
Italie	6,6	56,8
France	<1	35,9
Japon	—	112,5

## I.2 Présentation de l'UTGA

L'unité de traitement de gaz associés est une filiale du groupe SONATRACH qui est un acteur majeur de l'industrie pétrolière et gazière au service de l'économie algérienne. Elle est la première entreprise du continent Africain, à travers ses partenaires SONATRACH est présente dans de nombreux pays.

Le groupe intègre cinq activités à savoir l'exploitation, la production, le transport, la liquéfaction, le raffinage, la pétrochimie et enfin la commercialisation.

75% des exportations de gaz naturel en 2018 ont été effectuées à travers les gazoducs, tandis que 25% ont été effectuées par le biais de livraisons de gaz naturel liquéfié (GNL). L'Italie a représenté 35% des exportations de l'Algérie tandis que l'Espagne a représenté 31%, indique la même source

La station UTGA (unité de traitement de gaz associé) est conçue pour la récupération des gaz initialement torchés au niveau des centres de séparation, traitement par déshydratation et compression à 80 kg/m<sup>2</sup> par voie de conséquence la récupération du condensat [1].

### **I.3 Généralités sur le gaz naturel**

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde propre et de plus en plus utilisé. Il dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de production, de traitement et de transport. Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour les 21<sup>ème</sup> 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 de méthane (CH<sub>4</sub>). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure.

#### **I.3.1 Sources du gaz naturel**

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

Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. Il peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons couche de charbon des lits de schistes argileux ou 'shales' [3].

#### **I.3.2 Origine des constituants**

Les différentes compositions du gaz sont dues à la diversité de ses origines ou d'autres termes de son gisement, on distingue alors :

### **I.3.2.1 Gaz bactérien ou organique**

Le mode ou la manière de formation du gaz bactérien dit aussi biochimique, est dû à l'action des bactéries sur les débris organiques (animaux et végétaux) qui s'accumulent dans les sédiments.

L'action de ces bactéries conduit généralement à la formation du sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ) qu'on trouve comme un constituant dans le gaz brut, ce type de gaz où l'on trouve le soufre est dit gaz impropre ou bien gaz sale [3].

### **I.3.2.2 Gaz thermique**

Au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, les sédiments animaux et végétaux portés à des températures et des pressions élevées, subissent une dégradation thermique qui donne à côté des hydrocarbures une légère gamme de composés non hydrocarbures tels que  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2O$ ...etc. La présence du sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ) dans ce gaz est rare ou négligeable [3].

### **I.3.3 Différents types de gaz naturel**

L'apparition d'une phase liquide associée au gaz dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface de production, ceci nous conduit à distinguer les types de gaz suivants :

#### **I.3.3.1 Gaz sec**

Ce type de gaz contient un grand pourcentage de méthane ( $CH_4$ ) et contient très peu d'éthane ( $C_2H_6$ ), il ne forme aucune phase liquide dans les conditions de production [3].

#### **I.3.3.2 Gaz humide**

Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et/ou condensats) au cours de la production dans les conditions de la surface quand il y'aura des chutes de pression et/ou de température, il est moins concentré en hydrocarbures légers [3].

#### **I.3.3.3 Gaz à condensats**

Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et/ou condensats) dans le réservoir et au cours de la production la phase condensée est plus riche en constituant lourds [3].

#### **I.3.3.4 Gaz associé**

Ce dernier type de gaz se trouve généralement dans les gisements pétroliers. Il existe dans le réservoir avec la phase huile soit sous forme libre (gaz de couverture) ou sous forme dissoute dans la phase huile, le gaz dissous sera récupéré après la distillation atmosphérique du pétrole brute [3].

### I.3.4 Caractéristique du gaz naturel

A phase finale de la production, le gaz brute est caractérisé par les propriétés suivantes :

#### I.3.4.1 Densité

La densité d'un gaz est exprimée par le rapport de la masse volumique du gaz sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions de pression et de température [3].

La densité de gaz est donc :

$$D_{(\text{gaz})} = \frac{\rho_{(\text{gaz})}}{\rho_{(\text{air})}} \quad (\text{II.1})$$

#### I.3.4.2 Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur en joule ou en calories dégagées lors de la combustion totale d'un mètre cube, d'un kilogramme ou d'un mol de gaz généralement à 15°C et sous la pression atmosphérique, l'unité de pouvoir calorifique et donc : (J/m<sup>3</sup>), (J/Kg) ou (J/mol) [3].

Le pouvoir calorifique est divisé en deux types :

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

##### I.3.4.2.1 Pouvoir calorifique supérieur

C'est le pouvoir calorifique du gaz mesuré ou calculé si l'eau dégagée de la combustion est sous forme d'un liquide [3].

##### I.3.4.2.2 Pouvoir calorifique inférieur

C'est le pouvoir calorifique du gaz mesuré ou calculé si l'eau dégagée de la combustion est sous forme d'une vapeur [3].

#### I.3.4.3 Composition chimique

Elle représente le pourcentage des éléments et des composés dans le gaz, elle est utilisée pour l'étude de la vaporisation, le calcul de la masse moléculaire et pour la détermination des certaines propriétés en fonction de la pression et la température telle que la compressibilité et la densité...etc [3].

#### I.3.4.4 Masse molaire moyenne

Soit (n) le nombre total de constituants du gaz, (M<sub>i</sub>) et (x<sub>i</sub>) sont respectivement la masse molaire et la fraction molaire de chaque constituant, la masse molaire moyenne du gaz est calculée par la relation suivante :

$$M_{(\text{gaz})} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot x_i \quad (\text{II.2})$$



### **I.3.5 Procédés de traitement de gaz naturel**

Le traitement de gaz naturel consiste à les purifier et les débarrasser de certains constituants présents à la sortie du puits tels que les gaz et les acides ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ...) et les hydrocarbures lourds (condensats) pour l'amener à des spécifications commerciales [3].

Il existe Plusieurs procédés qui ont été mis en œuvre, nous distinguons :

#### **I.3.5.1 Procédé PRITCHARD**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par détentes avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant et la vanne JOULE-THOMSON pour la détente, en fin de cycle la température voisine est de  $- 23^\circ\text{C}$  [3].

#### **I.3.5.2 Procédé HUDSON**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et complété par une détente à travers une machine dynamique appelée TURBO-EXPANDER, qui permet d'atteindre un niveau de température proche de  $- 50^\circ\text{C}$  [3].

#### **I.3.5.3 Procédés mixtes**

Ce sont les procédés les plus utilisés car ils utilisent une mixture entre le procédé PRITCHARD et le procédé HUDSON. Une vanne de détente JOULE-THOMSON ainsi qu'une machine dynamique (TURBO-EXPANDER) sont utilisées en plus d'une boucle de propane pour le refroidissement ce qui leur permet d'atteindre des températures plus basses allant jusqu'à  $- 66^\circ\text{C}$ . Dans ces procédés la séparation du gaz de ses impuretés est plus efficace.

#### **I.3.5.4 Absorption des gaz acides par une solution d'amine**

Les gaz acides accompagnant le gaz naturel sont généralement nuisibles le sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ) est très corrosif et il représente un des poisons les plus dangereux pour les catalyseurs notamment les adsorbants ; le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) est un gaz corrosif et il peut former des hydrates carboniques en présence de l'eau ( $\text{CO}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ ), et entraîne par conséquent des bouchages de conduite et/ou des équipements. L'élimination du gaz carbonique est généralement appelée une décarbonatation. L'élimination des gaz acides s'effectue par le lavage du gaz naturel avec une solution d'amine dans un absorbeur à contre-courant [3]. Deux types de solution sont utilisés :

- La mono-éthanol-amine (M.E.A) : ( $\text{OH}-\text{C}_2\text{H}_4-\text{NH}_2$ ) est utilisée sous forme d'une solution diluée de 15 à 20% massique par l'eau distillée.

- La di-éthanol-amine (D.E.A) :  $(\text{OH-C}_2\text{H}_4)_2\text{-NH}$  est utilisée sous forme d'une solution diluée de 20 à 30% massique par l'eau distillée.

#### **I.3.5.5 Déshydratation**

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivants les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation. 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 phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz au moyen de la technique de traitement approprié (adsorption, membrane et absorption) [3].

# **Chapitre II**

## **Procédés de traitement des gaz associé à l'UTGA**

## Chapitre II : Procédés de traitement des gaz associé à l'UTGA

La station UTGA d'Ilizi se compose essentiellement d'une section de réception du gaz (HP, BP), d'une section de compression du gaz BP, d'une autre section de compression HP, suivi d'une section de déshydratation et une section de traitement du gaz.

### II.1 Procédés de traitement des gaz associés à l'UGTA.

#### II.1.1 Réception des gaz associés

Le gaz haute pression et basse pression arrive respectivement dans les ballon D-101 et D-201 aux pressions de  $6,2 \text{ kg/cm}^2$  et  $0,8 \text{ kg/cm}^2$  il est débarrassé de son liquide.

