

**Université KASDI-MERBAH Ouargla**  
**Faculté des sciences appliquées**  
**Département de Génie des Procédés**



## **Mémoire**

Présenté pour l'obtention du diplôme de  
**MASTER ACADEMIQUE**  
**Domaine** : Sciences et Technologies.  
**Filière** : Industries Pétrochimiques.  
**Spécialité** : Génie du Pétrochimique.

Présenté par : **KADRI Omayma**  
**MERZAKI Tasnim**

## **Thème**

**Déshydratation du gaz naturel GLA/HBK**

**Etude comparative**

Soutenu publiquement le :

Devant le jury composé de :

Mr.	MAA	Président	UKM Ouargla.
Mr.	Pr	Examineur	UKM Ouargla.
Mr.	MCA	Rapporteur	UKM Ouargla.

**Année universitaire : 2019/2020**



## *Remerciement*

*Premièrement et avant tout nous remercions Allah le tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté pour terminer ce travail.*

*Nous tenons à notifier un remerciement spécial à nos professeurs de l'université d'Ouargla qui ont contribué à notre travail, en particulier, notre encadreur Dr. Sellami med Hassen pour leur attention, leurs encouragements, leurs remarques et leurs conseils pendant la période de la réalisation de ce modeste travail.*

*Grand remerciement sincèrement à nos famille surtout les pères et les mères qui ont donné le courage pour accomplir le travail.*



*Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail*

*Aux plus chères à mon cœur et lumière de mon  
âme, mes parents, Grâce à eux, j'ai appris à  
résister à toutes les difficultés.*

*Ma mère, que Dieu prolonge sa vie  
Mon père, que Dieu ait pitié de lui*

*Mes très chers frères et sœurs : Mohammed el  
ghazeli, Saïf el islam, Soundous, Lina.*

*A mon binôme : Omayma*

*A mes Amies : Islah , Wahiba , Fatiha, Asala  
Sahar . Yasmine , Mouna , Kanan , Romaiassa  
, Narimane , Nour el houada , ghizlan , manel ,  
karima .*

*Aux personnes qui m'ont encouragé, mon grand-  
père, ma grand-mère, mes tantes, mes oncles, mes  
tantes et leurs familles, en particulier ma tante  
Razika, Yassine, Ahmed, Oussama.*

*A mon encadreur Sellami Med Hassan.*

*A tous mes collègues du groupe SNS 2020*

*Tasnim*



*Dédicace*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail à la source de ma force et de mon courage dans ce monde.*

*À mon cher père, a ma chère mère*

*À mes trois frères Ayoub, ahmed chems-eddine et saïdou*

*À mon enseignant à l'école primaire Kamlaoui moussa*

*À ma très chère binôme Fasnim*

*À tout mes amis*

*et la famille Kadri et Bendebka*

*Et surtout pour mon encadreur Sellami Med Kassen.*

*Et finalement pour ma promo de génie pétrochimique 2020*

*Vous êtes les meilleurs*

*Omayma*



## Résumé

### Résumé:

La présence de l'eau dans le gaz naturel peut causer des problèmes dans le traitement et aussi dans le transport, pour éviter ses problèmes on applique le procédé de déshydratation.

Plusieurs mémoires ont été examinées et comparées pour atteindre les objectifs suivants :

-Vérifiez les dimensions des sécheurs et de la masse des tamis moléculaire pour voir si l'unité de (GLA/HBK) est sous ou surdimensionnée.

-Optimisation des paramètres de fonctionnement de la section de séchage des gaz des tamis moléculaires pour réduire la teneur en eau à 5ppm.

D'après les résultats, nous constatons que l'unité est sous dimensionnée, et que le temps de saturation est plus grand, ce qui nous assure une bonne déshydratation

### Abstract:

The presence of water in natural gas can cause problems in processing and also in transport, to avoid these problems we apply the dehydration process.

Several briefs were reviewed and compared to achieve the following objectives:

-Check the dimensions of the dryers and the mass of the molecular sieves to see if the (GLA / HBK) unit is under or oversized.

-Optimization of the operating parameters of the molecular sieve gas drying section to reduce the water content to 5ppm.

From the results, we note that the unit is undersized, and that the saturation time is greater, which ensures good dehydration.

## Liste des Abréviations

### Nomenclature

**CFPA** : compagnie française du pétrole algérien

**GPL**: Gaz du pétrole liquéfié

**GNL**: Gaz naturel liquéfié

**TAG** : Trias argileux Gréseux

**DRT** : Draa Tamra

**BKA** : Benkahla

**GLA** : Guellala

**HBK** : Haoud Berkaoui

**UTG** : Usine de traitement de gaz

**HP** : Haute pression.

**MP** : Moyen pression

**BP** : Basse Pression

**PCS**: Pouvoir Calorifique Supérieur

**PCI**: Pouvoir Calorifique Inférieur

**HC**: Hydrocarbure

**MEA**: Mono-Ethanol Amine

**DEG**: Di-Ethylène Glycol

**TEG**: Tri-Ethylène Glycol.

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

**Cp** : Chaleur spécifique (kcal/kg.°C)

**D** : Diamètre du lit (ft)

**G** : Vitesse massique admissible (lb/h.ft<sup>2</sup>)

**H<sub>éq</sub>** : La longueur de la zone saturée (ft)

**Ht** : Hauteur total de lit (ft)

**H<sub>Z</sub>** : La longueur de ZTM (ft)

**M<sub>w</sub>** : Poids moléculaire (kg)

**V<sub>g</sub>** : Vitesse superficielle du gaz en (ft/h)

**W** : Quantité d'eau adsorbée par cycle (lbH<sub>2</sub>O/cycle)

**X** : Capacité d'adsorption

**Y<sub>w</sub>** : 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 H<sub>2</sub>O/ft<sup>2</sup> h)

**ρ<sub>g</sub>**: masse volumique du gaz (lb/ft<sup>3</sup>)

**ρ<sub>b</sub>**: masse volumique du dessicant (lb/ft<sup>3</sup>)

**P** : Pression de gaz en (psi)

**Q** : Débit de gaz (ft/jour)

**R<sub>s</sub>** : Saturation relative de l'alimentation en.%

**T** : Température de gaz en°R

**°R** : Degré Rankine



## Listes des figures

<b>Figures</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1 : Situation géographique de HOUAD BERKAOUI</b>	2
<b>Figure III.1 : Les hydrates</b>	16
<b>Figure III.2 : Photo de cristaux d'hydrates dans un réacteur agité.</b>	18
<b>Figure III.3 : Structures des hydrates (Sloan, 2003)</b>	20
<b>Figure III.4 : Déshydratation par membranes de perméation</b>	23
<b>Figure III.5 : principe de déshydratation par adsorption</b>	24
<b>Figure III.6: Evolution de la ZTM au cours du l'adsorption.</b>	27
<b>Figure III-7 : Adsorption idéale en colonne (ZTM).</b>	29

## Liste des tableaux

<b>Tableaux</b>	<b>Page</b>
<b>Tableau I.1 : Les divisions de Haoud Berkaoui</b>	5
<b>Tableau II-1 : spécifications typiques pour un gaz commercial.</b>	12
<b>Tableau III-1 : Différents types de tamis moléculaires.</b>	28
<b>Tableau III-2 : Cycle d'adsorption et régénération.</b>	31
<b>Tableau IV.1 : représente la composition de gaz entrée sécheur</b>	33
<b>Tableau IV.2 : Les caractéristiques des tamis utilisées :</b>	34
<b>Tableau IV.3 : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (v403 A/B/C).</b>	34
<b>Tableau IV.4 : Comparaient entre les valeurs obtenues avec ceux design.</b>	35
<b>Tableau IV.5 : Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération</b>	36
<b>Tableau IV.6 : représente la composition de gaz entrée sécheur</b>	38
<b>Tableau IV.7: caractéristique des adsorbants.</b>	39
<b>Tableau IV.8 : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (v403 A/B/C).</b>	39
<b>Tableau IV.9: La régénération du tamis moléculaire</b>	41
<b>Tableau IV.10: représente la composition de gaz entrée sécheur</b>	43
<b>Tableau IV.11: caractéristique des adsorbants:</b>	43
<b>Tableau IV.12: Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (v403 A/B/C).</b>	44
<b>Tableau IV.13: Résultats de calcul pour le débit <math>Q_v=40000 \text{ m}^3/\text{h}</math></b>	45
<b>Tableau IV.14 : Régénération sur tamis moléculaire (1/16")</b>	47
<b>Tableau IV.15: Régénération sur tamis moléculaire (1/8")</b>	48

## Summaries

### **Titre**

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste d'abréviation

Liste des figures

Liste des tableaux

Sommaire

Introduction générale.....

### **Chapitre I : Présentation du champs de Haoud Berkaoui**

I.1 Situation géographique..... 01

I.2 Caractéristique de la région..... 04

I.3 Description de l'UTG de Guelalla ..... 06

### **Chapitre II : Généralités sur le gaz naturel et le traitement de gaz**

II.1 Généralités sur le gaz naturel et le traitement du gaz 08

II.2 Définition de gaz naturel.....

