

N° d'orde:  
N° de série:

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**



**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**



**Faculté des hydrocarbures, énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers**  
**Département de production des hydrocarbures**  
**Option: Production**

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES POUR OBTENIR LE DIPLÔME DE MASTER**

**Thème :**

**Etude et optimisation de la section de déshydratation  
du complexe gazier d'Ohanet.**

Présenté Par : **GABOUSSA Ali & GASMI Abdelkarim & MORSLI Siradj**

Soutenue le: 23/ 05 / 2016 devant le jury d'examen:

**Président:** AGOUNE Rachide

Univ. Ouargla

**Rapporteur:** CHETTI Djamel eddine

Univ. Ouargla

**Examineurs:** MEHASOUEL Ammar

Univ. Ouargla

**ANNEE UNIVERSITAIRE : 2015/2016**



# REMERCIEMENTS

*En premier lieu, nous tenons à remercier le bon Dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force d'accomplir ce travail.*

*Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr. CHETTI Djamel Eddine pour ses conseils et les efforts fournis durant ce travail.*

*Je tiens à remercier Mr. AGOUNE Rachide, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. MEHASOUEL Ammar qui a accepté d'examiner mon travail.*

*A tous les enseignants qui nous ont aidés tout au long de notre formation.*

*Nous voudrions aussi exprimer toute notre gratitude à Tout le personnel de la région d'OHANET pour l'orientation, les conseils et le support documentaire dont ils nous ont fait profiter durant notre stage.*

*Enfin nous tenons à remercier tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin durant nos études, en particuliers nos familles.*

*Ali & Abdelkarim & Siradj*



# Dédicace

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A tous mes frères et sœurs.*

*A tous les habitants de Metfili.*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte.*

*M. Siradj*

# Dédicace

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A tous mes frères et sœurs.*

*A tous les habitants d'El oued*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte.*

*G. Ali*

# Dédicace

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A tous mes frères et sœurs.*

*A tous les habitants d'Elhadjira.*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte.*

*G. Abdelkarim*

## Liste des figures

<b>Figure</b>	<b>page</b>
Figure-I.1: Situation géographique de l'usine d'Ohanet en Algérie	<b>02</b>
Figure-I.2 : Schéma simplifié de «CPF»	<b>04</b>
Figure-II.1 : Structures des hydrates.	<b>07</b>
Figure-II.2 : Bouchon d'hydrate	<b>08</b>
Figure-II.3 : Unité de déshydratation de gaz naturel au TEG]	<b>11</b>
Figure-II.4 : Procédé de déshydratation par adsorption	<b>13</b>
Figure-III.1 : Les différentes étapes de l'adsorption	<b>18</b>
Figure-IV.1: Schéma simplifié de la section de déshydratation du «CPF»	<b>23</b>
Figure-V.1 : Représentation la masse utilisée du tamis après le cycle d'adsorption	<b>36</b>
Figure-V.2 : Variation de la masse du tamis en fonction du temps d'adsorption	<b>37</b>

## Liste des tableaux :

<b>Tableau</b>	<b>page</b>
Tableau-I.1 : Production design du «CPF»	05
Tableau-II.1 : Propriétés physiques des glycols commerciaux	12
Tableau-III.1 : Les principales caractéristiques physiques des adsorbants	17
Tableau-IV.1 : Cycle d'adsorption et régénération.	22
Tableau-IV.2 : Fiche technique des déshydrateurs V-104 A/B/C	24
Tableau-IV.3 : La Composition du gaz d'adsorption	25
Tableau- IV.4 : La Composition du gaz de régénération	27
Tableau -V.1 : Propriétés critiques du gaz	26
Tableau -V.2 : Résultats des calculs	31
Tableau -V.3 : Comparaison des résultats	32
Tableau -V.4 : Composition du gaz d'adsorption	33
Tableau -V.5 : Composition du gaz de régénération	33
Tableau -V.6 : Résultats des calculs	34
Tableau -V.7 : Comparaison des résultats	35
Tableau -V.8- : Répartition du temps des cycles :	38
Tableau -V.9: Comparaison des résultats	38

## Liste des abréviations

AE :	Aéroréfrigérant
API :	American Petroleum Institute
ASTM:	American Society for Testing and Materials
BDV:	low down valve (vanne de dépressurisation)
BS&W :	teneur en eau
Btu:	British thermal unit
CO <sub>2</sub> Removal :	décarbonatation
CPF :	centre process facilité (centre de développement du gaz)
DCS:	Digital Control System
E :	Echangeur
F :	Filtre
°F:	degré Fahrenheit
ft:	foot
Gm <sup>3</sup> :	Giga mètre cube
GPL :	gaz de pétrole liquéfié
H :	Four
HP:	haute pression
in:	inch
ISO:	International for standard organization
lb :	Pound ou livre
LP (BP) :	basse pression
md:	millidarcy



mg :	milli gramme
MMscf:	Million standard cubique feet
MP :	moyenne pression
M $Sm^3$ :	Millions standard mètre cube
MW:	Méga watt
ONML :	office national de métrologie légale
P:	pompe
ppm:	partie par million
Psf:	Pound square foot
Psi:	Pound square inch
R :	Rankine
Sm $^3$ :	Standard mètre cube
Slugcather :	Séparateur tri phasique(le capteur des grands bouchons liquides)
T :	colonne
TK :	bac de stockage
UOP:	Universel Oil Product
UZV :	vanne toute ou rien
V :	Séparateur
$\Delta P$ :	différence de pression

## ملخص :

وجود الماء في الغاز الطبيعي يسبب عدة مشاكل أثناء عملية المعالجة وكذلك أثناء النقل, ولأجل تجنب هذه المشاكل نستعمل عدة أنواع لتجفيف الغاز.