#### II.1.2 Section de compression de gaz à basse pression

Les gaz associés BP réceptionnés sont envoyés à la section de compression, cette section de compression est composée de deux unités de compression dont chacune est constituée de :

- Deux compresseurs de gaz BP entraîné par un moteur électrique avec ses installations auxiliaires.
- Deux refroidisseurs.
- Deux ballons l'un pour l'aspiration et l'autre pour le refoulement.

Les gaz associés BP provenant des centres de séparation sont introduits dans le séparateur d'entrée de gaz BP (D-201) pour la séparation des condensats.

Les gaz sortant du (D-201) sont amenés à deux unités de compression dont chacune a une capacité de traitement correspondant à 50% de la quantité totale des gaz BP.

Les gaz d'alimentation BP sont introduits dans le compresseur de gaz (K-201A/B) par l'intermédiaire du ballon d'aspiration (D-202A/B) où les gaz est séparé à nouveau de son liquide et comprimé jusqu'à la pression équivalente à celle du gaz associe HP à l'arrivées.

Le gaz est ensuite refroidi par le refroidisseur complémentaire du compresseur de gaz BP (E201A/B) et décanté par le ballon de refoulement (D-203A/B).

#### II.1.3 Section de compression et de ré-compression HP

Cette section est constituée de deux unités de compression dont chacune comporte :

- Trois compresseur (deux pour la compression, et un pour la recompression), qui sont entraînés par une turbine à gaz et les installations auxiliaires.
- Quatre ballons.
- Trois refroidisseurs.

Chaque unité de compression a une capacité suffisante pour comprimer 50% de la quantité nominale de production du gaz de la station.

Les gaz HP amenant des centres de séparation sont introduits avec le gaz provenant du compresseur de gaz BP dans le séparateur d'entrée de gaz HP (D-101) d'où le gaz est envoyé à deux trains identiques de compression de gaz.

Dans chacun de ces trains, le gaz entre dans le premier compresseur (K- 101A/B) via le ballon d'aspiration (D-102A/B) le gaz sortant du (K-101A/B) est mélangé au gaz chaud de régénération provenant de la station de déshydratation et entré dans le deuxième compresseur (K-102A/B) après avoir été refroidi par le refroidisseur complémentaire du premier compresseur (E-101A/B) et décanté par le ballon d'aspiration du deuxième compresseur (D103A/B) le gaz de refoulement du (K-102A/B) est refroidi par le refroidisseur complémentaire du deuxième compresseur (E-102A/B) et décanté par le ballon de refoulement du compresseur (D104A/B), le gaz comprimé provenant des trains A et B sont réunis ensemble et passent dans les schémas de déshydratation de gaz (D-301A/B/C).

Le gaz traité sortant du (D-402) est envoyé au ballon d'aspiration de ré-compression (D-105A/B) via (E-104).

Après avoir quitté le (D-105A/B), le gaz traité est comprimé par le ré-compresseur (K-103A/B) jusqu'à une pression suffisante ( $80 \text{ Kg/cm}^2$ ) pour être expédié de la station, après avoir été refroidi par le refroidisseur complémentaire de ré-compresseur (E-103A/B) le gaz comprimé est envoyé au réseau du gaz lift et à la canalisation du gaz commercial.

#### **II.1.4 Section de déshydratation de gaz**

La section de déshydratation consiste en un système à trois lits à tamis moléculaire type  $4\text{\AA}$  devant fournir un gaz à moins de 1ppmV en eau pour prévenir toute congélation dans la section froide, partie traitement. L'opération des sécheurs est automatique et leur efficacité est surveillée en continu par un analyseur d'eau situé en aval de l'installation. Le gaz détendu (flashé) provenant de la section ré-compression, commercialisation est utilisé pour le refroidissement et la régénération des sécheurs

puis réinjecté dans le circuit de gaz refoulement compresseur 1<sup>er</sup> étage juste avant l'aérorefrigérant en vue de condenser son eau dans le ballon (D103). L'automatisme de ses sécheurs est assuré par une séquentielle électronique qui agit sur un système de vannes qui se prédisposent à chaque cycle [4].

### **II.1.5 Section de traitement**

Cette section a pour fonction d'assurer la production du gaz traité ainsi que l'extraction et dégazage du condensat.

Elle est constituée de:

- Deux séparateurs.
- Un échangeur gaz/gaz et un échangeur gaz/liquide.
- Un stripper.
- Un rebouilleur de stripper.
- Deux pompes de rebouilleur.
- Installation d'évacuation de condensat avec un refroidisseur.

Le gaz sec en provenance des trois sécheurs (section de déshydratation) est divisé en deux écoulements, l'un d'entre eux subit un échange thermique avec le gaz provenant de séparateur à basse pression dans l'échangeur gaz-gaz (E-402) et l'autre avec le liquide provenant du séparateur à haute pression (D-401) dans l'échangeur gaz-liquide (E-403) ces deux écoulements de gaz sont ensuite mélangés à nouveau et entrent dans le séparateur HP (D-401), le liquide extrait est envoyé au stripper (C-401).

Le gaz émanant du séparateur HP, subit une détente adiabatique dans le (D-402) afin de réduire son point de rosée et le liquide condensé est collecté dans le stripper (C-401) une légère fraction gazeuse est dégagée du condensat. Le liquide de fond est reprisé par les pompes de rebouilleur (G401) puis réchauffé à l'aide du rebouilleur de stripper (H-401) le condensat de fond est envoyé au centre de séparation après avoir été refroidi par le refroidisseur de condensat (E-401) [4].

## **II.2 Etude d'un cycle d'adsorption à tamis moléculaire**

### **II.2.1 Adsorption**

C'est une opération qui dure 8 heures, elle est réalisée à haute pression  $80.6 \text{ kg/cm}^2$ . Le gaz provenant de la compression 2<sup>ème</sup> étage (k102A/B) est dirigé par l'intermédiaire des vannes

d'adsorption sur le sécheur en séquence (vanne : XV302/303, Sécheur : D-301A). Une fois le gaz débarrassé de son eau, il est envoyé vers la section traitement en transitant par les filtres V-301A/B.

### II.2.2 Chauffage

Le gaz sortant des fours à une température de 290°C passe sur le tamis moléculaire à désorber pendant 8 heures. A la sortie de la tour à régénérer le fluide contenant l'eau en vapeur est réinjecté au refoulement du compresseur du 1<sup>er</sup> étage (K102A/B) en amont des aérorefrigérant E101A/B.

### II.2.3 Refroidissement

Elle se déroule en 8 heures, le gaz utilisé provient du gaz traité de la commercialisation où il est détendu à une pression de 32 kg/cm<sup>2</sup>, par la vanne automatique PCV101. Un piquage de gaz est réalisé en amont de l'aéroréfrigérant E-103A/B et en aval de la PCV101 pour maintenir la température du fluide de refroidissement à 50°C grâce à la TCV102. Une fois que le gaz a servi au refroidissement du tamis moléculaire en séquence, il est dirigé sur les fours H301A/B pour les besoins de la régénération.

### II.2.4 Système de pressurisation /dépressurisation des sécheurs

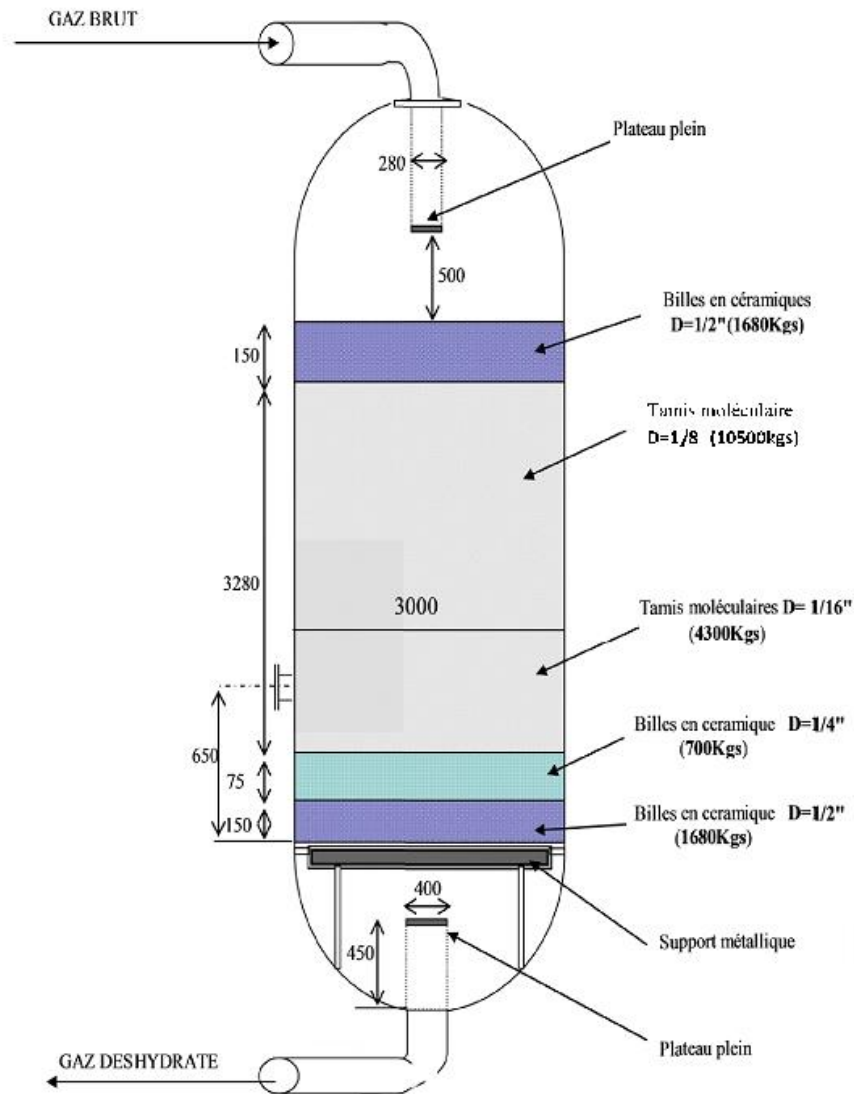
A chaque fin de cycle et pour permettre aux sécheurs de travailler dans leurs conditions d'adsorption 80.6 kg/cm<sup>2</sup> et de refroidissement /régénération 30kg/cm<sup>2</sup>, un système de vannes est prévu dans ce sens.