II.3 Origine des constituants du gaz naturel..... 09

II.4 Types de gaz naturel..... 09

II.5 Caractéristiques du gaz naturel..... 10

II.5.1 Densité..... 10

II.5.2 Pouvoir calorifique..... 10

II.5.3 La composition chimique ..... 11

II.6 Technique du traitement de gaz naturel..... 11

II.7 Les procédés de traitement de gaz naturel..... 13

II.7.1 Procédé PRICHARD..... 13

II.7.2 Procédé HUDSON.....	14
II.7.3 Procédé mixtes .....	14
II.8 Les étapes de traitement.....	14
II.8.1 Elimination de l'eau.....	14
II.8.2 Extraction des hydrocarbures liquides.....	14
II.8.3 La stabilisation et le fractionnement .....	15

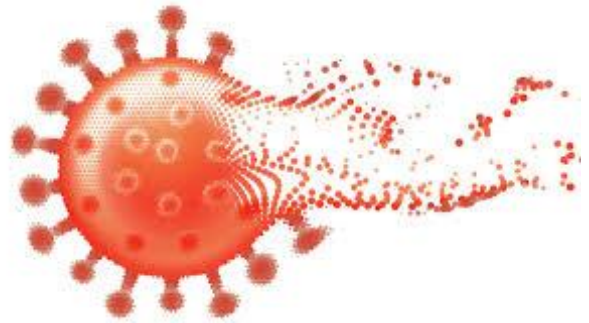
### Chapitre III : Les hydrates de gaz et la déshydratation

III.1 Définition des hydrates.....	16
III.2 Les hydrates de gaz dans l'industrie gazière .....	16
III.3 Structure et composition des hydrates .....	17
III.3.1 Hydrates de structure I.....	19
III.3.2 Hydrates de structure II.....	19
III.3.3 Hydrates de structure H.....	19
III.4 Prévention des hydrates.....	20
III.4.1 Chauffage.....	20
III.4.2 Réduction de pression.....	21
III.4.3 Utilisation des inhibiteurs.....	21
III.5 Définition de la déshydratation.....	22
III.6 Les méthodes de la déshydratation.....	22
III.6.1 Déshydratation par compression et/ou refroidissement .....	22
III.6.2 Déshydratation par membrane.....	22
III.6.3 Déshydratation par absorption .....	23
III.6.4 Déshydratation par adsorption.....	23
III.7 Types d'adsorption .....	24
III.7.1 Le gel silice.....	25
III.7.2 L'alumine active (Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ).....	25
III.7.3 Les tamis moléculaires (Zéolithe) .....	25
III.8 Déshydratation par tamis moléculaires .....	26
III.8.1 Principe de l'adsorption.....	26

III.8.2	Caractéristiques des tamis moléculaires.....	27
III.8.3	La zone de transfert de masse .....	28
III.8.4	Régénération des tamis moléculaires.....	30
III.8.4.1	Régénération par chauffage.....	31
III.8.4.2	Régénération par dépressurisation.....	31

#### Chapitre IV : L'étude Comparative

IV.1	Le binôme Mr Boubekeri younes et Salhi Imane.....	33
IV.1.1	Les calculs et les résultats de recalcul de la masse du tamis moléculaires.....	33
IV.1.2	La régénération du tamis moléculaires .....	35
IV.1.2.1	Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération .....	36
IV.1.2.2	Régénération sur tamis moléculaires (1/16").....	36
IV.2	Le binôme Mr berrtima el hadj belkacem et aribi lakhdar .....	37
IV.2.1	Les calculs et les résultats de recalcul de la masse du tamis moléculaires.....	38
IV.2.2	La régénération du tamis moléculaires.....	40
IV.2.2.1	Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération.....	40
IV.2.2.2	Régénération sur tamis moléculaires (1/16").....	41
IV.3	Le binôme Hamdi zohra et kerbache rima.....	42
IV.3.1	Les calculs et les résultats de recalcul de la masse du tamis moléculaires.....	43
IV.3.2	La régénération du tamis moléculaires.....	46
IV.3.2.1	Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération.....	46
IV.3.2.2	Régénération sur tamis moléculaires (1/16").....	47
IV.3.2.3	Régénération sur tamis moléculaires (1/8").....	48
IV.4	Discussions et commentaires .....	49
	Conclusion générale .....	



**Introduction**

**générale**

## **Introduction générale**

L'intérêt pour le gaz naturel a augmenté au cours des dernières années, et il occupe une position distinguée parmi les principales sources d'énergie dans le monde, car la demande pour ce dernier a considérablement augmenté au cours des dernières décennies et sa part dans le bilan énergétique mondial a augmenté, ce qui devrait augmenter la demande mondiale de gaz naturel dans les années à venir. En raison de l'attention accrue portée aux problèmes environnementaux, car il est considéré comme la source de combustibles fossiles la moins polluante, surtout après la prise de conscience mondiale des faits de la pollution et de ses conséquences sur la santé humaine et son avenir.

Le gaz naturel est en termes d'importance, la deuxième source d'énergie dans les pays arabes après le pétrole. Aujourd'hui, le gaz naturel est récemment entré dans un nouveau domaine dans lequel il joue un rôle important dans l'économie algérienne en tant que ressource énergétique et en tant que matière première dont il dépend pour établir d'importantes industries stratégiques. L'intérêt pour le gaz a augmenté, surtout après la crise pétrolière de 1973, et cet intérêt accru pour cette ressource naturelle est dû à l'augmentation de sa part sur le marché mondial de l'énergie en raison de ses caractéristiques qui sont représentées comme étant une ressource propre qui ne pollue pas l'environnement car elle ne laisse aucun gisement de soufre nocif et Émissions de gaz à effet de serre et sa rentabilité dans la production d'électricité par rapport à d'autres sources.

L'Algérie a connu une histoire riche dans le domaine du gaz, elle a ce qu'elle est riche dans ce domaine car elle contient d'énormes réserves de gaz naturel, elle se classe quatrième parmi les plus grands pays exportateurs de gaz naturel au monde après la Russie, le Canada et la Norvège, et se classe au premier rang parmi les pays du Moyen-Orient et du Nord Afrique. La première découverte de gaz naturel dans le désert algérien remonte à 1956 avec la découverte de Hassi R'mel, et plusieurs découvertes ont suivi par la suite, la société nationale Sonatrach installant une nouvelle usine de gaz dans le centre de production de Guellala (région de Haoud Berkaoui) au profit de la récupération et du traitement du gaz des trois principaux champs de cette région est HBK, BKA, GLA qui sont garantis d'être expédiées de ces champs à l'usine.



Depuis le début du siècle, l'exploitation du gaz naturel fait face à des difficultés liées au bouchage des pipelines avec des gisements cristallins, qui étaient initialement considérés comme de la glace. En fait, ces cristaux sont formés d'hydrates de gaz naturel. Au-dessus de la température de formation de glace.

Le problème de la formation d'hydrates dans les canalisations est devenu de plus en plus important ces dernières années, et en raison de l'exacerbation de ce problème, des méthodes innovantes doivent être abordées pour améliorer l'aspect technique et économique pour éviter la formation d'hydrates ou au moins réduire leur taille.

Dans cette mémoire, nous effectuerons une étude comparative de trois échantillons (mémoires) pour le même sujet, qui est le processus de traitement du gaz naturel par élimination des hydrates, le présent mémoire est organisé en deux parties:

Partie théorique : qui comporte trois chapitres :

- Chapitre I : « Présentation de la Direction Régionale Haoud Berkaoui et plus précisément l'unité de traitement de gaz du Guellala (UTG) ».
- Chapitre II: «généralité sur le gaz naturel et le traitement de gaz».
- Chapitre III: «Les hydrates de gaz et la déshydratation».

Partie pratique : qui sera une comparaison des résultats entre les mémoires suivantes:

**La première mémoire:**

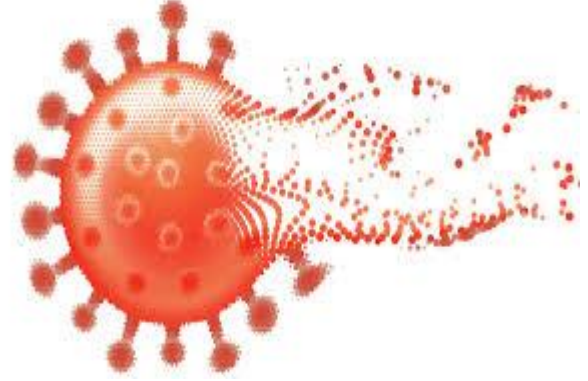
BOUBKERI Younes & SALHI Imane (2014) Vérification de l'unité de séchage de gaz naturel GLA / HBK

**La deuxième mémoire:**

BERTIMA El Hadj Belkacem & ARIBI Lakhdar (2013) LA DESHYDRATATION DU GAZ Techniques et Problèmes

**La troisième mémoire:**

HAMDI Zohra & KHERBACHE Rima (2009) REDMENSIONNEMENT DES  
SECHEURS DE GAZ DE L'UNITE DE Guellala



## **Chapitre I**

# **Présentation du champs de Haoud Berkaoui**

**I.1. Situation géographique:**

La région de Haoud Berkaoui représente l'une des dix (10) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

Sur la route RN° 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.

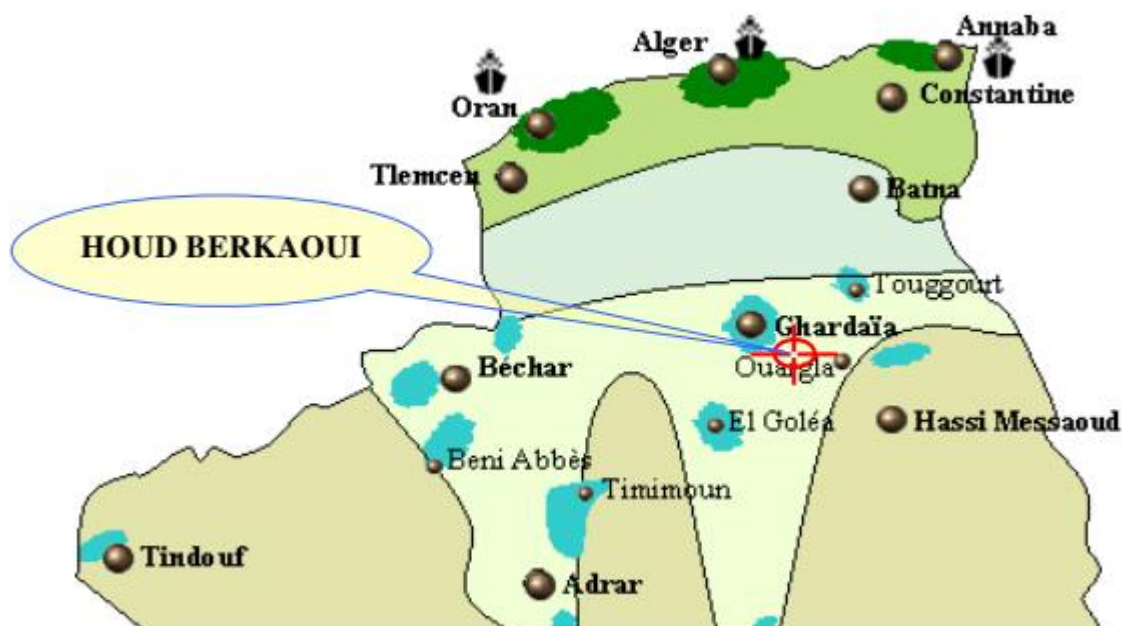
Cette région est située à 100 Km de Hassi Messaoud, à 770 Km au sud de la capitale (Alger), elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays.