بعد انخفاض ضغط الغاز الخام على مستوى مركب التصفية بأوهانت ومع تناقص معدل التغذية بالمقارنة مع معدل التغذية في التصميم , الغربال الجزيئي يضمن عملية التجفيف لكن باستغلال جزئي لوحدة الغربال الجزيئي. الهدف من هذه الدراسة هو تحسين دورة الزمن على مستوى وحدة تجفيف الغاز وكتلة الغربال الجزيئي ليكون هناك استخدام أمثل بالنسبة لشحنة الغربال الجزيئي و زيادة مدة استخدام هذه الأخيرة وبالتالي الحد من عدد من التغييرات. **الكلمات المفتاح:** الغاز, تجفيف الغاز, شحنة الغربال الجزيئي, مجفف الغاز.

## 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 plusieurs types de déshydratation.

Suite à la chute de pression dans le gisement d'Ohanet avec la diminution de débit d'alimentation par rapport au débit de design, les déshydrateurs assurent la déshydratation du gaz mais ils sont sous exploités.

Dans ce travail, nous étudions l'optimisation du temps de cycle de la section déshydratation de gaz et la masse du tamis moléculaire pour avoir une meilleure exploitation des tamis et l'augmentation la durée d'utilisation de ces derniers

**Mot clés :** Gaz, déshydratation, tamis moléculaire, déshydrateur.

## Summary:

The presence of water in the natural gas may cause problems in the treatment and also in transport, so, several types of dehydration should be applied in order to avoid these problems.

Continuation of the pressure drop in deposit Ohanet with the reduction of the feed rate compared to the design flow, the dehydrators ensure the gas dehydration but they are not exploited.

In this work, we study the optimizing of the cycle time of the gas dehydration section and the mass of the molecular sieves to have a better exploitation of sieves and also an increase of their time of use.

**Key words:** Gas, dehydration, molecular sieves, dehydrator.

# **INTRODUCTION**

## Introduction général

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. Elle représente le cinquième de la consommation énergétique mondiale.

Le gaz naturel utilisé dans différents domaines n'est pas tout à fait celui qui a été extrait du puits de production pour prétendre au titre de combustible. Le gaz naturel doit être sec, il ne contient ni eau ni hydrocarbure à l'état liquide. Débarrassé de ses composés acides ou de ses éléments toxiques, c'est la mission dévolue au traitement dont l'objet est par ailleurs de récupérer séparément, les hydrocarbures qui pourrait être commercialisés comme l'éthane, les G.P.L (gaz de pétrole liquéfiés) ou condensât.

L'eau et le gaz naturel sont intimement liés. Sous forme vapeur, l'eau n'est pas gênante.

A l'état de liquide elle corrode les canalisations, bloque les détendeurs par formation du givre (glace). Pour éviter cette multitude de problèmes on fait appel aux procédés de déshydratation basé sur différentes technologies de traitement, tels que, la déshydratation par absorption, séparation par membrane et adsorption par tamis moléculaires.

L'élimination de l'eau par la technologie des tamis moléculaires est le but de notre étude, au sein de l'usine d'Ohanet. Pour cela on a préféré étudier la méthode de calcul pour l'optimisation des cycles d'adsorption et régénération dans le but de prolonger la durée de vie des tamis.

Étant donné que la charge actuelle est de 225 t/h au lieu de 359 t/h.

L'objectif de cette étude est l'optimisation des paramètres de fonctionnement de la section de déshydratation de l'unité de gaz d'Ohanet, afin d'avoir une meilleure exploitation des tamis moléculaires et d'augmenter la durée d'utilisation de ces derniers.

Une présentation sur la région Ohanet est donnée au premier chapitre.

La déshydratation est détaillée au deuxième chapitre.

Le troisième chapitre est consacré à l'aspect théorique de l'adsorption.

Le quatrième chapitre est réservé à la description de la section déshydratation.

Enfin, nous terminerons ce document par une partie calcul sur l'optimisation des cycles d'adsorption et une conclusion générale.