### II.2.5 Description du déshydrateur D301 (sécheur)

Le déshydrateur D301 est une colonne constituée d'une virole et de deux fonds bombés, Il comporte :

- Deux distributeurs, d'entrée et de sortie.
- Plusieurs tubulures (deux trous d'hommes, un évent).
- Un support pour le lit.
- Des poutres et des grilles capables de supporter le lit du tamis.
- Une grille constituée par une toile métallique de 12 Mesh au-dessous du lit du tamis moléculaire.
- Une grille constituée par une toile métallique de 20 Mesh surmontée d'une autre toile de 12 Mesh et sur une autre de 4 Mesh placée au-dessous du lit de billes en céramique de 1/2".

- Une couche de 150 mm de billes en céramique de 1/2".
- Une couche de 75 mm de billes en céramique de 1/4".
- Une couche de 3280 mm de tamis moléculaire de type 4A° de 1/8" et 1/16".
- Une couche de 150 mm de bille en céramique de 1/2"



**Figure II.1** : Schéma d'un déshydrateur de gaz.



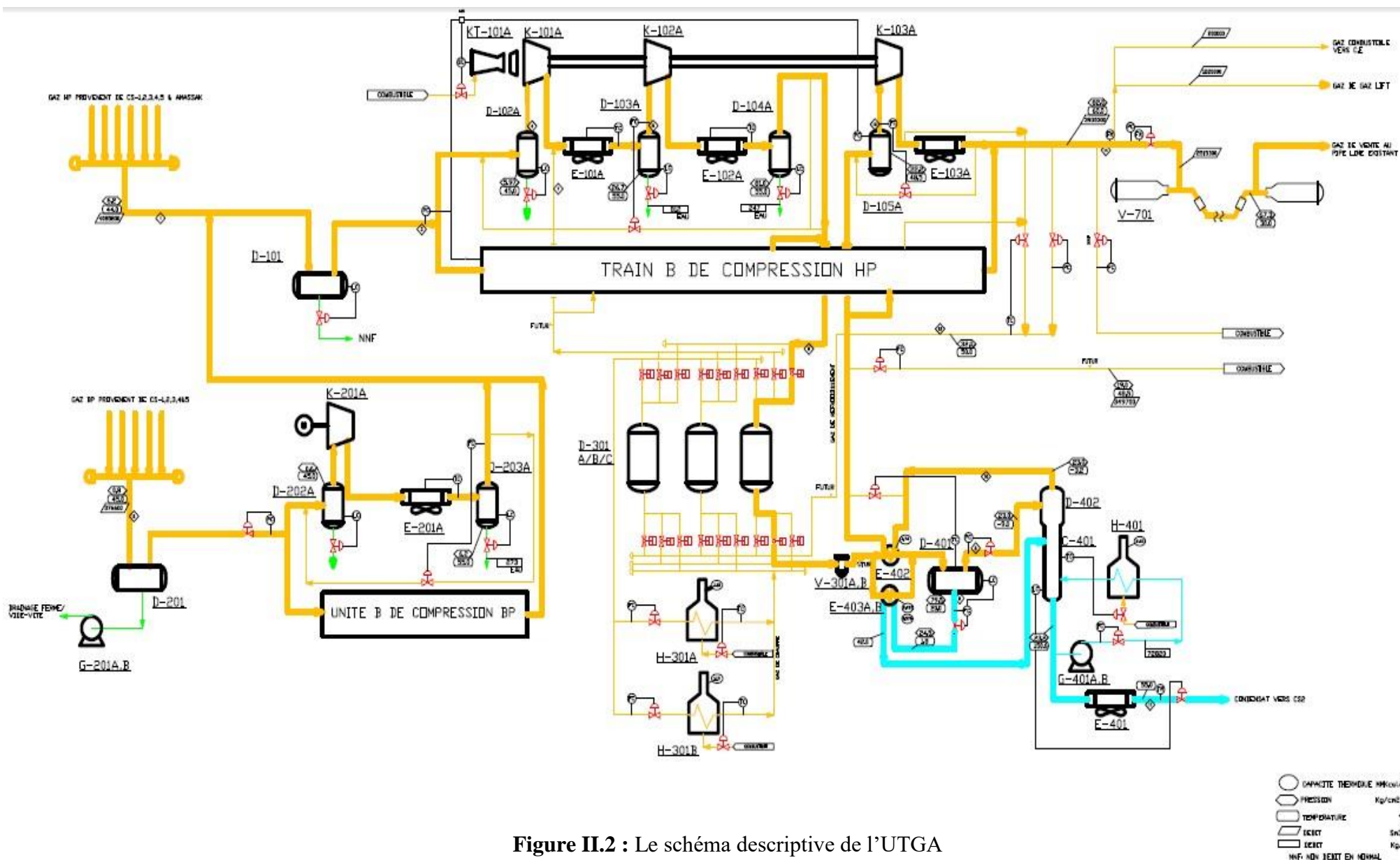


Figure II.2 : Le schéma descriptive de l'UTGA

# **Chapitre III**

## **Déshydratation de Gaz**

### III.1 Déshydratation du gaz naturel

Dès le début du siècle, l'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôt des cristaux, considérés alors comme étant de la glace.

Ces cristaux, sont en fait, constitués par des hydrates du gaz naturel.

#### III.1.1 Hydrates

Un hydrate est une combinaison physique de l'eau et d'autre molécule du gaz produisant un solide qui a une apparence semblable à de la glace ou de la neige, mais de structure différente de celle-ci il flotte sur l'eau et sa masse volumique est comprise entre 880 et 900 kg/m<sup>3</sup> [3].

#### III.1.2 Structure des hydrates

L'eau dans les conditions particulières de pression et de température, les structures cristallines composent des cavités ou cages, dans lesquelles pénètrent des molécules de gaz (molécules piégées).

Les hydrates se présentent sous formes cristallines différentes, où le réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogène, il est stabilisé par les molécules du gaz, qui sont elles-mêmes retenues dans les cages par des forces de Van Der Waal.

Deux structures différents du réseau cristallin, appelées structure I et structure II [3].

#### A. Structure I

Concerne des molécules de petite taille tel que le méthane (CH<sub>4</sub>), l'éthane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) et le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).

Structure I: 2M<sub>1</sub> 6M<sub>2</sub> 46H<sub>2</sub>O.

Avec :

M<sub>1</sub> : représente deux petites cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et référencées 5<sup>12</sup>).

M<sub>2</sub> : représente les six grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales et référencées 5<sup>12</sup> 6<sup>2</sup>).

#### B. Structure II

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

Structure II : 16M<sub>1</sub> 8M<sub>3</sub> 136H<sub>2</sub>O.

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

### III.1.3 Facteurs favorisant la formation d'hydrates

- Les basses températures.
- Les hautes pressions.
- La présence d'eau libre.
- La turbulence de l'écoulement.

### III.1.4 Prévention des hydrates

- Réduction de la pression de service, ceci n'est pas possible car au cours de sa détente, sa température chute en favorisant la formation des hydrates ceci nécessite l'injection des inhibiteurs.
- Augmentation de la température au-dessus de celle du début de formation d'hydrates. Ceci est évité car le procédé est basé sur le refroidissement du gaz.
- Injection d'inhibiteur de formation d'hydrate : ce sont des produits chimiques abaissant le point de formation d'hydrate tel que le méthanol et les glycols.
- Déshydratation du gaz à un point de rosée plus faible, ceci est possible par des adsorbants qui éliminent le maximum d'eau [3].