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 m<sup>3</sup>, pour des réservoirs globaux en place de 472 millions de m<sup>3</sup>.

Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérés sont acheminées vers les différents centres de production de la région.

Il existe 3 centres principaux de production situés à Haoud Berkaoui, et Benkahla et Guellala. [2]



**Figure I.1 : Situation géographique de HOUAD BERKAOU**

✓ *Haoud Berkaoui :*

Sur une superficie de 175 km<sup>2</sup>, ce champ découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) par le forage du puits OK101, situé au sommet de l'anticlinal.

La mise en production de ce gisement a eu lieu en janvier 1967, la production HBK se compose d'une unité de séparation d'huile avec une capacité de 8000 m<sup>3</sup>/j, d'une autonomie de stockage de 13000 m<sup>3</sup>, d'une unité de Boosting gaz de 1 million m<sup>3</sup>/J, et d'une unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m<sup>3</sup>/j.

✓ *Le Champ de Benkahla:*

Le gisement de Benkahla a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie (FCPA) par le forage du puits OKP24.

Il s'étend sur une superficie de 72 km<sup>2</sup>, le centre de production de Benkahla, est composé d'une unité de séparation d'huile de 5000 m<sup>3</sup>/J, et d'une unité de Boosting gaz de 560000 m<sup>3</sup>/j, toute la production d'huile de BENKAHLA est expédiée vers le centre de production HBK.

✓ *Le Champ de Guellala:*

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01, sa mise en production date de février 1973.

Il s'étend sur une superficie de 35 km<sup>2</sup>, 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 m<sup>3</sup>/J, d'une unité de stockage de 15000 m<sup>3</sup>/j, et d'une unité de Boosting gaz de 762000 m<sup>3</sup>/j.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ 2,4 millions m<sup>3</sup>/j, sa capacité de récupération est estimée à 500 tonnes par jour pour le GPL et de 90 tonnes par jour pour le condensât.

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 m<sup>3</sup>/J [8]

❖ *La périphérie:*

Elle est composée de plus de 10 puits, la production de quelques puits est assurée par déplétion naturelle, les champs de la périphérie sont : N'gaussa, Draa Tamra, Guellala NordEst, Haniet El Beida et Boukhzana.

❖ *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, répartis sur 63 km<sup>2</sup> sur le bord oriental de la dépression Oued Mya, les plus importants de cette région sont ceux de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala, elle reforme les accumulations d'huile essentielle de cette zone, la série inférieure du trias argileux Gréseux (TAG) située à une profondeur moyenne de 3350 m, est le principale réservoir, productif d'huile du bloc 438 parmi les autres champs constituant la périphérie de cette région figurent Draa Tamra (DRT) et Guellala –Nord-Est.

Haoud Berkaoui est devenue une région autonome en 1976, alors qu'elle dépendait de la région de Hassi Messaoud, depuis le début de son exploitation. [8]

❖ Protection de l'environnement :

La région de Haoud Berkaoui est l'une des premières régions à fournir de grands efforts dans le domaine de la protection de l'environnement, cette région est dotée d'une station de déshuilage, d'une unité de récupération des gaz torchés, d'une station d'eau portable, et aura prochainement une station d'épuration des eaux usées. [8]

## **I.2. Caractéristiques de la région :**

✓ *Données climatiques :*

- La température maximale sous l'abri : 45°C.
- La température minimale sous l'abri : -5°C.
- La température souterraine maximale en été (à une profondeur de 1 m : 38°C).
- La température souterraine minimale en hiver (à une profondeur de 1 m : 18 °C).

✓ *Humidité relative :*

- Humidité maximale moyenne journalière : 45%.
- Humidité minimale moyenne journalière : 19%.



✓ *Altitude* :

Le niveau du sol est défini comme point standard, l'altitude du site (niveau fini)

- HBK : Niveau de la mer +225 m.

- BKH : Niveau de la mer +192 m.

-GLA : Niveau de la mer +222 m.

**Tableau I.1 : Les divisions de Haoud Berkaoui :**

<b>DIVISION</b>	<b>SERVICE</b>
<b>Division Approvisionnement et transport</b>	<b>Gestion stock, matériel, achat, maintenance véhicule, transport.</b>
<b>Division Engineering et Production</b>	<b>Essaie mesure, intervention, géologie, technique puits.</b>
<b>Division Exploitation</b>	<b>Exploitation GLA Exploitation HBK Laboratoire</b>
<b>Division Finance</b>	<b>Compatibilité générale. Compatibilité analytique. Juridique.</b>
<b>Division Intendance</b>	<b>Restauration. Hébergement. Plantation.</b>
<b>Division Maintenance</b>	<b>Instrumentation, méthode planification, mécanique, électricité, télécommunication.</b>
<b>Division Réalisation</b>	<b>Travaux construction, travaux entretien, électromécanique.</b>
<b>Division Sécurité</b>	<b>Prévention, intervention.</b>

<b>Division</b>	<b>Gestion paie</b>
<b>Personnel</b>	<b>Planification</b>
	<b>Administration</b>

### I.3. Description de l'UTG de guellala :

L'usine de traitement de gaz UTG de Guellala est conçue pour la récupération des gaz associés issus de la séparation du pétrole brut HP, MP, et BP des champs de HBK, GLA et BKA au lieu d'être torchés, elle a pour but de produire des produits conforme aux spécifications.[3]

✓ ***Le gaz commercial:***

Capacité : 1236 103 Nm<sup>3</sup>/j

Teneur en H<sub>2</sub>O : 50 ppm max à 10°C et 80,5 bars

Teneur en C<sub>5</sub>+ : 0,5 % mol. Max.

Pression : 74 bars

Température : 60°C

✓ ***Le GPL (gaz du pétrole liquéfié):***

Capacité : 500 T/J

Teneur en H<sub>2</sub>O : 50 ppm max

Teneur en C<sub>2</sub>- : 3 % max

Teneur en C<sub>5</sub>+ : 0,5 % max

Pression : 50 bars

Température : 60°C

✓ *Le gaz de Gaz-lift:*

Capacité : 424 000 Sm<sup>3</sup>/j

Teneur en H<sub>2</sub>O : 50 ppm vol. Max

Point de rosée : 10°C à 80,5 bars

Teneur en C<sub>5</sub>+ : 0,5 % mol. Max.

Pression : 140 bars

Température : 60°C

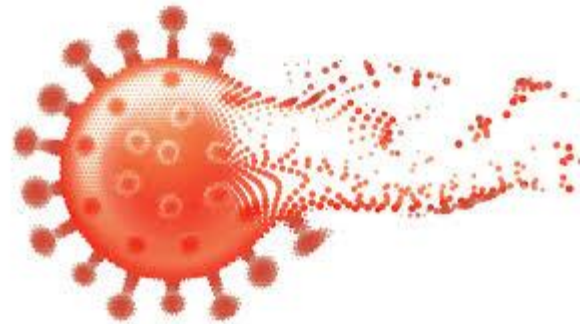
✓ *Le condensât :*

Capacité : 90 T/J

Point de bulle : 45°C à 2,5 bars

Pression : 10 bars

La capacité de traitement de l'UTG est de 2 369 103 Sm<sup>3</sup>/j



## **Chapitre II**

# **Généralités sur le gaz naturel et le traitement de gaz**

## II.1. Généralités sur le gaz naturel et le traitement du gaz

Le gaz naturel est un hydrocarbure qui forme une classe de composés organiques constitué de carbone et d'hydrogène.

A l'état brut (avant traitement), le gaz naturel se compose principalement de méthane; il peut contenir également, en quantités variables, de l'éthane, du propane, du butane et du pentane (souvent désignés collectivement sous le nom de liquides du gaz naturel (LGN). On y trouve parfois des constituants non énergétiques comme l'azote, le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène et l'eau. Le gaz naturel est débarrassé de la plupart des LGN et de tous les constituants non énergétiques, dans des usines de traitement, avant d'être mis sur le marché et introduit dans un gazoduc.

## II.2. 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, 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. [ 11]

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 ( $\text{CH}_4$ ). 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 ( $\text{H}_2\text{O}$ ), le soufre ( $\text{H}_2\text{S}$ ), dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), l'azote ( $\text{N}_2$ ) et même des traces de mercure (Cu) et d'hélium (He) qui seront presque éliminés après le passage au différents procédés de lavage spécifique a 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  $-161^\circ\text{C}$ . 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]

### II.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 ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane.

✓ *Gaz thermique:*

Au cours de l'évolution des sédimentaires, les sédiments sont portés à des températures et pressions croissantes, vont subir une dégradation thermique qui va donner à côté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbonés. [ 11]

### II.4. Les 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. [11]

## II.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.

### II.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/m<sup>3</sup>.

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 :

$$\text{Densité de gaz} = \frac{\text{Masse moléculaire}}{28,97}$$

### II.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 à la chaleur latente de vaporisation de l'eau. [4]

### **II.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).  
[ ]

## **II.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 ainsi 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  $0^\circ C$  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 laquelle doit se situer le pouvoir calorifique.

Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont présentées sur le tableau suivant:

Tableau II-1 : spécifications typiques pour un gaz commercial.

PCS	39100 à 39500 (KJ/m <sup>3</sup> )
Point de Rosée HC	Inférieur à -6°C.
Teneur en eau	Inférieur à 150ppm Vol.
Teneur en C <sub>5</sub> <sup>+</sup>	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.[2]

## II.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.

### II.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. [12]

**II.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.

Le procédé Hudson est plus performant, il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

**II.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]

**II.8. Les étapes de traitement :**

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

**II.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 l'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par absorption au glycol.

Le glycol hydraté ayant absorbé l'eau contenue dans les hydrocarbures est régénère 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.

**II.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.

**II.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 :**

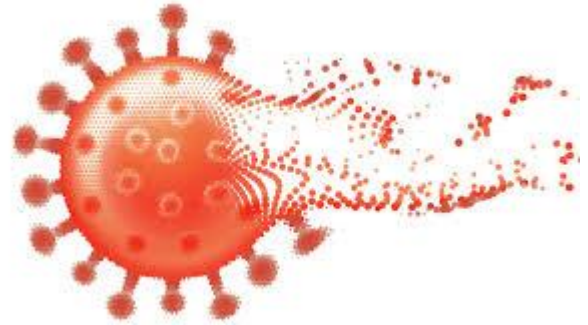
Elle permet d'éliminer tous les gaz légers tel que le méthane et l'éthane entraînés par les hydrocarbures liquides lors des différentes séparations dans les ballons.

**B. Le fractionnement :**

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

**Re-compression des gaz moyen pression**

Les gaz des séparateurs à moyenne pression (MP) ont les mêmes qualités que le gaz sec produit. C'est pourquoi ils sont récupérés puis re-comprimés avant d'être mélangés au gaz sec. Leur récupération permet d'éviter le torchage du gaz et d'éviter par voie de conséquence, la perte de production et la pollution de l'environnement.



## **Chapitre III**

# **Les hydrates de gaz et la déshydratation**

### III.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/m<sup>3</sup>. Ils se forment sous certaines conditions de pression et de température, dans les conduites de transport d'hydrocarbures qu'ils finissent par s'obturer 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.

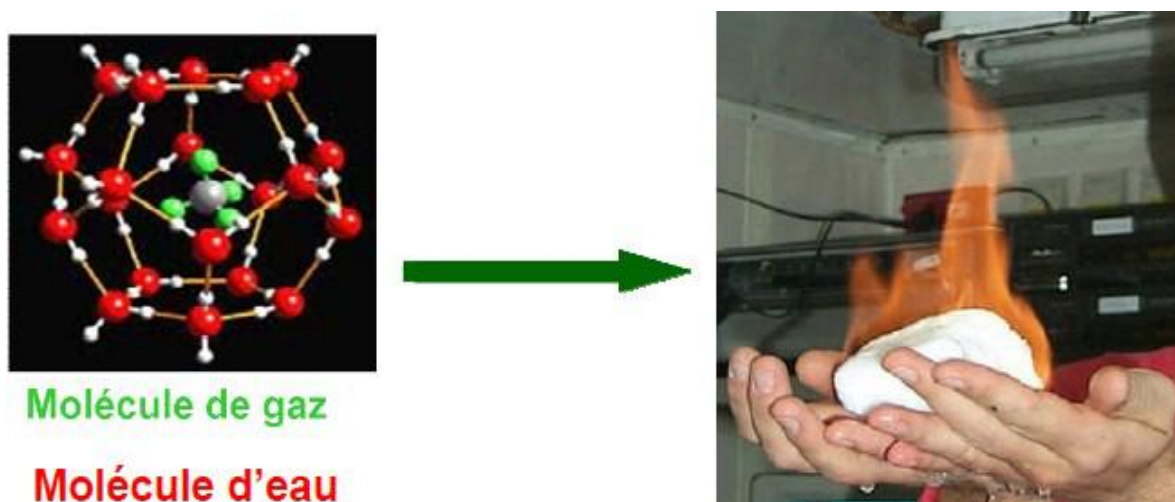


Figure III.1 : Les hydrates

### III.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]

### **III.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 III.2 : 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 correspondant.

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

Les molécules les plus petites ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ) 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.[2]

### III.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:  $2M_1 6M_2 46H_2O$ , 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  $5^{12}6^2$ ).

### III.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 a 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  $5^{12}6^4$ ).

### III.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

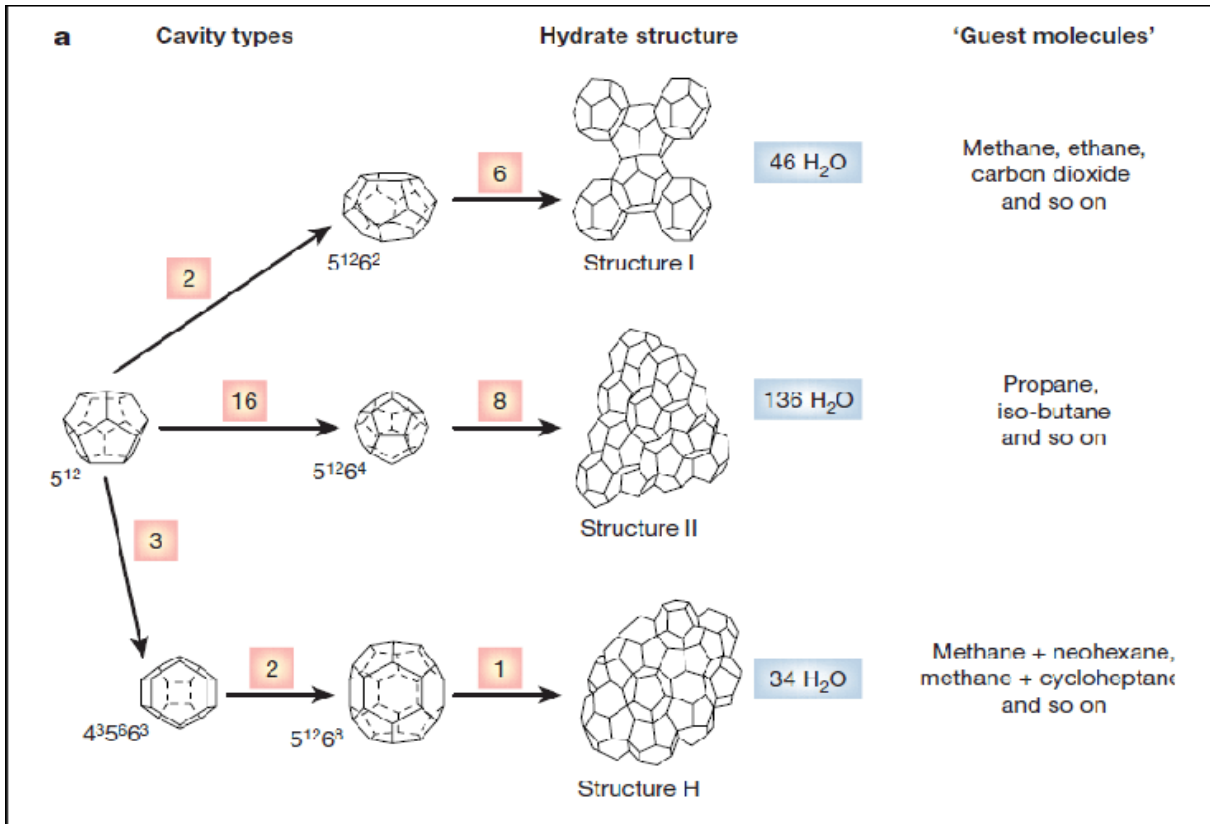


Figure III.3 : Structures des hydrates (Sloan,2003)

#### III.4. 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. [4]

#### III.4.1. 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.

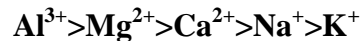
#### III.4.2. Réduction de pression :

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. [4]

#### III.4.3. 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 :



- 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. [4]

### **III.5. 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.6. Les méthodes de la déshydratation :**

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

#### **III.6.1. 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.6.2. 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. [7]

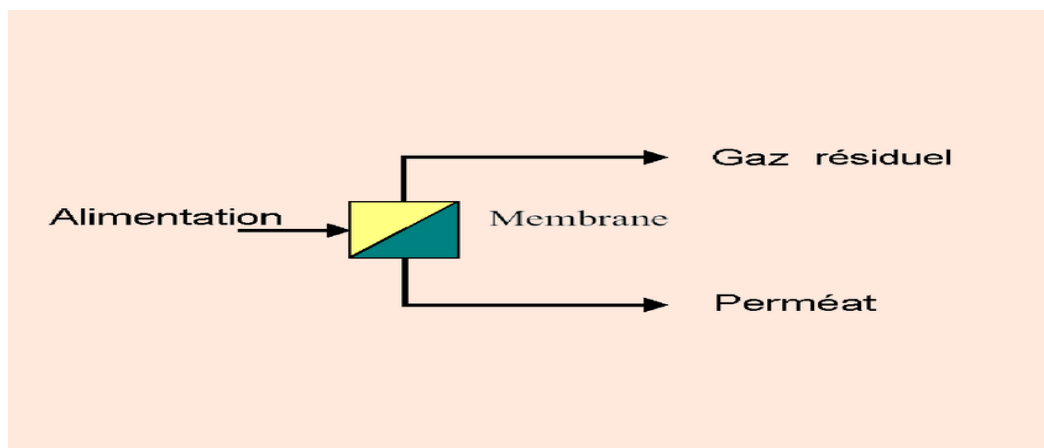


Figure III.4 : Déshydratation par membranes de perméation

### III.6.3. 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  $-200^{\circ}\text{C}$  et  $-500^{\circ}\text{C}$ .

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 utilisées lorsqu'il existe une légère formation d'hydrates.