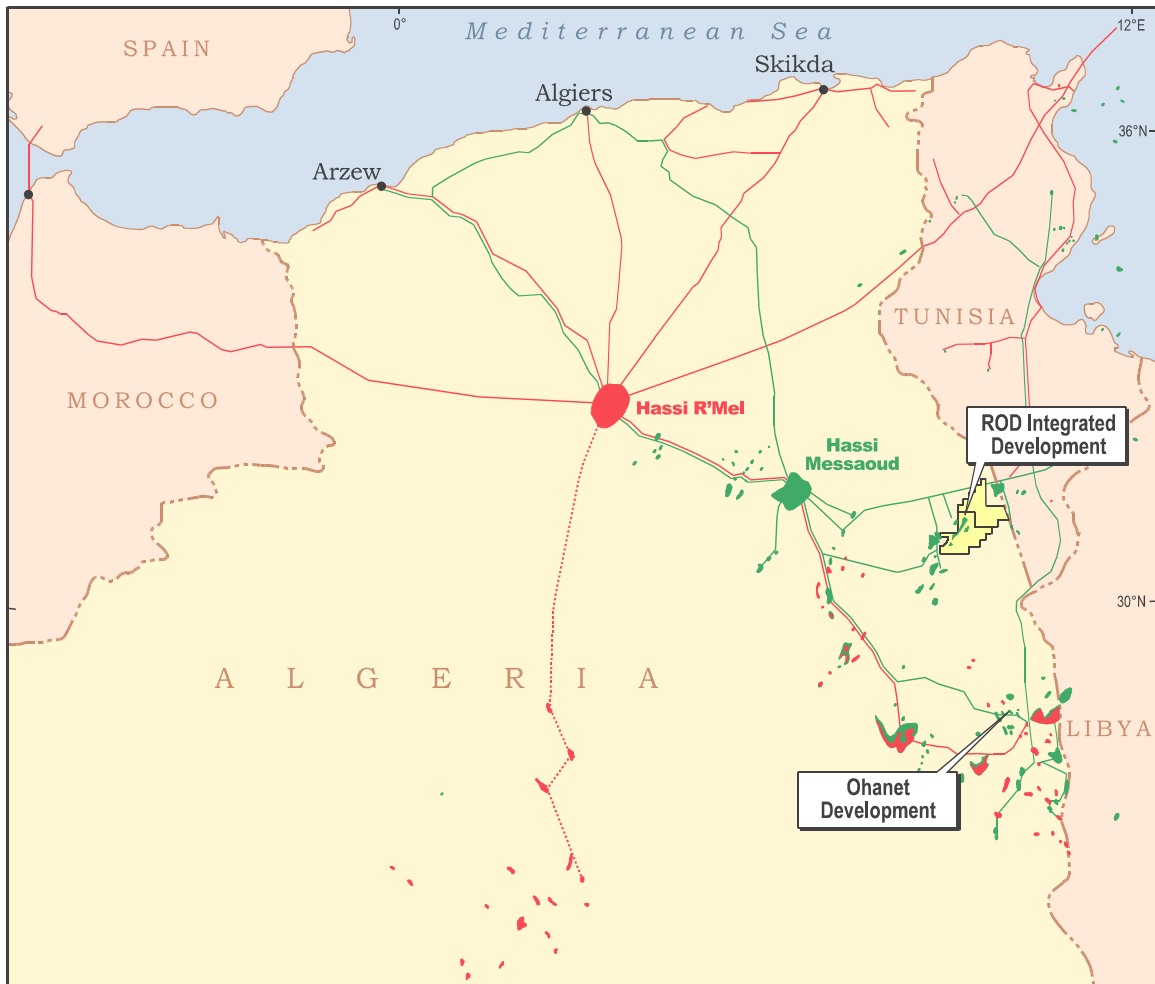
# **CHAPITRE I**

## **Présentation de la région**

**I-1. Situation géographique d'Ohanet [1]**

La région d'Ohanet est située au sud de l'Algérie, plus précisément à 1600 km au Sud-est d'Alger et à 360 km au Nord-est d'Illizi (Chef lieu de Wilaya), dont elle relève administrativement et elle est à 120 km au Nord-Ouest d'In-Amenas (Chef lieu de Daïra), et à environ 150 km à l'ouest de la frontière Libyenne. Dans cette région se trouve l'usine de traitement de gaz SONATRACH-BHPBILLITON qui est située à environ de 2 km de la route nationale N° 3.

Le climat, de type saharien, se caractérise par de fortes variations de températures.



*Figure I.1 : situation géographique de l'usine d'Ohanet en Algérie [1]*

**I-2. Description de l'usine d'Ohanet [1]****I-2.1 L'emplacement de l'usine de traitement «CPF»**

Dans le cadre du plan de développement de la région, SONATRACH et le Groupe Australien Broken Hill Proprietary (BHP) associé aux compagnies JOOG (Japon) et PETROFAX (USA) ont procédé en Juillet 2000, à la signature d'un contrat de développement et d'exploitation des gisements d'Ohanet.

**I-2.2 Description**

Ces installations permettent le transport, la séparation et le traitement du gaz humide et des liquides associés produits par le gisement afin de produire le gaz sec, le GPL et le condensât conformément aux spécifications du design (contractuel). Ces produits seront évacués aux points de livraison respectifs.

**I-2.3 Composition de L'usine «CPF» [1]**

- Une unité de décarbonatation d'une capacité de **10MSm<sup>3</sup>/J**.
- Une boucle d'huile diathermique pour le chauffage des fonds de colonnes.
- Deux trains de traitement de gaz, chacun d'une capacité de **10MSm<sup>3</sup>/J**.
- Deux compresseurs boosters, chacun d'une capacité moyenne de **10MSm<sup>3</sup>/J**. (le débit varie entre 15~5MSm<sup>3</sup>/J, en fonction de  $\Delta P$ ).
- Trois compresseurs d'expédition de gaz de vente, chacun d'une capacité de **10MSm<sup>3</sup>/J**.
- Trois bacs de stockage de condensât (2 x 6000m<sup>3</sup> «on-spec», 1 x 2000m<sup>3</sup> «off-spec»).
- Quatre sphères de stockage de GPL (3 x 500m<sup>3</sup> «on-spec», 1 x 500 m<sup>3</sup> «off-spec»).
- Un turbogénérateur (Solar GE-401) d'une puissance de 7,2~10 MW.
- Une unité de traitement des eaux brutes
- Une unité de traitement des eaux huileuses
- Un système d'air service, inerte et instrument pour les besoins de l'usine.
- Un système de fuel gaz (HP, MP, BP).
- Un système de détection feu & gaz et de l'eau pour lutte contre l'incendie.
- Un système de diesel.
- Un réseau de torche (HP, LP, Froide).