### III.1.5 Procédés de déshydratation de gaz naturel

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

- La déshydratation par refroidissement du gaz
- L'absorption.
- La perméation gazeuse(membrane).
- L'adsorption.

#### III.1.5.1 Déshydratation par refroidissement du gaz

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.

- Méthode utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée (eau-hydrocarbures) du gaz naturel.
- Méthode également préconisée en amont d'un autre procédé de déshydratation [3].

### **III.1.5.2 Déshydratation par absorption**

L'absorption est un procédé de récupération des fractions lourdes contenues dans le gaz, donc il s'agit d'un transfert partiel ou total des fractions lourdes de la phase gazeuse vers la phase liquide. Donc l'opération d'absorption consiste à faire circuler à contre-courant dans une colonne d'absorption, le gaz du bas et le glycol du haut. En descendant le glycol à travers les plateaux de la colonne il absorbe l'eau [3].

### **III.1.5.3 Déshydratation par perméation gazeuse (membrane)**

Les procédés de séparation utilisent la séparation par passage sélectif (perméation) d'un ou plusieurs composés. La composition de la matière passant à travers la membrane est donc différente de la composition de celle retenue par la membrane. En pratique, les membranes sont intégrées dans un support pour former ce que l'on appelle un module. Le flux passant à travers la membrane est appelé perméat, et le flux retenu par la membrane est appelé retentât. La différence de pression entre le flux entrant et le flux du perméat crée la force motrice de la séparation, la fraction du flux d'entrée qui passe à travers la membrane est appelée taux de conversion [3].

### **III.1.5.4 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 maintenues à la surface des pores par des forces qui dépendent des réactions ou des interactions physiques [3].

## III.2. Déshydratation du gaz associé

Les principaux procédés de déshydratation de gaz associé sont :

- Lavage par solvants hygroscopiques (procédé d'absorption).
- Adsorption/désorption sur un lit fixe.

### III.2.1 Lavage par solvants hygroscopiques

Le séchage du gaz est assuré dans ce cas par un lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau. Ce solvant est plus souvent un glycol.

Les propriétés recherchées pour le liquide de lavage sont les suivantes :

- Grande affinité pour l'eau.
- Coût réduit.
- Caractère non corrosif.
- Facilité de régénération et stabilité thermique.
- Viscosité réduite.
- Solubilité dans les hydrocarbures réduits.
- Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion [5].

### III.2.2 Adsorption/désorption sur un lit fixe

#### III.2.2.1 Introduction

L'adsorption fait partie des opérations physiques de séparation des mélanges elle se manifeste, lorsqu'on met en contact un fluide et un solide, par une différence de composition entre la phase adsorbée au voisinage immédiat du solide, et la phase fluide.

L'études des équilibres d'adsorption permet de connaître le degré maximal de séparation susceptible d'être obtenu dans des conditions thermodynamique données, la vitesse avec laquelle on s'approche de l'état d'équilibre relève de l'études de la cinétique de l'adsorption : celle-ci dépend de la vitesse avec laquelle les constituants du mélange à séparer diffusant dans lesquelles s'effectue le contact. Elle aboutit à la détermination de l'efficacité d'un appareillage.

Actuellement l'adsorption n'est utilisée industriellement que des domaines assez restreints (séchage, traitement des huiles et traitement du gaz).

### III.2.2.2 Adsorption sur un lit fixe

La façon la plus courante d'effectuer une opération d'adsorption consiste à faire passer le mélange fluide sur un lit fixe d'adsorbant. Lorsque le mélange est liquide, l'opération prend le nom de percolation, dans tous les cas, elle se déroule de manière semi-continue et cyclique. Chaque cycle comprend essentiellement :

- Une adsorption au cours de laquelle la charge est envoyée sur l'adsorbant frais.
- Une désorption au cours de laquelle l'adsorbant est débarrassé de l'adsorbat, au terme de cette désorption l'adsorbant est prêt pour une nouvelle adsorption [5].

### III.2.2.3 Différents types des adsorbants

Les adsorbants utilisés industriellement se présentent sous forme de solides généralement poreux, granulés ou en poudre. Elles adsorbent 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 :

#### A. Charbon actif

Cet adsorbant peut être préparé à partir d'un certain nombre de matières premières dont les principales sont aujourd'hui les coquilles de noix et de charbon. Le traitement s'effectue thermiquement en l'absence d'air.

Dans le cas du charbon, il est suivi d'une activation par la vapeur d'eau à haute température, cette activation peut également se faire en remplaçant la vapeur d'eau par du chlorure de zinc, chlorure de magnésium ou de l'acide phosphorique. D'une manière générale, l'activation d'un adsorbant consiste en l'élimination par un traitement chimique et thermique, de substance bloquant une partie des pores ou d'une partie de l'adsorbant lui-même, créant ainsi de nouveaux pores.

Dans tous les cas, la surface de l'adsorbant est considérablement augmentée, il existe une grande variété de charbons actifs se présentant généralement sous forme de granulés, La température d'utilisation ne doit pas dépasser 150°C [5].

Leurs propriétés sont les suivantes :

**Tableau III.1** : les propriétés de base du charbon actif.

Taille des particules (mm)	1 à 6
Masse volumique globale (g/cm <sup>3</sup> )	0,7
Chaleur spécifique (kJ/kg.°C)	0,3
Volume des pores (cm <sup>3</sup> /g)	0,6
Surface spécifique (m <sup>2</sup> /g)	1000
Diamètre moyen des pores (A°)	24

### B. Alumine activée

L'alumine activée est obtenue par la déshydratation partielle des certaines aluminés par voie thermique. Cet adsorbant est stable jusqu'à 500°C, sa régénération se fait par voie thermique entre 200 et 250°C, il est surtout utilisé pour le séchage dynamique des gaz dans la chaleur d'eau est d'environ de 1240 cal/mole [5].

**Tableau III.2** : les propriétés de base de l'alumine activée.

Taille des particules (mm)	0,8 à 12
Masse volumique globale (g/cm <sup>3</sup> )	1
Chaleur spécifique (kJ/kg.°C)	0,21
Volume des pores (cm <sup>3</sup> /g)	0,35
Surface spécifique (m <sup>2</sup> /g)	290
Diamètre moyen des pores (A°)	48

### C. gel de silice

Le gel de silice c'est le produit d'une neutralisation d'une solution de silicate de soude par un acide minéral dilué, il se forme un gel qui est ensuite lavé pour le débarrasser des sels minéraux formés au cours de la neutralisation, puis desséché et grillé. Le produit obtenu contient 92% de silice, 6% d'eau et 2% de sels minéraux résiduels, et se présente généralement sous forme de grains translucides.



Le gel de silice est stable jusqu'à 400°C. on le régénère entre 120 et 250°C. Il est utilisé principalement pour le séchage dynamique de l'air et des gaz, il adsorbe le plus d'eau dans les conditions des pressions moyennes et moins des hydrocarbures que le charbon actif [5].

**Tableau III.3 :** Propriétés de base du gel de silice.

Taille des particules (mm)	1 à 6
Masse volumique globale (g/cm <sup>3</sup> )	1,1
Chaleur spécifique (kj/kg.°C)	0,26
Volume des pores (cm <sup>3</sup> /g)	0,37
Surface spécifique (m <sup>2</sup> /g)	700
Diamètre moyen des pores (A°)	21

#### D. Tamis moléculaires

Ce sont des cristaux poreux de silico-aluminates alcalins ou alcalino-terreux. Leur système cristallin est tel qu'après élimination de leur eau de cristallisation, à température élevée, il conserve une structure constituée par un réseau de cavités de même diamètre reliées entre elles par des pores de taille uniforme. Le diamètre effectif des pores varie, suivant le type de tamis (il en existe actuellement cinq commerciaux) entre 3 et 10A°.

On les prépare par cristallisation hydro-thermique, à partir de gels d'alumino-silicates entre 20 et 175°C. les cristaux obtenus sont desséchés dans le même intervalle de température. L'activation (élimination de l'eau contenue dans les cavités) s'effectue entre 400 et 650°C.

Ils se présentent sous forme de poudre cristalline ou de granulés obtenus en agglomérant la poudre avec un liant inerte (environ 20% en poids). Les tamis désignés par des lettres différentes ont des systèmes cristallins différents. A l'intérieur d'un même système cristallin, le diamètre effectif des pores varie suivant la nature de l'ion métallique chargé de neutraliser la charpente anionique des cristaux. C'est ainsi que par échange de la majorité des ions sodium par des ion calcium, on passe des tamis 4A° aux tamis 5A°. le diamètre effectif des pores passant de 4,2 à 5 A°.

Leur nom vient de ce qu'ils sont susceptibles de séparer des molécules suivant leur taille : les molécules trop grosses pour avoir accès aux cavités à travers les pores sont exclues.

C'est ainsi que les tamis 5°A adsorbent les paraffines normales (diamètre 4,9 °A), mais non les iso-paraffines [5].