### III.6.4. 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.

En générale il existe deux types d'adsorption :

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

- ✓ Mise en jeux 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 jeux des forces d'attraction dues aux liaisons chimiques ioniques.
- ✓ Elle est sélective mais la désorption nécessite une température très élevée.[2]

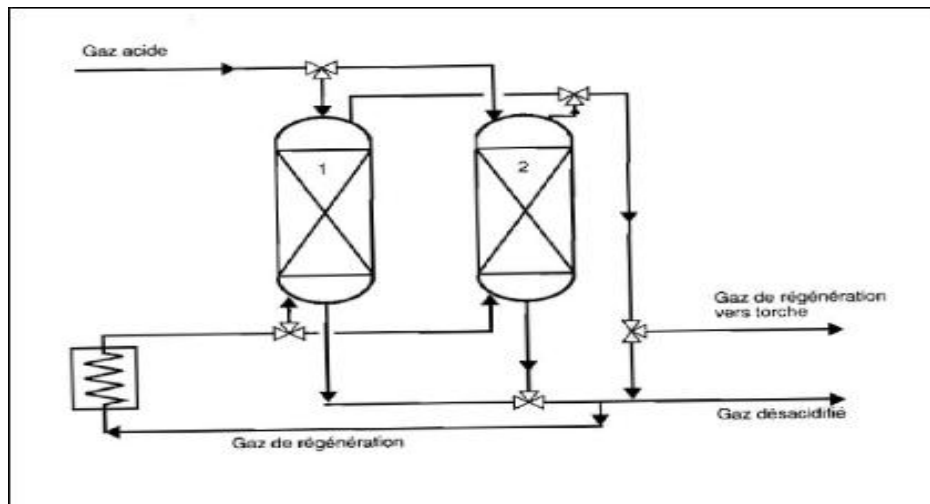


Figure III.5 : principe de déshydratation par adsorption



### III.7. 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.7.1. 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 poreux et disponible sous forme de poudre ou des grains, utilisé généralement pour la déshydratation de l'air.

#### III.7.2. Les alumines actives( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) :

L'alumine activée est une forme poreuse, amorphe et partiellement hydratée d'oxyde d'aluminium ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) 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  $\text{H}_2\text{O}$ ).

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

**III.7.3. 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.[6]

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.8. Déshydratation par tamis moléculaires :****III.8.1. 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 sa 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. [5]

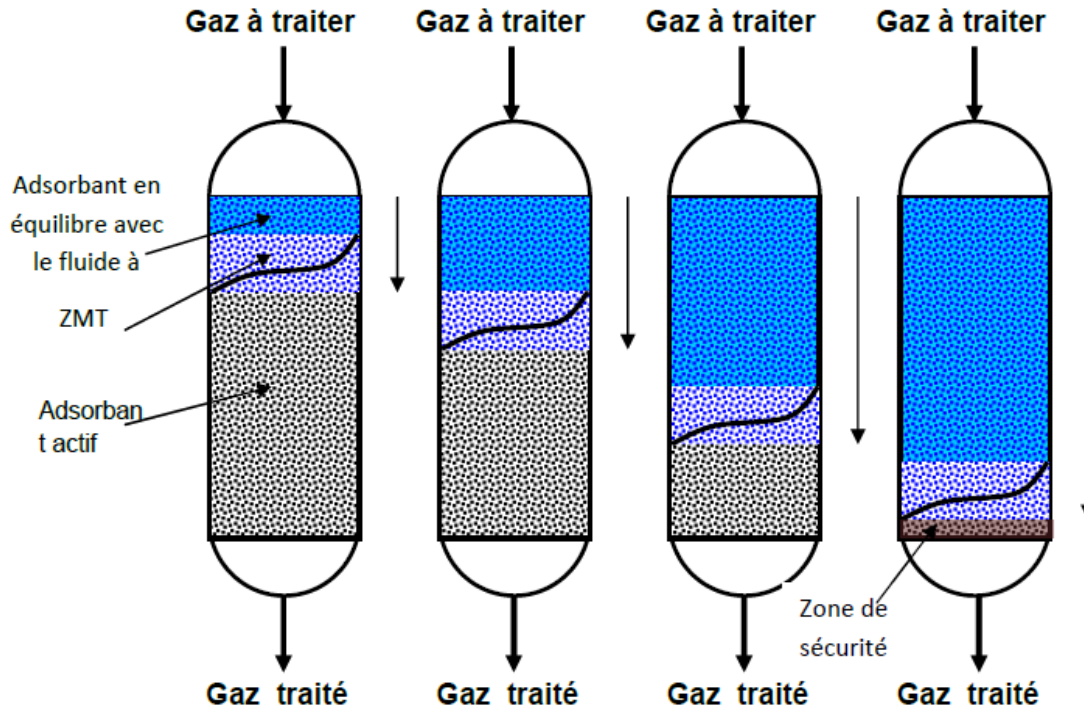


Figure III.6: Evolution de la ZTM au cours de l'adsorption.

### III.8.2. 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 <sup>o</sup> H <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	utilisé pour sécher les liquides polaires tels que le méthanol.
4A	4	molécules avec diamètre effectif < 4Å <sup>o</sup> CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	utilisé pour le séchage des vapeurs des hydrocarbures insaturés.
5A	5	molécules avec diamètre effectif < 5Å <sup>o</sup>	sert à séparer les paraffines normales des cycles hydrocarbonés par un processus d'adsorption sélective.
10X	8	isoparaffines, oléfines, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> molécules des diamètres effectifs < 8Å <sup>o</sup>	sert à la séparation des hydrocarbures pour le séchage des gaz et la purification de l'air

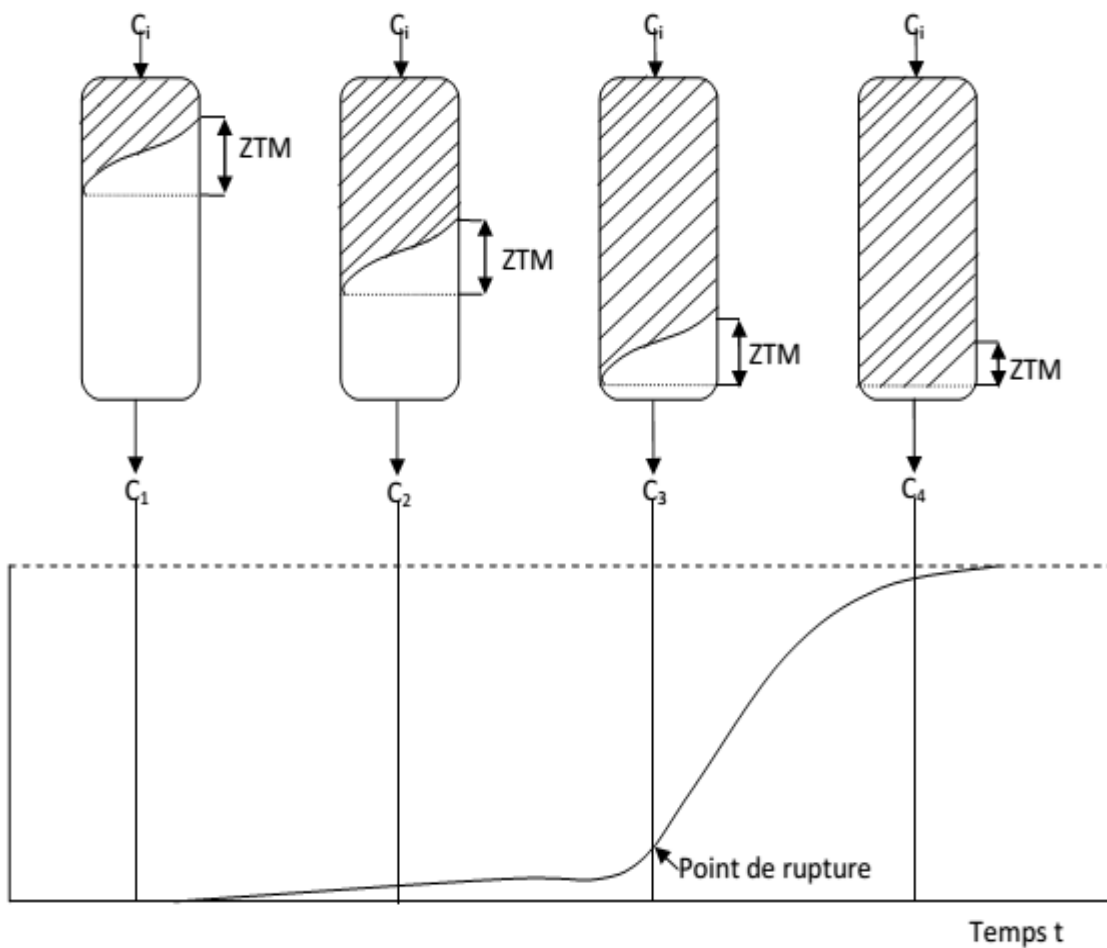
Cette sélectivité de tamisage qui repose sur la taille des molécules à laquelle il a été ajouté une préférence sélective pour les molécules polaires ou polarisables, augmentée d'une haute capacité dans des larges conditions opératoires, donne aux tamis moléculaires un très haut degré de sélectivité d'adsorption.[2]

### III.8.3. 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 essentiellement zéro.

Au fur et à mesure que la 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-7 : 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  $H_2O$  chute à zéro.

A 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.[2]

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  $C_0$  et  $C_s$ .