Le gaz humide arrivant au CPF via le réseau de collecte est constitué en deux parties, un gaz riche en **CO<sub>2</sub>** (3.4%) ordovicien et un gaz pauvre en **CO<sub>2</sub>** (1.5%) dévonien.

Le gaz ordovicien sera préalablement traité dans l'unité de décarbonation afin d'éliminer une partie du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) qu'il contient pour avoir une concentration de CO<sub>2</sub> de 1.2% dans l'unité de décarbonation avant d'être mélangé au gaz dévonien. Tout le gaz humide sera ensuite acheminé vers les deux trains en partie égale pour être refroidi à travers les échangeurs de chaleur. Il est ensuite asséché à travers les tamis moléculaires puis détendu à travers le turbo -expander.

Le gaz obtenu conforme aux spécifications techniques contractuelles sera chauffé à contre courant dans les échangeurs puis décomprimé en vue d'une exportation après comptage fiscal.

Les hydrocarbures liquides récupérés à partir du gaz humide pendant la séparation au niveau des trains se combinent aux hydrocarbures liquides récupérés dans les slug catcher (séparateurs d'arrivées) pour être traités dans des colonnes de distillation pour fournir du GPL et condensât conformes aux spécifications et seront exportés après comptage fiscal.

L'eau produite par les puits sera envoyée vers l'unité de traitement des eaux huileuses pour être débarrassée des hydrocarbures avant d'être envoyée vers le bassin d'évaporation.

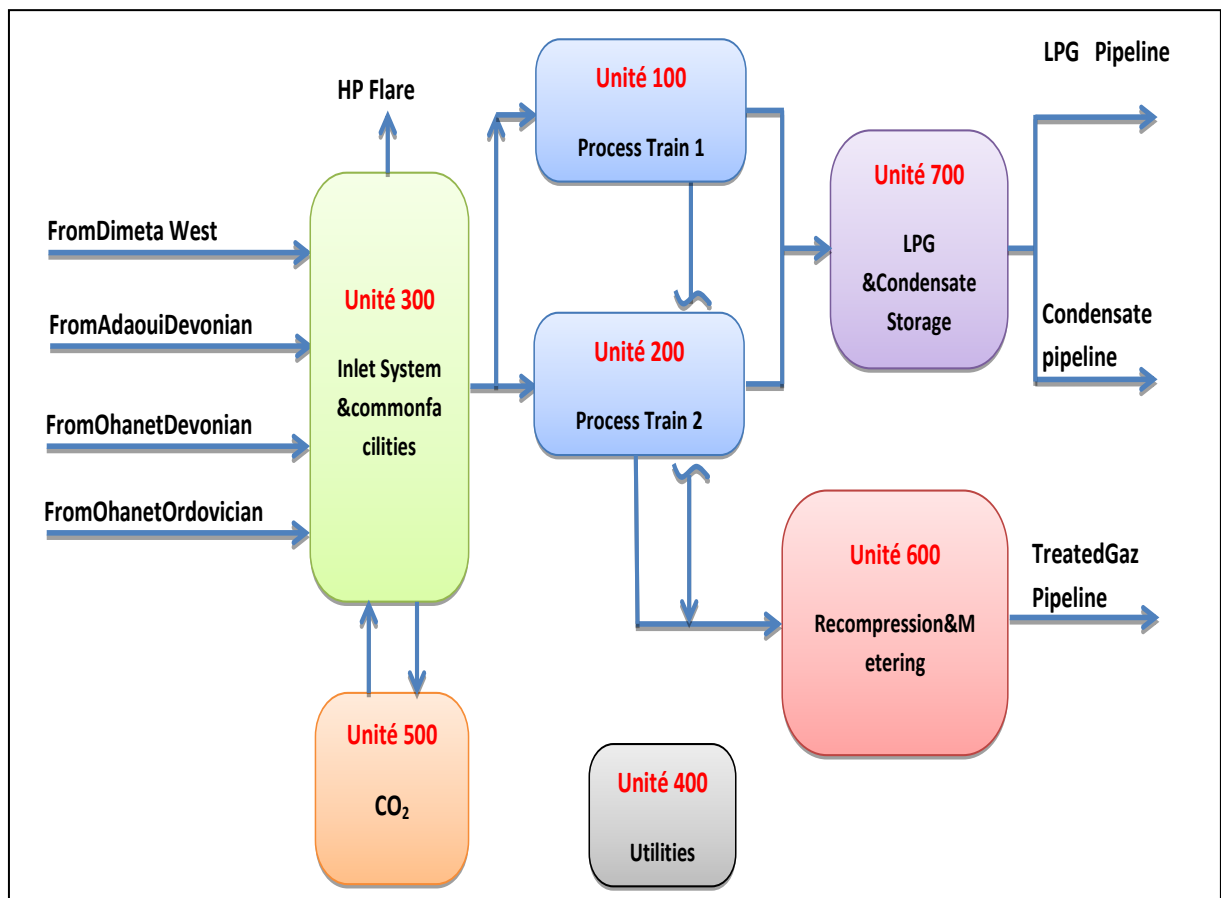


Figure I.2 : Schéma simplifié de «CPF» [8]



**I.2.4 Production design**

Le CPF est conçu pour traiter approximativement **20 MSm<sup>3</sup>/Jour** pour produire les quantités suivantes:

*Tableau I.1 : Production design du «CPF»*

Gaz Sec	16.5 MSm <sup>3</sup> /Jour
<b>GPL</b>	2400 Tonnes/Jour
<b>Condensât</b>	3500 Tonnes/Jour

**I.2.5 Spécifications des produits**

Les spécifications des produits sont comme suit:

**Gaz Sec**

- Teneur en CO<sub>2</sub>: < 2%.
- Point de rosée d'hydrocarbure: < -60C à 81,5 bars.
- Teneur en eau: < 50 ppm (vol).
- Teneur en H<sub>2</sub>S: < 2mg/Sm<sup>3</sup>.
- Pouvoir calorifique: la valeur minimale est estimée à 9145 Kcal/Sm<sup>3</sup>.