**Tableau III.4 :** Propriétés de base du tamis moléculaire.

Désignation	3A	4A	5A	10X	13X
Nature du cation	potassium	sodium	calcium	calcium	sodium
Masse volumique globale (g/cm <sup>3</sup> )	0,75	0,7	0,7	0,6	0,6
Chaleur spécifique (kj/kg.°C) à40°C	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Volume des cavités (cm <sup>3</sup> /g)	0,28	0,28	0,28	0,35	0,35
Surface interne (m <sup>2</sup> /g)	700 à 800				
Surface externe (m <sup>2</sup> /g)	3 à 10				
Diamètre effectif des pores (A°)	3	4,2	5	8	10

### III.2.3 L'adsorption sur tamis moléculaire

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 déshydrater traverse un ballon rempli de tamis moléculaires en granulés. Le composé à adsorber (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 moléculaire. 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. Cette portion du lit (zone où se produit l'adsorption) est appelée : **zone de transfert de matière (ZTM)** [5].

### III.2.3.1 Conception de 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 du lit devient saturée et la ZTM se déplace de plus en plus vers la sortie du lit. Par conséquent, un sécheur aura au moins deux zones, une zone en équilibre ou saturée, et une zone de transfert de masse. Lorsque la limite aval de la ZTM atteint la sortie du lit, ceci est dit 'saturé' ou 'épuisé' et le point est définie comme point de saturation.

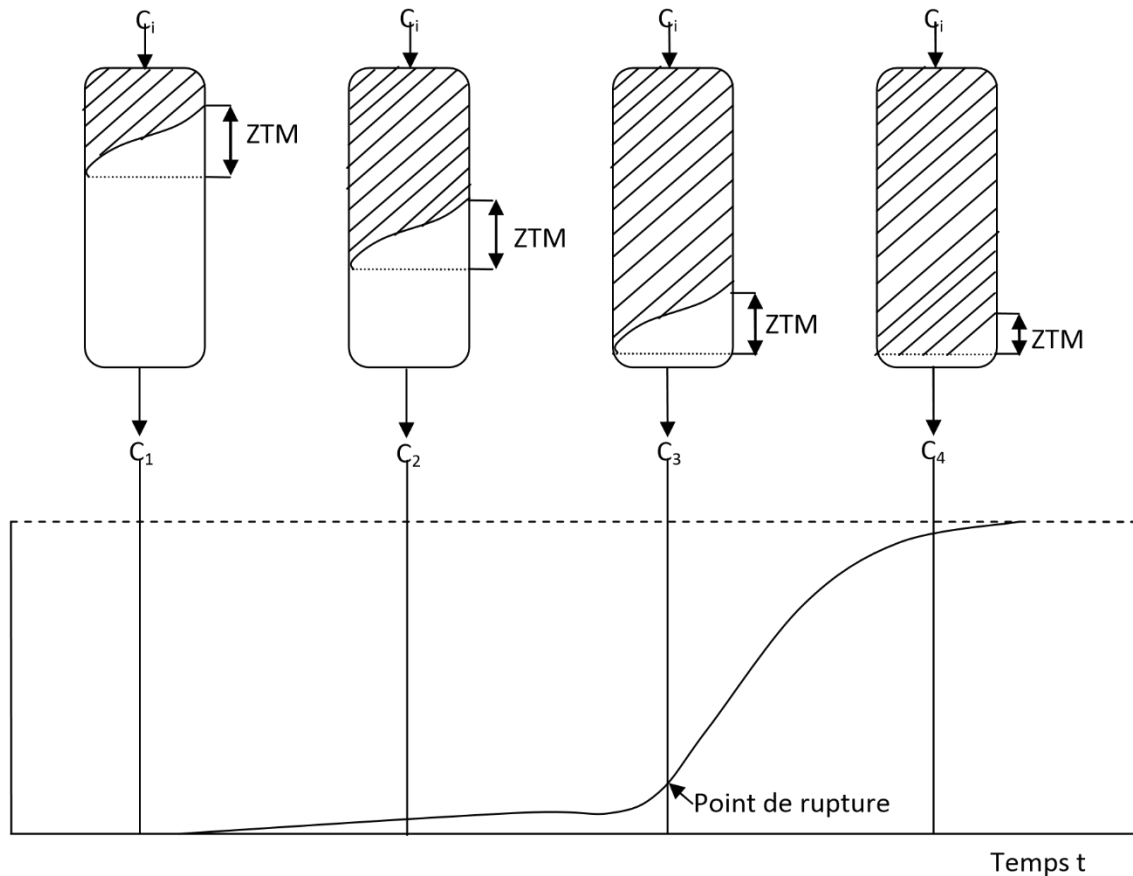
L'importance de la zone de transfert de matière dépend principalement :

- 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  $C_i$  et  $C_s$ .

La zone de transfert de masse est influencée par :

- Pureté de la charge.
- La concentration d'adsorbat dans la charge.
- La vitesse superficielle du fluide à traiter.

A l'instant où l'eau apparaît dans la charge à la sortie de la section de déshydratation nous avons un temps de rupture obtenu quand le rapport  $C_i/C_s$  égale à 5% si la charge continue son passage à travers le lit nous arrivons à un instant où la concentration de l'eau dans l'effluent est presque égale à celle contenue dans la charge  $C_i/C_s$  égale à 90% c'est le temps de saturation.



**Figure IV.1 :** Evolution de la zone de transfert de masse au cours du temps

### III.2.3.2 Régénération des tamis moléculaires

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 méthodes de régénération à savoir :

- Régénération par chauffage.
- Régénération par dépressurisation.
- Régénération par entrainement.
- Régénération par déplacement [5].

### A. 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 :

- Phase de chauffage.
- Phase de refroidissement.
- Phase d'adsorption.

Généralement le cycle minimal de déshydratation est de 12 heures tandis que le cycle de régénération (chauffage et refroidissement) est de 04 heures pour chaque adsorbent. La longueur de cycle de déshydratation détermine les dimensions des équipements et la charge du matériau desséchant. Plus le cycle de séchage est long, plus les récipients et les stocks sont importants, mais meilleure est l'efficacité des tamis moléculaires. Ceci diminue le nombre de régénération et prolonge la vie du matériau desséchant.

Dans le cas de TFT le cycle de déshydratation est de 24 heures tandis que le cycle de régénération est de 08 heures pour chaque adsorbent [5].

**Tableau III.5 : Cycle de déshydratation dans le cas de TFT.**

Heure	0 à 8	8 à 16	16 à 00
1 <sup>ère</sup> sécheur	Adsorption	chauffage	refroidissement
2 <sup>ème</sup> sécheur	refroidissement	Adsorption	chauffage
3 <sup>ème</sup> sécheur	chauffage	refroidissement	Adsorption

### B. Régénération par dépressurisation

Est basée sur la diminution de la capacité d'adsorption par abaissement de la pression à la même température. 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 peut prendre quelques minutes [5].

Dans le cas de TFT le temps de dépressurisation peut prendre 12 minutes.

### **C. Régénération par élution**

Le lit est balayé par un fluide non adsorbable ou beaucoup moins adsorbable que le corps à désorbé. En outre ce fluide doit être facilement séparable de l'adsorbat (par distillation par exemple). Dans le cas des gaz, il sera souvent intéressant d'utiliser un gaz condensable, moins couteux à pomper et donnant un effluent condensable et susceptible d'être distillé, Ce procédé ne nécessite pas une variation de pression ou de température [5].

### **D. Régénération par déplacement**

Le lit est balayé par un fluide plus solidement adsorbé que l'adsorbat qu'il déplace. Ce mode de désorption a l'avantage de fournir un produit de désorption concentré sans risque de destruction de l'adsorbat. L'inconvénient est qu'il faut ensuite désorber l'agent de déplacement. Toute fois celui-ci peut être également un corps moins adsorbable que l'adsorbat : la désorption est due alors au déplacement partiel de l'adsorbat et à l'abaissement de sa pression partielle. Le produit de désorption est plus dilué mais en revanche, l'agent de désorption pourra être lui-même déplacé au cours d'une nouvelle opération d'adsorption [5].

## **III.2.4 Influence de quelque paramètre sur l'unité d'adsorption**

### **A- Température**

La capacité à l'équilibre des tamis moléculaires décroît au fur et à mesure que la température augmente. Tout phénomène d'adsorption s'accompagne d'un dégagement de chaleur (chaleur d'adsorption) et il en résulte une élévation de température. A cause de cet effet thermique, la capacité utile de l'adsorbant se trouve donc réduite [3].

### **B- Pression**

La pression de service n'a pas une grande importance en ce qui concerne le comportement des tamis moléculaires, à partir du moment où elle se situe dans la gamme des valeurs habituellement utilisées dans les installations industrielles de traitement de gaz et de liquides. Toutefois, une augmentation de la pression globale du système provoque un accroissement de la pression partielle du produit à adsorber, et l'on prévoit dans ce cas une capacité d'adsorption plus élevée [3].