#### **III.8.4. 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 entrainement.
- Régénération par déplacement.

**III.8.4.1. 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 légèrement inférieure et 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 <sup>er</sup>	Sécheur	Service	Service	Régénération	Service
2 <sup>ème</sup>	Sécheur	Régénération	Service	Service	Régénération
3 <sup>ème</sup>	Sécheur	Service	Régénération	Service	Service

**III.8.4.2. 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 courts peut prendre quelque minutes.

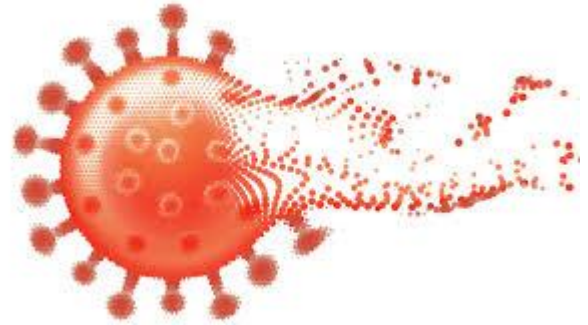
a) Régénération par entrainement :

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.

b) 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.[2]





## **Chapitre IV**

# **L'étude Comparative**

## Introduction

Lorsque le gaz est en contact avec l'eau, les liaisons hydrogène dans l'eau sont déformées. C'est le principal problème auquel le champ de Guellala a été confronté dans le processus de traitement du gaz, de sorte que le gaz doit passer à travers les sécheurs, ce qui réduira la teneur en eau du gaz et ça c'est ce qui sera discuté dans ce chapitre.

### IV.1. : Le binôme : Mr BOUBKERI Younes & SALHI Imane

- Ont entamé un sujet de « **Vérification de l'unité de séchage de gaz naturel GLA/HBK** » à Guellala :
- Dans leur sujet ils ont étudié ou bien faire une 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.
- Ils ont abouti aux résultats suivants :

#### IV.1.1. : Les calculs et les résultats de recalcule de la masse du tamis moléculaire :

**La composition du gaz à l'entrée de sécheur.**

**Tableau IV.1 : représente la composition de gaz entrée sécheur**

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

Méthode de calcul	$\sum Y_i$		$\sum Y_i M_i$	$\sum Z_i Y_i$
Total	100	$M_i$	24.6684	0.9936

Tableau IV.2 :Les caractéristiques des tamis utilisées :

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

✓ Les paramètres de service :

- Le débit de gaz:  $47916.76 \text{ m}^3/\text{h} = 1150000 \text{ Sm}^3/\text{jour}$ .
- La température de gaz :  $25^\circ\text{C} = (25 \times 1.8) + 32 + 460 = 537^\circ\text{R}$ .
- La pression de gaz :  $25 \text{ bars} = 25.145 = 362.5 \text{ psi}$ .

✓ Les résultats de calculs :

Les résultats de calculs sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.3 : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (v403 A/B/C).

Grandeur	Unité	Valeur calculé
Vitesse massique admissible (G)	lb/h ft <sup>2</sup>	2335.509925
Vitesse superficielle ( $V_{gmax}$ )	ft/mn	21.88582105
Diamètre minimal ( $D_{min}$ )	Ft	<b>7.753201572</b>
Quantité d'adsorbat ( $Q_{eau}$ )	lb <sub>H<sub>2</sub>O</sub> /h ft <sup>2</sup>	2.312603047
Hauteur de zone de transfert de masse ( $H_z$ )	Ft	1.96493438

<b>Capacité d'adsorption à la saturation (X)</b>	lb/100 lb	22
<b>La masse de tamis moléculaire</b>	Lb	<b>11723.22768</b>
<b>Quantité d'adsorbant adsorbé par cycle (W)</b>	lb <sub>H<sub>2</sub>O</sub> / cycle	1289.438938
<b>Hauteur d'équilibre (H<sub>éq</sub>)</b>	Ft	5.750089741
<b>Hauteur totale de lit (H<sub>T</sub>)</b>	Ft	<b>6.634310212</b>
<b>Temps de service (T<sub>S</sub>)</b>	H	<b>11.7962963</b>
<b>Temps de saturation (T<sub>sat</sub>)</b>	H	<b>13.61027262</b>

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

**Tableau IV.4 : Comparaison entre les valeurs obtenues avec ceux de design.**

Grandeur	Valeur calculée	Valeur du design
<b>Diamètre minimal (D<sub>min</sub>)</b>	7.753201572 ft	6.557377 ft
	2.36 m	2 m
<b>La masse de tamis moléculaire</b>	11723.22768 lb	4320 Kg
	5300 Kg	
<b>Hauteur totale de lit (HT)</b>	6.634310212 ft	2 m
	2.0208 m	
<b>Temps de service</b>	11.7962963 h	12 h
<b>Temps de saturation (T<sub>sat</sub>)</b>	13.61027262 h	13 h

#### IV.1.2. La régénération du tamis moléculaire :

##### IV.1.2.1. 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 dessiccants.
- 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.

**Tableau IV.5 : Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération**

La quantité de chaleur consommée pendant les périodes	Période A	Période B	Période C
La quantité de chaleur de dessicant . (kcal)	80784 kcal	76032 kcal	95040 kcal
La quantité de chaleur des billes céramiques	13872 kcal	13056 kcal	16320 kcal
La quantité de chaleur de la colonne à l'état vide (parois) .(kcal)	183600	172800	216000
La quantité de chaleur de l'eau adsorbée. (kcal)	3063.4	2883.2	3604
La quantité de chaleur des hydrocarbures adsorbés . (kcal)	199.121	187.408	234.26
Chaleur latente de vaporisation des hydrocarbures. (kcal)	34003.74	32003.52	40004.4
La quantité de chaleur totale .(kcal)	315522.261	296962.128	371202.66

IV.1.2.2. Calcul de débit du gaz de régénération nécessaire pour le chauffage :

Donc, les chaleurs spécifiques seront égales :

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

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

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

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

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

Calcul de débit du gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement :

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

On a conclue que:

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.

L'unité de GLA nous a permis d'étudier la méthode de déshydratation, 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.

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.

## IV.2. :Le binôme : Berretima El Hadj Belkacem & Aribi Lakhdar

- Ont entamé un sujet de **LA DESHYDRATATION DU GAZ Techniques et Problèmes** à Guellala :
- Dans leur sujet ils ont étudié le redimensionnement et l'optimisation des paramètres de fonctionnement de la section de déshydratation gaz de l'unité GLA/HBK avec 60% et 40% de la charge.
- Ils ont abouti aux résultats suivants :

### IV.2.1. : Les calculs et les résultats de recalcul de la masse du tamis moléculaire :

La composition du gaz à l'entrée de sécheur.

**Tableau IV.6 : représente la composition de gaz entrée sécheur**

Elément	Masse moléculaires		Ponds	Facteur de compressibilité Z
	% Molaire	(g/mol)	moléculaires Mi	
<b>N2</b>	2.83	28.013	0.7059	0.9997
<b>CO2</b>	0.55	44.01	0.2420	0.9944
<b>CH4</b>	62.36	16.049	10.0084	0.9980
<b>C2 H6</b>	20.48	30.08	6.1603	0.9915
<b>C3 H8</b>	9.55	44.11	4.2125	0.9821
<b>i-C4 H10</b>	0.83	58.141	0.4825	0.9680
<b>n-C4 H10</b>	2.44	58.141	1.4186	0.9650
<b>i-C5 H12</b>	0.33	72.17	0.2381	0.9480
<b>n-C5 H12</b>	0.62	72.17	0.4474	0.9370
<b>n-C6 H14</b>	0.01	86.202	0.008	0.9130
<b>Méthode de calcul</b>	$\sum Y_i$		$\sum Y_i M_i$	$\sum Z_i Y_i$
<b>Total</b>	100	Mi	24.01	0.9936

Tableau IV.7: caractéristique des adsorbants.

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

✓ Les paramètres de service:

- Température de service:  $25^{\circ}\text{C} = (25 \times 1.8) + 32 = 77^{\circ}\text{F}$
- Pression de service: 25 bars = 25.145 = 362.5psi.
- Débit de gaz QV = 52000 (m<sup>3</sup>/h)

✓ Les résultats de calculs :

Les résultats de calculs sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.8 : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (v403 A/B/C).

Grandeur	Unité	Valeur calculé
Vitesse massique admissible (G)	lb/h ft <sup>3</sup>	2160.969083
Vitesse superficielle (V <sub>gmax</sub> )	ft/mn	23.69097106
Diamètre minimal (D <sub>min</sub> )	Ft	<b>8.28029</b>
Quantité d'adsorbat (Q <sub>eau</sub> )	lb <sub>H<sub>2</sub>O</sub> /h ft <sup>2</sup>	2.602281464
Hauteur de zone de transfert de masse (H <sub>Z</sub> )	Ft	2.064718127
Capacité d'adsorption à la saturation (X)	lb/100 lb	22
Temps de cycle t <sub>c</sub>	H	<b>12</b>
Quantité d'adsorbant adsorbé par cycle (W)	lb <sub>H<sub>2</sub>O</sub> / cycle	1652.04



<b>Hauteur d'équilibre (<math>H_{\text{eq}}</math>)</b>	Ft	3.244955941
<b>Hauteur totale de lit (<math>H_T</math>)</b>	Ft	<b>4.174079098</b>
<b>Temps de service (<math>T_S</math>)</b>	H	<b>11.7962963</b>
<b>Temps de saturation (<math>T_{\text{sat}}</math>)</b>	H	<b>13.08262474</b>

#### IV.2.2. *La régénération du tamis moléculaire :*

##### IV.2.2.1. Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération :

Généralement, l'adsorption d'un lit fixe fait 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 quantité 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.

Le cycle de régénération peut être divisé en quatre (04) périodes différentes.

La température de chaque période dépend de la température du gaz de régénération et de son débit.

Selon les données pratiques  $T_H$  température maximale qui est  $240^\circ\text{C}$ .

- 1) Pendant la période (A) presque tous les hydrocarbures adsorbés sont extraits de l'adsorbant en atteignant la température  $T_2=110^\circ\text{C}$  ;
- 2) Pendant la période (B) la totalité de l'eau contenue dans le lit atteint la température  $T_3$
- 3) Pendant la période (C) se déroule l'épuration définitive du lit entre la température  $T_3$  et  $T_H$  ;
- 4) Pendant la période (D) correspondant au refroidissement du lit jusqu'à la température  $T_5=25^\circ\text{C}$ .