**Condensât**

- Tension de vapeur (T.V.R) hiver: 0,69 bar (10 PSI) à 37.8°C.
- Tension de vapeur (T.V.R) été : 0,5bar (7 PSI) à 37.8°C.
- B.S &W : 0,5% par volume.
- Taux de récupération :> 95% (mol %).

**GPL**

- Teneur en C<sub>2</sub> : 2% à 3 % (mol) max.
- Teneur en C<sub>5+</sub> : < 0.4 % (mol).
- Taux de récupération : 80% à 83% (mol) à 35°C.
- Teneur en H<sub>2</sub>O : < 100 ppm (vol).

# **CHAPITRE II**

Technique de La déshydratation

**II-1. Introduction**

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôt de cristaux, d'abord considérés comme étant de la glace. Ces cristaux, sont en fait constitués par des hydrates de gaz naturel apparaissant bien au-dessus de la température de formation de la glace. Il s'agit de composés d'inclusion que forment avec l'eau certains des constituants du gaz naturel et en tout premier lieu le méthane.

Pour éviter le bouchage des canalisations, les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation des hydrates. Une première façon d'y arriver consiste à déshydrater le gaz naturel.

**II-2. Composition chimique du gaz naturel [1]**

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures : éthane, propane, butane, pentane, et à des concentrations plus faibles, des hydrocarbures plus lourds. Les hydrocarbures en C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> forment la fraction GPL (gaz du pétrole liquéfié). La fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C<sub>5+</sub>) est appelée condensat.

**II-3. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel**

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

**▪ La masse volumique**

La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en kg/m<sup>3</sup>. Elle est fonction de la température et de la pression.

**▪ La densité**

La densité d'un gaz est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standard.

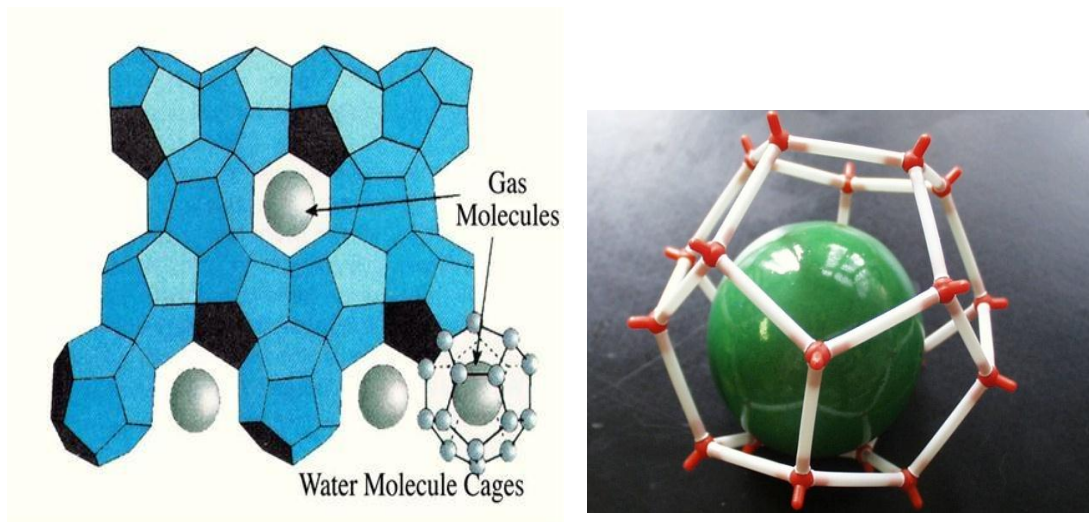
### ▪ Le Pouvoir calorifique

Le PC est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (j/m<sup>3</sup>).

## II-4. Les hydrates [1]

### II-4.1 Définition

Les hydrates sont des combinaisons physiques d'eau et d'hydrocarbures. Dans certaines conditions, ils présentent des structures cristallines et se forment avec les hydrocarbures suivants CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> et également CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S.



*Figure-II.1 : Structures des hydrates.*

### II-4.2 Types des hydrates [1]

Il existe deux types d'hydrates :

- Des hydrates avec les hydrocarbures à chaîne courte (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>).
- Des hydrates avec les hydrocarbures plus longs (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>).

**II-4.3 Les conditions de formations des hydrates**

- présence d'eau dans le gaz naturel.
- les basses températures.
- les haute Pression.
- $TS$  (service) <  $TFH$  (formation des hydrates).
- $PS > PFH$ .
- Présence d'eau libre.

**II-4.4 Pourquoi déshydrater le gaz naturel ? [1]**

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



*Figure II.2 : bouchon d'hydrate*

**II-4.5 Prévention des hydrates [1]**

La formation d'hydrate peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée, ou en abaissant 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 opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs.

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

#### **II-4.5.1 Chauffages**

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation des hydrates, une première solution, particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, consiste à isoler la conduite.