### **C. Concentration d'adsorbat**

La capacité d'adsorption des tamis moléculaires augmente si la concentration du produit à adsorber croît. Le plus grand avantage des tamis moléculaires réside dans l'obtention de capacités d'adsorption élevées pour de faible concentration du produit à adsorber [3].

**D. Phase**

La phase (liquide ou gazeuse), dans laquelle les tamis moléculaires opèrent influence très largement la hauteur de la zone de transfert de masse. La vitesse d'adsorption en phase liquide est pratiquement égale à 1/10 de la vitesse d'adsorption en phase gazeuse. Ceci signifie que la vitesse de passage d'un système liquide doit être relativement faible pour maintenir la hauteur de la zone de transfert de masse, et par conséquent celle de la colonne, dans un ordre de grandeur raisonnable.

**E. vitesse de passage**

La possibilité de compenser une vitesse de transfert de masse faible par un temps de contact prolongé est applicable dans certaines limites.

Une vitesse de passage trop faible pourrait soulever des problèmes de distribution. En phase gazeuse, les vitesses superficielles les plus favorables varient entre 5 et 15 mètres par minute. Par ailleurs, on ne doit pas descendre en dessous de limite correspondant au régime turbulent, car au régime laminaire, le transfert de masse s'effectue dans de mauvaises conditions. Par contre, une vitesse de passage trop élevée pourrait entraîner la formation de tourbillons [3].

# **Chapitre IV**

## **Dimensionnement d'un hydrateur**



## Chapitre IV : Dimensionnement d'un hydrateur

### IV.1 Fiche technique de la section de déshydratation

Les données de calcul de dimensionnement sont traduites par la fiche technique à savoir :  
 Nombre de sécheurs : 3 identiques (le premier en adsorption, le deuxième en chauffage et le troisième en refroidissement).

Diamètre intérieur de la colonne : 3000mm.

Hauteur total du lit : 3280mm.

Temps de cycle : 24 heures.

- adsorption : 8 heures.

- chauffage : 8 heures.

- refroidissement : 8heures [4].

#### IV.1.1 Conditions opératoires

##### A. Conditions opératoires du design

Pression : 80 bars.

Température : 50°C.

Débit de gaz associé : 194300 Kg/h (0,22 % d'eau).

**Tableau IV.1:** Composition de la charge (cas de design) [4].

Composant	Fraction molaire (%)
N <sub>2</sub>	1,71
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	73,68
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	11,25
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	6,68
IC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,75
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,21
IC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,7
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,99
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,7
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,31
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,01

**B. Conditions opératoires actuelles**

Pression : 80,6 bars.

Température : 55°C.

Débit de gaz associé : 194000 Kg/h (0,22 % d'eau).

**Tableau IV.2:** Composition de la charge (cas actuel) [4].

Composant	Fraction molaire (%)
N <sub>2</sub>	1,31
CO <sub>2</sub>	0,85
CH <sub>4</sub>	75,28
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	12,58
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5,43
IC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,47
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,23
IC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,46
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,34
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,06
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,31
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,01

**IV.1.2 Données sur l'adsorbant**

Tamis moléculaire : "JK8-2031 3,2-1,6 UOP 4A°".

Masse volumique du tamis tasse : 730,4 kg/m<sup>3</sup>.

Diamètre moyen des particules : 1/8"=3,17mm, 1/16"=1,58mm.

**- Gaz de régénération**

La régénération du tamis moléculaire s'effectue par un gaz sec qui est soutiré du gaz déshydraté (gaz sortie des sécheur).

- Température de régénération

- Température de refroidissement : 50°C.
- Température de chauffage : 290°C.

- Débit de gaz de régénération : 15000 kg/h [4].

## IV.2 Objectif d'étude

Après avoir effectué une étude bibliographique concernant la déshydratation dans le chapitre précédent, nous allons voir au cours de cette partie la méthode de dimensionnement des déshydrateurs D301 (A /B/C) qui comprend les étapes suivantes :

- Vérification du design.
- Comparaison entre les résultats obtenus et ceux du design.

### IV.2.1 Vérification du design

La vérification du désigne consiste à déterminer :

- Le diamètre de la colonne.
- La hauteur du lit.
- La masse du tamis.
- Le débit de gaz de régénération.

#### IV.2.1.1 Calcul des propriétés du gaz

##### A. Densité relative de gaz

$$d_G = \frac{M_w \text{ gaz}}{M_w \text{ air}} \quad [\text{V.1}]$$

$M_w$  : masse moléculaire du gaz.

$d_G$  : densité relative du gaz.

Avec :

$M_w \text{ gaz} = 21,37$  (g /mole).

$M_w \text{ air} = 29$  (g /mole).

$$d_G = 0,73$$

##### B. Masse volumique du gaz

$$\rho_G = \frac{P.M_w}{Z.R.T} \quad [\text{V.2}]$$

$\rho_G$  : masse volumique du gaz.

Z : facteur de compressibilité

R : constante des gaz parfaits

T : température de gaz

P : pression de gaz

Avec :

Z : 0,83.

P = 80 bar = 1160 psia.

T = 50°C = 581,67°R.

R = 10,73 psia ft<sup>3</sup>/lb.

$$\rho_G = 4,78 \text{ lb/ft}^3 = 76.56 \text{ Kg/m}^3.$$

### C. La vitesse superficielle

La vitesse superficielle du gaz est donnée par l'équation suivante :

$$v_g = \frac{G.Z.T}{162.P.d_G} \quad [V.3]$$

Z : facteur de compressibilité.

G : la vitesse massique admise donnée par l'équation de IEBOUX

$$G = 3600(1,06.\rho_G.\rho_B.D_P)^{0,5} \quad [V.4]$$

$\rho_G$  : masse volumique du gaz (lb/ft<sup>3</sup>).

$\rho_B$  : masse volumique du tamis tassé (lb/ft<sup>3</sup>).

$D_P$  : Diamètre moyen des particules (ft).

Avec :

$\rho_G = 4,78 \text{ lb/ft}^3$ .

$\rho_B = 45,57 \text{ lb/ft}^3$ .

P = 1160 psia.

T = 581,67°R.

$d_G = 0,73$ .

$D_p = 0,005 \text{ ft}$ .

$$v_g = 13,61 \text{ (ft/min)} = 4,14 \text{ (m/min)}.$$

**D. Débit volumique dans les conditions opératoires**

$$q_a = \frac{Q.P.T_s}{1440.P_s.T} Z \quad [V.5]$$

Q : débit de gaz ( $\text{Sm}^3/\text{j}$ )

$P_s$ : pression à la condition standard (kPa)

P : pression de service (kPa)

$T_s$ : température à la condition standard (k)

T : température de service (k)

Avec :

Q : 4877400 ( $\text{Sm}^3/\text{j}$ ).

P : 800 (kPa).

T : 323 (k).

$$q_a = 24,06 \text{ (m}^3/\text{min)} = 849,67 \text{ (ft}^3/\text{min)}.$$

**IV.2.1.2 Diamètre de lit**

$$d = \left( \frac{4.q_a}{\pi.v_g} \right)^{0,5} \quad [V.6]$$

Avec :

$v_g = 4,14$  (m/min).

$q_a = 24,06$  ( $\text{m}^3/\text{min}$ ).

$$d = 2,72 \text{ m.}$$

**IV.2.1.3 La quantité d'eau adsorbé dans un cycle d'adsorption**

$$m_w = \frac{4Q.Y_w}{24} \quad [V.7]$$

Q : débit de gaz ( $\text{sm}^3/\text{j}$ ).

$Y_w$  = la teneur en eau.

Avec :

$$Y_w = 105 \text{ lbH}_2\text{O/MMScF}$$

$$Q = 170,15 \text{ MMScF/j}$$

$$m_w = 337,65 \text{ Kg H}_2\text{O/h}$$

#### IV.2.1.4 Hauteur de la zone de transfert de masse

$$h_z = A \left[ \frac{Q^{0.2389} y_w^{0.7895} R_h^{0.524}}{d^{0.4778}} \right]^{0,6} \quad [\text{V.8}]$$

A : constante = 0,165.

$R_h$  : humidité relative (100%).

$$h_z = 2,3 \text{ m.}$$

#### IV.2.1.5 Hauteur du lit

$$h_B = \frac{400 m_w}{\pi \rho_B x d^2} \quad [\text{V.9}]$$

Avec :

$$m_w = 1350,56 \text{ Kg H}_2\text{O/cycle.}$$

$$d = 2,72 \text{ m.}$$

$$\rho_B = 730,4 \text{ kg/m}^3.$$

x : capacité d'adsorption = 10,9% d'après le constructeur pour éviter la dégradation du tamis.

$$h_B = 2,91 \text{ m.}$$

#### IV.2.1.6 Masse du tamis moléculaire

$$M = \frac{\pi d^2 \rho_B h_B}{4} \quad [\text{V.10}]$$

$h_B$  = hauteur de lit.

d = diamètre de lit.