**Tableau IV.9: La régénération du tamis moléculaire**

La quantité de chaleur consommée pendant les périodes	Période A	Période B	Période C
1. Chaleur nécessaire pour le chauffage des dessiccants.(kcal)	80784	76032	47520
2. Chaleur nécessaire pour le chauffage de la colonne vide.(kcal)	13872	13056	720
3. Chaleur nécessaire pour le chauffage des billes céramiques.(kcal)	183600	172800	108000
4. Chaleur nécessaire pour le chauffage de l'eau.(kcal)	3063.4	2883.2	1802
5. Chaleur nécessaire pour le chauffage des hydrocarbures.(kcal)	1991.21	187.408	117.13
6. Chaleur nécessaire pour l'évaporation des hydrocarbures.(kcal)	34003.74	32003.52	20002.2
Quantité de chaleur totale . (kcal)	349045.785	326658.3408	178161.33

#### IV.2.2.2. Débit de régénération nécessaire pour le chauffage

Le temps de régénération est de 6 heures (3h de chauffage, 2.75h de refroidissement et 0.25 en stand by)

$$G_{ch}=7391.4377 \text{ kg/h}$$

Débit de gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement

Débit de gaz de refroidissement (Gref) et de température  $T5=25^{\circ}\text{C}$

$t_d = 2.75\text{h}$  temps de refroidissement

$$\mathbf{Gref=3354.526075\text{ kg/h}}$$

On a conclue que :

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 entrainer des problème 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 quelque soit la saison .

L'étude de la section de déshydratation (UTG/GLA) nous a permis de recalculer les dimensions des sècheurs existants au niveau de l'unité.

Les calculs nous ont montrés que les dimensions trouvées, ainsi que le temps de saturation nous assurent une bonne efficacité de déshydratation

### **IV.3. Le binôme : Mr Hamdi Zohra & Kherbache Rima**

- Ont entamé un sujet de «**REDMENSIONNEMENT DES SECHEURS DE GAZ DE L'UNITE DE Guellala** »
- Dans leur sujet ils ont étudié ou bien faire une vérification des dimensions des sècheurs 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.
- Ils ont abouti aux résultats suivants :

## IV.3.1. Les calculs et les résultats de recalcul de la masse du tamis moléculaire :

La composition du gaz à l'entrée de sécheur.

Tableau IV.10: représente la composition de gaz entrée sécheur

Elément	% Molaire	Masse moléculaires (g/mol)	Ponds moléculaires $M_i$	Facteur de compressibilité $Z$
<b>N2</b>	2.83	28.013	0.7927	0.9997
<b>CO2</b>	0.55	44.01	0.2420	0.9944
<b>CH4</b>	62.36	16.049	10.0084	0.9980
<b>C2 H6</b>	20.48	30.08	6.1603	0.9915
<b>C3 H8</b>	9.55	44.11	4.2125	0.9821
<b>i-C4 H10</b>	0.83	58.141	0.4825	0.9680
<b>n-C4 H10</b>	2.44	58.141	1.4186	0.9650
<b>i-C5 H12</b>	0.33	72.17	0.2381	0.9480
<b>n-C5 H12</b>	0.62	72.17	0.4474	0.9370
<b>n-C6 H14</b>	0.01	86.202	0.008	0.9130
<b>Méthode de calcul</b>	$\sum Y_i$		$\sum Y_i M_i$	$\sum Z_i Y_i$
<b>Total</b>	100	$M_i$	24.01	0.9936

Tableau IV.11: caractéristique des adsorbants.:

Caractéristiques	(1/16")	(1/8")
<b>Type de tamis</b>	4°A	4°A
<b>Diamètre des pores (°A)</b>	4.2	4.2
<b>Masse volumique (lb/ft3)</b>	43	44.64
<b>Diamètre des particules (ft)</b>	0.0052	0.0104
<b>Longueur des particules</b>	0.0131	0.0197
<b>Capacité d'adsorption lb H2O/100lb adsorption</b>	22	22
<b>Capacité résiduelle d'adsorption après régénération</b>	2.4	2.7
<b>Efficacité (%)</b>	70	70

✓ Les paramètres de service :

- Le débit de gaz: 60000 m<sup>3</sup>/h
- La température de gaz : 25°C = (25×1.8) +32+460 = 537°R.
- La pression de gaz : 25°C = 25×14.7 =367.5psi.

✓ Les résultats de calculs :

Les résultats de calculs sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.12: Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (v403 A/B/C).**

Grandeur	Unité	Valeur (1/16")	Valeur (1/8")	
<b>Vitesse massique admissible (G)</b>	lb/h ft <sup>2</sup>	2175.821629	3132.219686	44.23
<b>Vitesse superficielle (V<sub>gmax</sub>)</b>	ft/mn	23.5292522	33.93658823	44.23
<b>Diamètre minimal (D<sub>min</sub>)</b>	Ft	8.865876777	7.382299556	16.73
		=2.7022305m	=2.250051m	
<b>Quantité d'adsorbat (Q<sub>eau</sub>)</b>	lb <sub>H2O</sub> /h ft <sup>2</sup>	2.794831415	4.03102666	44.23
<b>Hauteur de zone de transfert de masse (H<sub>Z</sub>)</b>	Ft	2.192842739	2.376542568	8.37
		=0.668356538m	=0.724346409m	
<b>Capacité d'adsorption à la saturation (X)</b>	lb/100 lb	22	22	
<b>Temps de cycle t<sub>c</sub></b>	h	11.7963	11.7963	
<b>Quantité d'adsorbant adsorbé par cycle (W)</b>	lb <sub>H2O</sub> / cycle	2034.329307	2034.329307	
<b>Hauteur d'équilibre (H<sub>éq</sub>)</b>	Ft	3.48505914	4.841885066	38.93
		=1.062211175m	=1.4757582883m	
<b>Hauteur totale de lit (H<sub>T</sub>)</b>	Ft	4.47183	5.91132=1.8017m	32.21
<b>Temps de saturation (T<sub>sat</sub>)</b>	H	15.13636	14.40178	4.82

Tableau IV.13: Résultats de calcul pour le débit  $Q_v=40000 \text{ m}^3/\text{h}$ 

Grandeur	Unité	Valeur (1/16")	valeur(1/8")	Erreur relative
Vitesse massique admissible (G)	lb/h ft <sup>2</sup>	2175.821629	3138.219686	44.23
Vitesse superficielle ( $V_{gmax}$ )	ft/mn	23.5292522	33.93658823	44.23
Diamètre minimal ( $D_n$ )	ft	7.238958065	6.027622347	16.73
		2.206362029m	1.837159015m	
Quantité d'adsorbat ( $Q_{eau}$ )	IbH <sub>2</sub> O /h ft <sup>2</sup>	2.794831423	4.03102666	44.23
Hauteur de zone de transfert de masse ( $H_z$ )	ft	2.19284274	2.393353969	8.37
		=0.668356538m	=0.729470356m	
Capacité d'adsorption la saturation (X)	lb/100 lb	22	22	
Temps de cycle $t_c$	h	11.7963	11.7963	
Quantité d'adsorbant adsorbé par cycle (W)	IbH <sub>2</sub> O/cycle	1356.075856	1356.075856	
Hauteur d'équilibre ( $H_{éq}$ )	ft	3.485059152	4.841885066	38.93
		1.062211179m	1.475758149m	
Hauteur totale de lit ( $H_T$ )	ft	4.47183=1.36296m	5.91188	32.21
			=1.8018m	
Temps de saturation ( $T_{sat}$ )	h	15.13637067	14.42022115	4.82

### IV.3.2. *La régénération du tamis moléculaire :*

#### IV.3.2.1. Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération :

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

Le chauffage d'une substance adsorbé 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 200et 300°C.

La quantité de chaleur nécessaire pour la régénération est la somme de quantité 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.

IV.3.2.2. Régénération sur tamis moléculaires (1/16")

Tableau IV.14 :Régénération sur tamis moléculaire (1/16")

La quantité de chaleur consommée pendant les périodes	Période A	Période B	Période C
-Chaleur nécessaire pour le chauffage des dessiccants.(kcal)	80784	76032	47520
-Chaleur nécessaire pour le chauffage de la colonne vide.(kcal)	183600	172800	108000
-Chaleur nécessaire pour le chauffage des billes céramiques.(kcal)	13872	13056	720
-Chaleur nécessaire pour le chauffage de l'eau. (kcal).	3063.4	2883.2	1802
-Chaleur nécessaire pour le chauffage des hydrocarbures.(kcal)	1991.21	187.408	117.13
Chaleur nécessaire pour l'évaporation des hydrocarbures.(kcal)	34003.74	32003.52	20002.2
<b>Quantité de chaleur totale. (kcal)</b>	<b>349045.785</b>	<b>326658.3408</b>	<b>178161.33</b>

✓ Débit de gaz de régénération pour le chauffage total :

Le temps de régénération est de 6 heures ( 3 h de chauffage , 2.75 h de refroidissement et 0.25en stand-by )

$$G_{ch} = 7391.4377 \text{ kg/h}$$



✓ Débit de gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement :

$$G_{rf}=3354.526075 \text{ kg/h}$$

IV.3.2.3. :Régénération sur tamis moléculaires (1/8")

**Tableau IV.15: Régénération sur tamis moléculaire (1/8") :**

La quantité de chaleur consommée pendant les périodes	Période A	Période B	Période C
<b>-Chaleur nécessaire pour le chauffage des dessiccants.(kcal)</b>	84711	79728	49830
<b>-Chaleur nécessaire pour le chauffage de la colonne vide.(kcal)</b>	13872	72800	108000
<b>-Chaleur nécessaire pour le chauffage des billes céramiques.(kcal)</b>	13872	13056	8160
<b>-Chaleur nécessaire pour le chauffage de l'eau. (kcal).</b>	2552.55	2402.4	1501.5
<b>-Chaleur nécessaire pour le chauffage des hydrocarbures.(kcal)</b>	165.91575	156.156	97.5975
<b>Chaleur nécessaire pour l'évaporation des hydrocarbures.(kcal)</b>	28333.305	26666.64	16666.65
<b>Quantité de chaleur totale. (kcal)</b>	344558.2478	324290.1156	202681.3223

✓ Débit de gaz de régénération pour le chauffage total :

$$G_{ch}=7889.81654 \text{ kg/h}$$

✓ Débit de gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement :

$$G_{rf} = 3625.4229 \text{ kg/h}$$

On a conclue que :

Le marché énergétique exige toujours de faible teneurs d'eau dans le gaz naturel destiné pour la combustion ou l'alimentation des complexes chimiques ou pétrochimique, vu les dégâts et les dangers qui représente l'eau associée (corrosion, Bouchages, etc.)