Le dispositif d'isolation des conduites est souvent associé à un chauffage d'appoint électrique, le chauffage est assuré soit par des rubans chauffants électriques, soit par induction d'un courant électrique superficiel dans la conduite à chauffer.

#### **II-4.5.2 Réductions de pression**

Un abaissement de pression effectué à température fixée représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates .Toutefois une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché. Ainsi une détente de conduit à une augmentation des risques de formation d'hydrates.

#### **II-4.5.3 Utilisations d'inhibiteurs**

Ce sont des produits chimiques jouant le rôle d'antigel (abaissant le point de formation d'hydrates) tels que le méthanol, le glycol ...etc.

Il est intéressant de souligner que le méthanol a un rôle préventif, c'est-à-dire, qu'il n'est efficace que quand il est injecté avant le début de formation d'hydrates.

**II-5. La déshydratation [1]****II-5.1 Principe de la déshydratation**

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivant 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 naturel au moyen techniques de traitement approprié.

**II-5.2 Différents procédés de déshydratation**

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

- ✓ Déshydratation par membrane.
- ✓ Déshydratation par absorption.
- ✓ Déshydratation par adsorption.

**II-5.2.1 Déshydratation par membrane**

Il n'existe pas à l'heure actuelle de procédé industriel de 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. Le retentât est récupéré à une pression égale (aux pertes de charge près) à celle de l'alimentation, le perméat est lui récupéré à une pression très inférieure à celle de l'alimentation, ce transfert basé sur la théorie de la diffusion.

**II-5.2.2 Déshydratation par absorption [1]**

Le séchage de gaz naturel 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.

Le gaz déshydraté sort en tête de la colonne ; le glycol sortant en fond est régénéré par distillation et recyclé

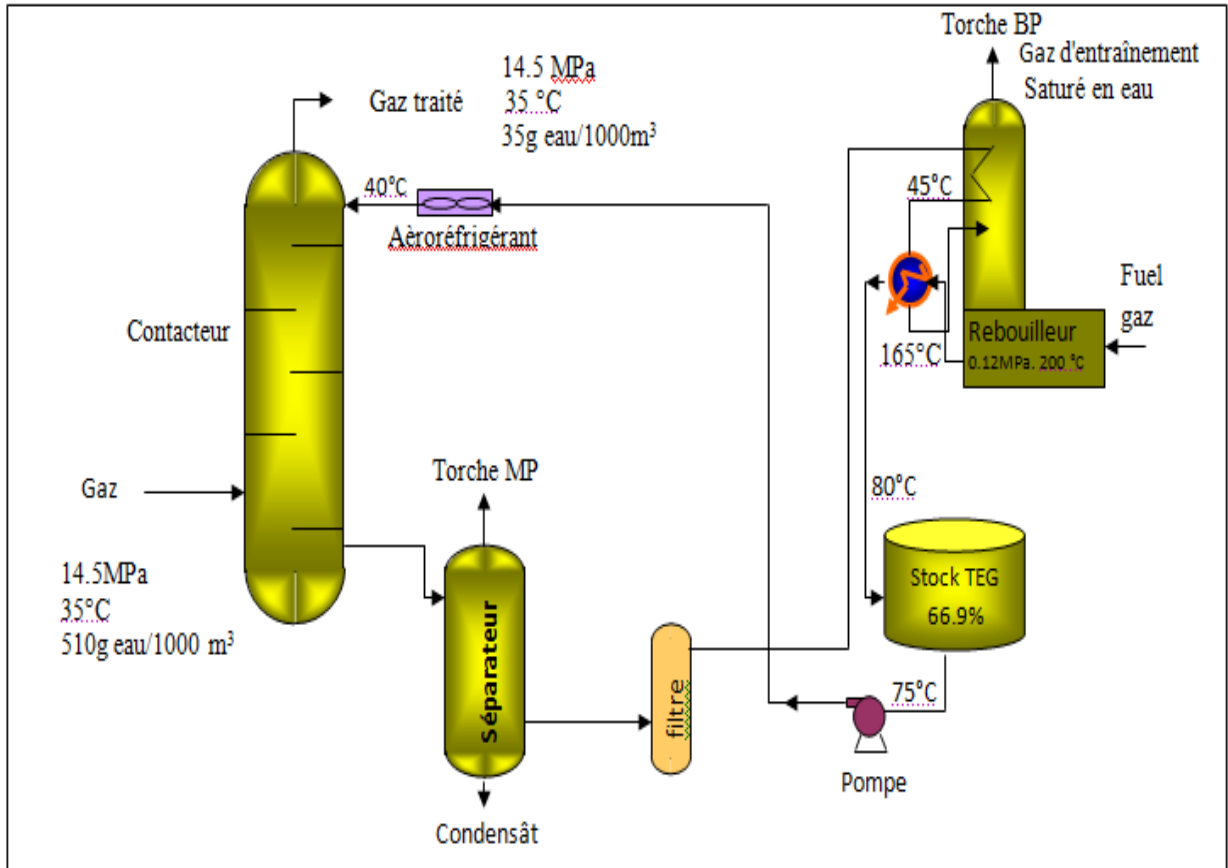


Figure-II.3 : Unité de déshydratation de gaz naturel au tri éthylène glycol. [1]

Le tableau II-1 présente les principales propriétés physiques des glycols commerciaux. Leur obtention à l'état pur nécessite des fractionnements par distillation sous vide, les glycols les plus lourds sont les plus hygroscopiques le tri éthylène glycol (TEG) représente le meilleur compromis coût performances et il est plus fréquemment employé.