Avec :

$$h_B = 2,91 \text{ m.}$$

$d = 2,72 \text{ m}$ .

$$M = 12350,4 \text{ kg}$$

#### IV.2.1.7 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération

##### A. Phase de chauffage

La quantité de chaleur fournie pour la régénération est égale à la chaleur nécessaire pour le chauffage des sécheurs plein de la température de régénération, cette quantité de chaleur est la somme des énergies suivante :

$Q_1$  : Quantité de chaleur de chauffage du tamis moléculaire.

$$Q_1 = (mC_p)_{\text{tamis}} (T_f - T_i) \quad [\text{V.11}]$$

$Q_2$  : Quantité de chaleur de chauffage des billes en céramique.

$$Q_2 = (mC_p)_{\text{billes}} (T_f - T_i) \quad [\text{V.12}]$$

$Q_3$  : Quantité de chaleur de chauffage de la colonne métallique.

$$Q_3 = (mC_p)_{\text{colonne}} (T_f - T_i) \quad [\text{V.13}]$$

$Q_4$  : Quantité de chaleur de désorption et de chauffage de l'eau.

$$Q_4 = (mC_p)_{\text{eau}} (T_f - T_i) + m_{\text{eau}} \Delta H_{\text{désorption/eau}} \quad [\text{V.14}]$$

$Q_5$  : Quantité de chaleur de désorption et de chauffage des hydrocarbures.

$$Q_5 = (mC_p)_H (T_f - T_i) + m_H \Delta H_{\text{désorption/H}} \quad [\text{V.15}]$$

On note que la masse des hydrocarbures désorbés constituent 10% de la masse de l'eau désorbée:

$$m_H = 0,1 m_{\text{eau}}$$

$Q_6$  : Quantité de chaleur perdue vers l'extérieur, elle est estimée à 10% de la somme des autres quantité de chaleur.

$$Q_6 = 0,1(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5) \quad [\text{V.16}]$$

Donc la quantité de chaleur reçue du gaz chauffant est la somme de toutes les quantités de chaleurs de  $Q_1$  à  $Q_6$  :

$$Q_{\text{Chauffage}} = 1,1(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5) \quad [\text{V.17}]$$

La quantité de chaleur cédée par le gaz chauffant est la même quantité reçue par l'adsorbeur en régénération en valeur absolue mais de signe négatif :

$$Q_{\text{Gaz Chauffant}} = (mC_p)_{\text{Gaz Chauffant}} (T_f - T_h) \quad [\text{V.18}]$$

On peut tirer le débit du gaz de régénération qui est à une haute température en combinant les relations et en divisant par le temps de régénération :

$$q_{\text{Gaz Chauffant}} = \frac{m_{\text{Gaz Chauffant}}}{t_{\text{Gaz Chauffant}}} = \frac{-1,1 (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5)}{t \cdot C_p \text{ Gaz Chauffant} (T_f - T_m)} \quad [\text{V.19}]$$

### Données de calcul

Température du gaz de régénération T : 554 °F

Masse totale du dessicant M : 27225,5 lb

Masse des billes céramiques : 911.42 lb

Quantité d'eau adsorbée par cycle : 2963,2 lb

Chaleur spécifique des tamis moléculaires : 0,22 Btu/lb°F

Chaleur spécifique des billes céramiques : 0,25 Btu/lb°F

Chaleur spécifique de l'acier : 0,12 Btu/lb°F

Chaleur spécifique de l'eau : 1 Btu/lb°F

Chaleur spécifique des hydrocarbures : 0,91 Btu/ lb°F

Chaleur spécifique latente des hydrocarbures : 111 Btu/lb°F

He : chaleur latente de désorption de l'eau : 1800 Btu/lb°F

Masse de la colonne vide : 28660.06 lb

- Quantité de chaleur de chauffage du tamis moléculaire.

$$Q_1 = (mC_p)_{\text{tamis}} (T_f - T_i)$$

Avec :

$$m_{\text{tamis}} = 27225,5 \text{ lb}$$

$$C_p \text{ tamis} = 0,22 \text{ Btu/lb°F}$$

$$T_f = 554 \text{ °F}$$

$$T_i = 122 \text{ °F}$$

$$Q_1 = 25,8 \times 10^5 \text{ Btu}$$



- Quantité de chaleur de chauffage des billes en céramique.

$$Q_2 = (mC_p)_{\text{billes}} (T_f - T_i)$$

Avec :

$$m_{\text{billes}} = 8734,704 \text{ lb}$$

$$C_{p \text{ billes}} = 0,25 \text{ Btu/lb}^\circ\text{F}$$

Comme les unités de mesure sont des unités anglo- saxonnes, tous nos calculs sont traduits en ces unités.

$$Q_2 = 9,43 \times 10^5 \text{ Btu}$$

- Quantité de chaleur de chauffage de la colonne métallique.

$$Q_3 = (mC_p)_{\text{colonne}} (T_f - T_i)$$

$$m_{\text{colonne}} = 28660,06 \text{ lb}$$

$$C_{p \text{ colonne}} = 0,12 \text{ Btu/lb}^\circ\text{F}$$

$$Q_3 = 1,48 \times 10^6 \text{ Btu}$$

- Quantité de chaleur de désorption et de chauffage de l'eau.

$$Q_4 = (mC_p)_{\text{eau}} (T_f - T_i) + m_{\text{eau}} \Delta H_{\text{désorption/eau}}$$

$$m_{\text{eau}} = 2963,2 \text{ lb}$$

$$C_{p \text{ eau}} = 1 \text{ Btu/lb}^\circ\text{F}$$

$$\Delta H_{\text{désorption/eau}} = 1800 \text{ Btu/lb}^\circ\text{F}$$

$$Q_4 = 9,11 \times 10^5 \text{ Btu}$$

- Quantité de chaleur de désorption et de chauffage des hydrocarbures.

$$Q_5 = (mC_p)_H (T_f - T_i) + m_H \Delta H_{\text{désorption/H}}$$

$$m_H = 0,1 m_{\text{eau}} = 296,32 \text{ lb}$$

$$C_{p H} = 0,91 \text{ Btu/ lb}^\circ\text{F}$$

$$\Delta H_{\text{désorption/H}} = 111 \text{ Btu/ lb}^\circ\text{F}$$

$$Q_5 = 1,5 \times 10^5 \text{ Btu}$$

- Quantité de chaleur perdue vers l'extérieur

$$Q_6 = 0,1(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5)$$

$$Q_6 = 6 \times 10^5 \text{ Btu}$$

Donc la quantité de chaleur reçue du gaz chauffant est la somme de toutes les quantités de chaleurs de  $Q_1$  à  $Q_6$  :

$$Q_{\text{Chauffage}} = 1,1(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5).$$

$$Q_{\text{Chauffage}} = 6,6 \times 10^6 \text{ Btu}$$

le débit du gaz de régénération :

$$q_c = \frac{Q_{\text{Gaz Chauffant}}}{t \cdot C_p \text{ Gaz Chauffant} (T_f - T_i)}$$

$$t = 8 \text{ h}$$

$$C_p \text{ Gaz Chauffant} = 0,72 \text{ Btu/lb } ^\circ\text{F}$$

$$T_m = 338 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$q_c = 5304,8 \text{ lb/h}$$

### B. Phase de refroidissement

Pendant la phase de refroidissement de  $T_i$  à  $T_f$ , l'adsorbent ne contient que le tamis et les billes en céramique dans sa colonne métallique, alors il faut éliminer du bilan les quantités de chaleur de désorption de l'eau et des hydrocarbures, et il faut négliger la quantité de chaleur échangée avec l'extérieur. Le bilan sera établi seulement avec les quantités de chaleur cédées par la colonne métallique, les billes en céramique et le tamis moléculaire, alors il vient :

$$Q_{\text{Gaz froid}} = - (Q_1 + Q_2 + Q_3) \quad [\text{V.20}]$$

$$Q_{\text{Gaz froid}} = (mC_p)_{\text{Gaz froid}} (T_f - T_i) \quad [\text{V.21}]$$

On peut tirer le débit du gaz de refroidissement en divisant sa masse tirée de la relation par le temps de refroidissement :

$$q_{\text{Gaz froid}} = \frac{m_{\text{Gaz froid}}}{t_{\text{Gaz froid}}} = \frac{(Q_1 + Q_2 + Q_3)}{t \cdot C_p \text{ Gaz froid} (T_H - T_d)} \quad [\text{V.22}]$$

On a :

$$T_d = 331 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$C_p \text{ Gaz froid} = 0,56 \text{ Btu/lb } ^\circ\text{F}$$

$$Q_1 = 25,8 \times 10^5 \text{ Btu}$$

$$Q_2 = 9,43 \times 10^5 \text{ Btu}$$

$$Q_3 = 14,8 \times 10^5 \text{ Btu}$$

Quantité de chaleur totale à enlever :  $Q_{\text{Gaz froid}} = 5 \times 10^6 \text{ Btu}$