Pour respecter cette teneur, un bon fonctionnement des déshydrateurs de gaz devient donc une obligation dans les complexes gaziers, d'où parvient l'optimisation des paramètres opératoires de la section de déshydratation su gaz produit, et qui permet d'atteindre cette teneur d'une manière efficace.

Notre travail consiste à redimensionner et optimiser les paramètres de fonctionnement de la section de déshydratation du gaz de l'unité GUELLALA/ HBK avec 60% et 40 % de la charge à savoir :

- Les nouvelles dimensions (Diamètre et Hauteur) des déshydrateurs avec les tamis (1/16") et (1/8")
- Le temps de saturation des tamis moléculaires
- Le taux d'exploitation de ces tamis

Après les calculs on a trouvé que les dimensions des sécheurs ne sont pas loin de ceux du design, et que le temps de saturations est plus grand (15.13 heures) ce qui nous assure une bonne déshydratation vu le bon rendement calculé (97.5%) qui reflète la bonne exploitation des tamis moléculaires.

#### **IV.4. : Discussions et commentaires**

En étudiant les résultats des trois mémoires obtenues dans l'unité GLA, nous avons constaté que les trois mémoires :

- 1) Mémoire : VEREFICATION DE L'UNITE DE SECHAGES DE GAZ NATUREL GLA / HBK
- 2) Mémoire : LA DESHYDRATATION DU GAZ (Techniques et Problèmes)
- 3) Mémoire : REDMENSIONNEMENT DES SECHEURS DE GAZ DE L'UNITE DE Guellala

Étudiaient un type de tamis moléculaire (1/16"), mais la troisième mémoire différait pour l'étude d'un deuxième type de tamis moléculaire (1/8")

❖ Tamis moléculaire (1/16")

Après le calcul des dimensions des sécheurs à base de tamis moléculaire (V403 A/B/C) des trois mémoires, on distingue que la section de déshydratation est sous-dimensionnée,

Nous trouvons les résultats suivants :

**Première mémoire :**

- Le diamètre de sécheur  $D=2,36\text{m}$  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  $M=5300\text{ Kg}$  au lieu de 4320 Kg valeur du design.

**Deuxième mémoire :**

La diminution de débit d'alimentation 50% par rapport au débit de design

- Le diamètre de sécheur deviendra  $D=2,52\text{m}$ .
- La hauteur de sécheur deviendra  $H=1,27\text{m}$ .
- Le temps de saturation  $T_{\text{sat}}=13,1\text{h}$ .

**Troisième mémoire :**

La diminution de débit d'alimentation 60% par rapport au débit de design

- ✓ Le diamètre de sécheur  $D=2,36\text{m}$  au lieu de 2 m valeur du design.
- ✓ La hauteur de sécheur  $H=2.02$  au lieu de 2 m valeur du design.
- ✓ Le temps de saturation  $T_{\text{sat}}=13,1\text{h}$ .

La diminution de débit d'alimentation 40% par rapport au débit de design

- ✓ Le diamètre de sécheur  $D=2,20\text{m}$  au lieu de 2 m valeur du design.
- ✓ La hauteur de sécheur  $H=1.36$  au lieu de 2 m valeur du design.
- ✓ Le temps de saturation  $T_{\text{sat}}=15.13\text{h}$ .

❖ Tamis moléculaire (1/8")

**Troisième mémoire:**

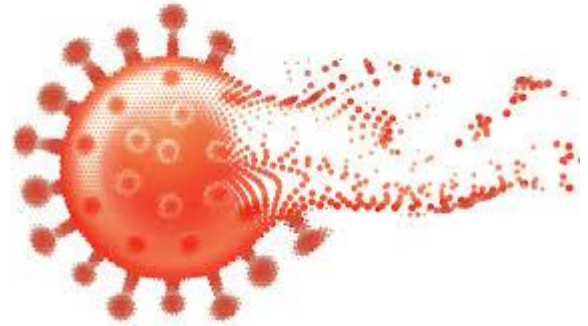
La diminution de débit d'alimentation 60% par rapport au débit de design

- ✓ Le diamètre de sécheur deviendra  $D=2.25\text{m}$  ;
- ✓ La hauteur de sécheur deviendra  $H=1,80\text{m}$  ;
- ✓ Le temps de saturation  $T_{\text{sat}}=14.40\text{h}$ .

La diminution de débit d'alimentation 40% par rapport au débit de design

- ✓ Le diamètre de sécheur deviendra  $D=1.83\text{m}$  ;
- ✓ La hauteur de sécheur deviendra  $H=1,80\text{m}$  ;
- ✓ Le temps de saturation  $T_{\text{sat}}=14.42\text{h}$ .

Comparés aux dimensions des sécheurs existants :  $D=2\text{m}$ ,  $H=2\text{m}$ ,  $T_{\text{sat}}=13\text{h}$  on déduit que les nouvelles dimensions assurent un bon fonctionnement des sécheurs et un temps de saturation plus grand que celui du design, ce qui nous rassure de ne plus avoir de molécule d'eau à la sortie du sécheur.



# **Conclusion**

## **Générale**

## Conclusion générale

Vu l'état de santé de notre pays, aucun stage n'a été réalisée. La propagation de la pandémie du COVID19 dans le monde a bloqué presque toutes les activités éducatives, culturelles, sportives, économiques et même politiques. 3è

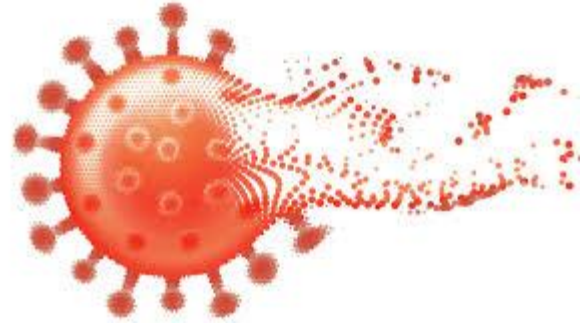
Pour cela, Notre étude s'est basée sur la recherche de plusieurs mémoires de fin d'études précédentes , cela nous a permis d'enrichir nos connaissances et nos information dans le domaine des carburants et du gaz .

Le gaz naturel joue un rôle de plus en plus important dans l'énergie, son exploitation et son traitement étant notamment confrontés à des difficultés liées au colmatage, à la corrosion, voire au risque de contamination des canalisations par la présence de gaz acides, d'eau, etc.

Il est donc nécessaire de le traiter, en éliminant les impuretés pour le rendre utilisable et distribuable et pour être adapté à tous les critères de commercialisation.

L'une des stations d'épuration indispensables dans ce processus est l'étape d'élimination de l'eau, qui est l'élimination des hydrates via des convoyeurs, et c'est ce que nous avons étudié à travers les trois échantillons sélectionnés.

Nous avons déduit de notre étude des mémoires que l'unité Guellala dans laquelle ils ont mené la formation effectue un traitement supplémentaire en vérifiant les dimensions des sècheurs et de la masse du tamis moléculaires, ce qui a montré que les valeurs calculées dans chacune des mémoires sont supérieures à celles du design, ce qui signifie que l'unité est de sous dimensionné.



# **Références**

# **Bibliographiques**

## **Références Bibliographiques :**

[1] : Aribi , Lakhdar . La Déshydratation par tamis moléculaires , Ingénieur de Gaz naturel . université d'OUARGLA . 2013 .

[2] : Boubekeri younes , Salhi imane . Vérification de l'unité de séchage de gaz naturel GA/HBK . Ingénieur de Gaz naturel . université d'OUARGLA . 2015 .

[3] : BERTIMA EL Hadj Belkacem , ARIBI LAKHDER . LA DESHYDRATATION DU GAZ Techniques et Problèmes. université d'OUARGLA . 2012 .

[4] : GRABSI MOHAMMED , BELACHIA HICHAM . Etude de la cause dégradation prématurée des tamis moléculaires au niveau du train 70/ Rhourde-Nouss . université d'OUARGLA . 2015 .

[5] : HAMDI ZOHRA , KHERBACHE RIMA . Redimensionnement des sécheurs de gaz de l'unité de guellala. université d'OUARGLA . 2010 .

[6] : M.H. SELLAMI . Cours de traitement du gaz naturel . université d'OUARGLA . 2013 .

[7] : AOUADI HOUSSEM EDDINE . Optimisation de cycle des sécheurs D-301 A/B/C de TFT . université d'OUARGLA . 2017 .

[8] : Rapport de stage .2015

[9] : Cite Internet

[www.google.com](http://www.google.com)

[www.sonatrach-dz.com](http://www.sonatrach-dz.com)

[10] :

[11] : Ferhat Hocine , Ad Abbes . La déshydratation du Gaz à la région de stah. Université Echahid Hamma Lakhdar. El Oued . 2016 .

[12] : HAFANI Mustapha . Problèmes Rencontrés dans le Séchage du Gaz Naturel . UNIVERSITE ABDELHAMID IBN BADIS DE MOSTAGANEM . 2011 .