**Tableau-II.1 : Propriétés physiques des glycols commerciaux**

	<b>Ethylène glycol</b>	<b>Di éthylène glycol</b>	<b>Tri éthylène glycol</b>	<b>Tétra éthylène glycol</b>
Sigle	EG	DEG	TEG	T4EG
Formule chimique globale	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O <sub>2</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O <sub>3</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> O <sub>4</sub>	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> O <sub>5</sub>
Masse molaire (Kg/Kmol)	62 .068	106,122	150,175	194,228
Point de fusion (°C)	-13,00	-10,45	-7,35	-5,00
Point d'ébullition (°C/101325Pa)	197, 30	245,00	277,85	307,85
Tension de vapeur à 25°C (Pa)	12 ,24	0,27	0,05	0,007
Masse volumique à 25°C (Kg/m <sup>3</sup> )	1110	1115	1122	1122
Viscosité absolue à 25°C (Pa.S)	0,01771	0,030321	0,030989	0,04271
Chaleur spécifique à 25°C (J/Kg.K)	2395	2307	2190	2165
Point d'éclair (°C)	111,11	123,89	176,67	196,11

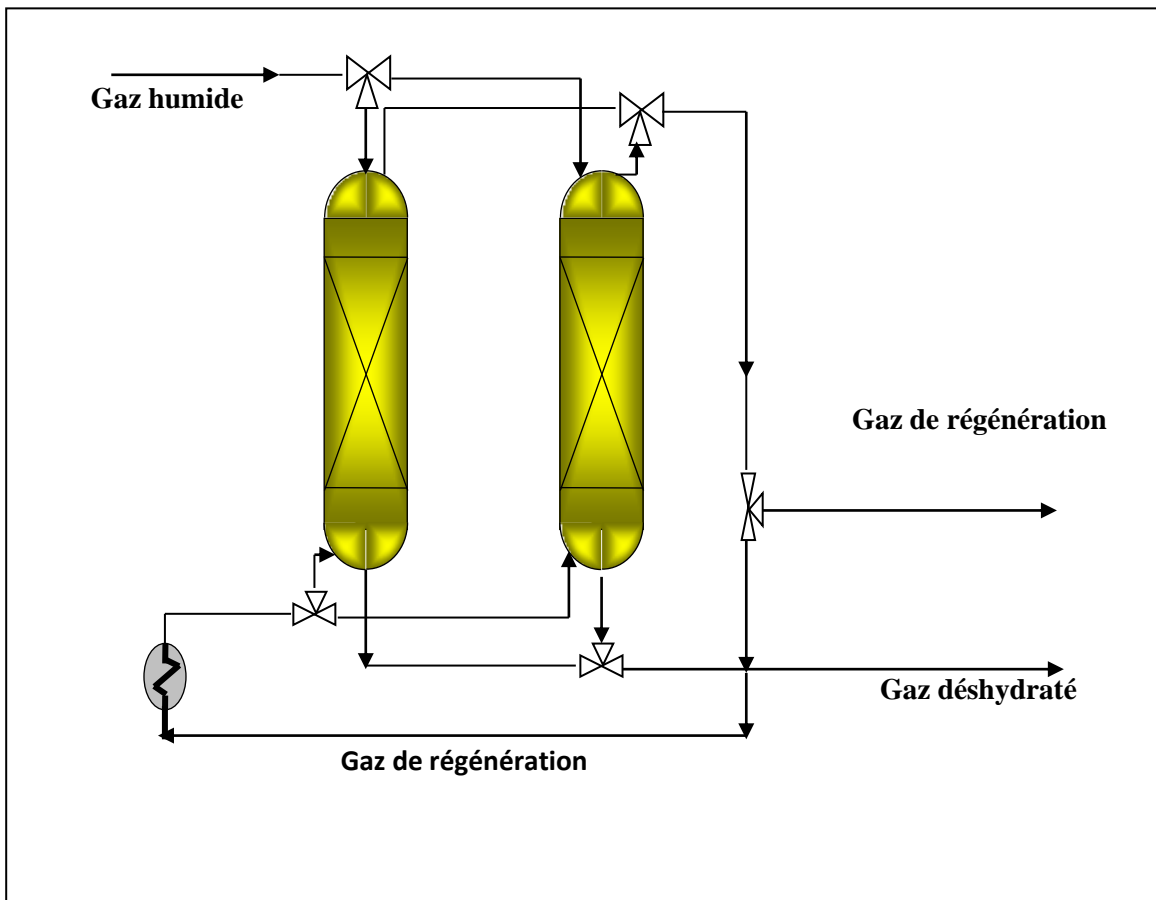
**II-5.2.3 déshydratations par adsorption [1]**

Au cours de l'adsorption, le gaz à traiter est envoyé sur le lit adsorbant qui fixe l'eau. Lorsque le lit est saturé, du gaz chaud est envoyé pour régénérer l'absorbant.

Après régénération et avant l'étape d'adsorption le lit doit être refroidi, ceci est réalisé en envoyant du gaz froid, après réchauffage, ce même gaz peut servir à effectuer la régénération.

Dans ces conditions, quatre lits sont nécessaires en pratique, deux lits opèrent simultanément en adsorption, un lit en refroidissement et un lit en régénération.

Le procédé de déshydratation par adsorption fonctionne d'une manière alternée et périodique, chaque lit passant par des étapes successives d'adsorption et de désorption.