Le débit du gaz de refroidissement :  $q_{\text{Gaz froid}} = 5000 \text{ lb/h}$

**Tableau IV.3** : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur.

Paramètres	Résultats
Densité relative du gaz	0,73
Masse volumique du mélange (kg/m <sup>3</sup> )	76,56
Vitesse superficielle admise (m/min)	4,14
Diamètre (m)	2,72
Hauteur de la zone de transfert (m)	2,3
Hauteur total du lit (m)	2,91
Quantité cycle d'eau adsorbée (kg/lit)	1344,16
Quantité d'eau absorbée (kg/h)	367,65
Débit de gaz de régénération (kg/h)	11685,6
Masse total du lit (kg)	12350,4
Teneur en eau (lbH <sub>2</sub> O/MMScfde gaz)	105

### IV.2.2 Comparaison entre les résultats obtenus et ceux du design

**Tableau IV.4** : les résultats obtenus et ceux du design.

<b>Paramètres</b>	<b>Design</b>	<b>Calcul</b>
Diamètre (m)	3	2,72
Hauteur total du lit (m)	3,280	2,91
Quantité d'eau adsorbée (kg/h)	430	367,65
Masse du tamis (kg)	14800	12350,4
Débit de gaz de régénération (kg/h)	15000	11685,6

D'après les résultats regroupés dans le tableau, nous constatons qu'il n'y a pas une grande différence entre les valeurs du design et les valeurs calculées, ceci nous permis de dire que la méthode de dimensionnement est vérifiée. Les sécheurs D301 A/B/C assurent leurs rôles dans les conditions du design.

# **Conclusion**

L'exploitation du gaz naturel se heurte à des difficultés majeures citons comme exemple la présence de l'eau (sous forme liquide ou vapeur ) qui peut entraîner des problèmes de corrosion et/ou de bouchage due à la formation d'hydrates , alors il est nécessaire de réduire la teneur en eau dans le gaz par séchage dans des déshydrateurs à tamis moléculaires qui sont généralement dimensionnés pour traiter une charge donnée quel que soit la saison .

L'étude de la section de déshydratation (UTGA/TFT) a abouti aux conclusions suivantes :

- ceci nous a permis de recalculer les dimensions des sécheurs existants au niveau de l'unité.
- la teneur en eau dans le gaz est un facteur clé pour déterminer et optimiser une unité de déshydratation.
- la diminution de la température d'alimentation du sécheur permet de réduire la teneur en eau dans le gaz brut, qui peut être exploitée en augmentant le temps d'adsorption.
- l'augmentation de temps d'adsorption permet de réduire le nombre de cycles /j et donc augmenter la durée de vie de tamis moléculaires.

# **Références bibliographiques**

**Références bibliographiques**

[1] BP Statistic Review of World Energy, juin 2015.

[2] : SONATRACH. La Revue de SONATRACH. Edition N°54.Djenane el Malik Hydra-Alger : la Direction Communication et Stratégie d'Image, octobre 2007.46p. (Publication de l'Entreprise SONATRACH). ISSN 1111-1070.

[3] M. Sellami. Cours de traitement du gaz naturel. Université Ouargla. 2012.

[4] Manuel opératoire de l'UTGA (Unité de Traitement de Gaz Associé) TFT.

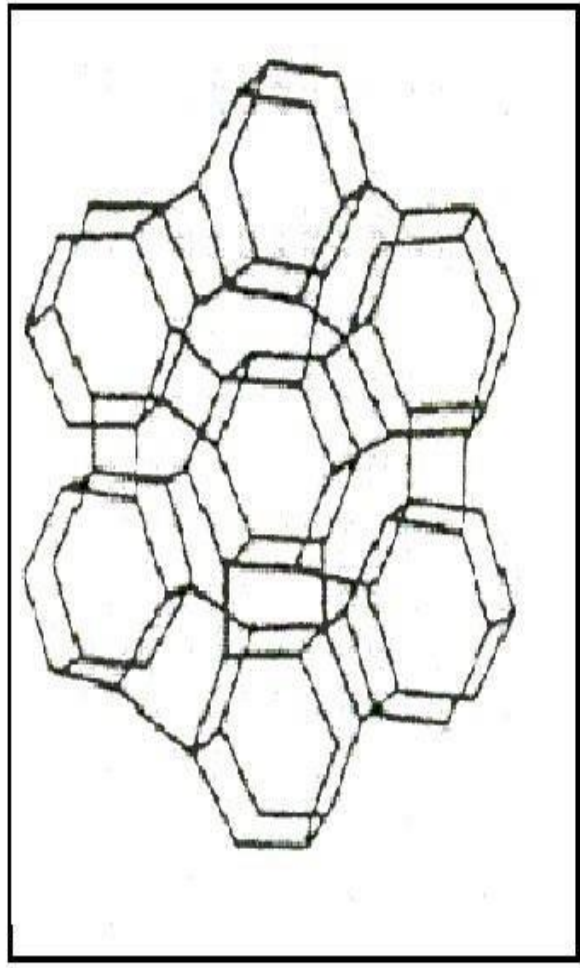
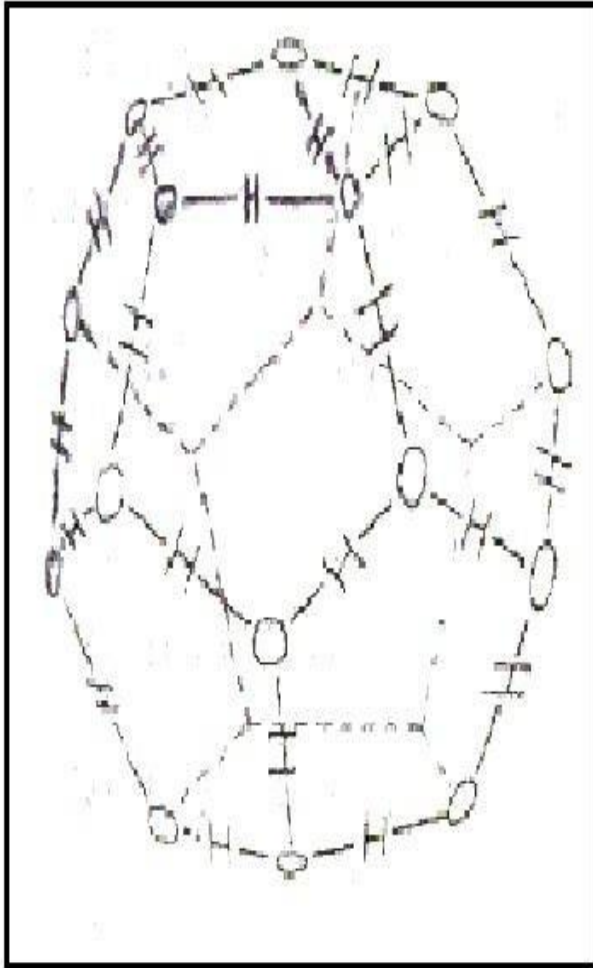
[5] WUITHIER,P.le pétrole Raffinage et génie chimique, tome I. Edition technip.1972.



# **Annexes**

## Annexe A : Tableau de conversion

Unités françaises	Unités Anglaises
1 kg/m <sup>3</sup>	0.06243 lb/ft <sup>3</sup>
10 <sup>5</sup> pa	14,5 psi
10 <sup>5</sup> pa	2088.54 psf
9,8x10 <sup>5</sup> pa	14,22 psi
4,8 kJ	3,968 Btu
1 kJ/kg.c°	4,187 Btu/lb.F°
0,01 poise	2,419 lb/hr.ft
1 MMSCFD	1116,28 Nm <sup>3</sup> /h
1 kg. mole	2,2045 lb mole
0,4536 kg mole	1 lb mole
1 C°	(9/5.C°+32) F°
1 m/min	3.280 ft/min
1 mm	0.03936 inch
1 m <sup>3</sup> /min	35.31467 ft <sup>3</sup> /min
1 ppm	0.0475 lb/MMSCF



**Annexe B** : Les différents types des hydrates

نظرا للمشاكل التي تواجهها وحدة تجفيف الغاز المرتبطة ب ت ف ت بسبب التغيير المكثف لمحتوى الغريبال الجزئي، فان الهدف من دراستنا هو التحقق من التصميم عن طريق المعطيات الحالية، هذه الدراسة مكنتنا من التعرف على العوامل المؤثرة على عملية تجفيف الغاز المرتبط .

## Résumé

L'unité de déshydratation du gaz associé de TFT rencontre des problèmes de changement excessif de la charge de tamis moléculaire, le but de cette étude est de vérifier le design à travers le cas actuel. Cette étude nous a permis de connaître tous les paramètres influant sur l'opération de déshydratation du gaz associé.

## Abstract

Tin Fouyé Tabenkort (TFT) deshydration unit of gas associated having problems of excessive changing of the load molecular sieves. The object of this study is to verified the design as well as the current case. This study allowed us to know all the parameters influencing the deshydration operation of associated gas.