*Figure II.4 : Procédé de déshydratation par adsorption. [1]*

# **CHAPITRE III**

Aspect théorique d'adsorption

**III-1. Introduction**

C'est un fait bien connu, que les solides poreux peuvent retenir des volumes importants de gaz condensables. Cette capacité à retenir les gaz a été décrite par FONTANA en 1777, qui notait que le charbon fraîchement calciné refroidi, avait la propriété d'absorber plusieurs fois son propre volume de gaz. De même SCHEELE, notait que l'air chassé du charbon par la chaleur était réabsorbé à des températures basses. En 1814 DE.SAUSSURE, observa que l'adsorption est accompagnée d'un dégagement de chaleur. De nos jours on reconnaît que la masse d'un gaz adsorbé est fonction de l'étendue de la surface de solide accessible aux molécules de l'adsorbat.

Le terme adsorption a été proposé pour la première fois par KAYSER, en 1881, pour différencier entre une condensation de gaz à la surface, et une adsorption de gaz, processus dans lequel les molécules de gaz pénètrent dans la masse.

**III-2. Définition de l'adsorption**

L'adsorption est le processus au cours duquel des molécules d'un fluide (gaz ou liquide), appelé un adsorbat, viennent se fixer sur la surface d'un solide, appelé adsorbant.

Par la surface du solide, on sous-entend les surfaces externes et internes engendrées par le réseau de pores et cavités à l'intérieur de l'adsorbant. [5]

**III-3. Les différents types d'adsorbants**

Au sens strict du mot, tous les solides sont des adsorbants. Cependant, seuls les adsorbants ayant une surface spécifique suffisante (surface par unité de masse) peuvent avoir des intérêts pratiques. Les adsorbants industriels ont généralement des surfaces spécifiques au-delà de 100 m<sup>2</sup>/g, atteignant même quelques milliers de m/g. Ces adsorbants sont nécessairement microporeux avec des tailles de pores inférieures à 2 nm ou mésoporeux avec des tailles de pores comprises entre 2 nm et 50 nm (selon la classification de L'IUPAC). Les adsorbants industriels les plus courants sont les suivants : les charbons actifs, les zéolites, les gels de silice et les alumines activées.

Les zéolites se distinguent des trois autres types d'adsorbants par leurs structures cristallines conduisant à des micropores réguliers de taille uniforme (d'où le nom de tamis moléculaires). [4]

**III-3.1 charbons actifs**

Les charbons actifs sont de loin les adsorbants les plus fabriqués et utilisés industriellement. Ils peuvent être obtenus à partir d'un grand nombre de matériaux carbonés (bois, charbon, noix de coco, résidus pétroliers, etc.). [4]

**III-3.2 Tamis moléculaires carbonés**

Les tamis moléculaire carbonés sont des charbons actifs dont la taille des micropores a été ajustée par des traitements spécifiques pour permettre des séparations sur la base du tamisage moléculaire.

La principale application des tamis moléculaire carbonés est aujourd'hui la production d'azote à partir de l'air. [4]

**III-3.3 Gels de silice**

Les gels de silice ( $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ ) peuvent être obtenus par précipitation de silice en faisant réagir une solution de silicate de sodium avec un acide minéral (sulfurique ou chlorhydrique). Le gel obtenu est ensuite lavé, séché et activé. la surface des gels de silice est rendue polaire par les groupements hydroxyles et ces gels adsorbent de préférence les molécules polaires comme l'eau et les alcools.

Les utilisations principales des gels de silice sont le séchage, la séparation des composés aromatiques, le traitement du gaz naturel, etc. [4]

**III-3.4 Alumines activées**

Les alumines activées sont obtenues par déshydratation thermique du trihydrate d'alumine. Comme les gels de silice, les alumines activées sont très hydrophiles et sont couramment utilisées pour le séchage des gaz. [4]

**III-3.5 Terre naturelle et terre activée**

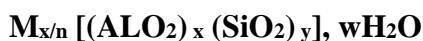
Ces adsorbants sont destinés au traitement de finissage des huiles, qui permet d'améliorer leurs qualités de différentes manières ; décoloration, élimination des produits aisément oxydables. [7]

### III-3.6 Adsorbants à base de polymères

Les adsorbants à base des polymères organiques ont trouvé des applications pour l'élimination des composés organiques, la purification des eaux ou la fabrication des médicaments. Les polymères de base sont des polystyrènes, des esters polyacryliques ou des résines phénoliques. [4]

### III-3.7 Zéolithes (Tamis moléculaires)

Les zéolithes sont des cristaux microporeux de silico-aluminates alcalins ou alcalino-terreux de formule générale :



N étant la valence du cation M, x et y des nombres entiers avec  $y/x$  égal ou supérieur à 1 et w le nombre de molécules d'eau par maille.

Le réseau cristallin est constitué par l'arrangement tridimensionnel de tétraèdres  $[5SiO_4]$  et  $[AlO_4]^-$  liés par leurs sommets. Ces enchaînements forment des polyèdres qui s'ordonnent selon une symétrie donnée pour former le cristal. L'espace vacant délimité par la charpente aluminosilicate est organisé en un réseau de cavités reliées par des pores de taille uniforme. Le diamètre effectif des pores, variable selon le type de zéolithe, est du même ordre de grandeur (3 à 10 Å) que celui de la plupart des molécules organiques, d'où le nom de tamis moléculaires donné à ces adsorbants. Les cations M et les molécules d'eau constituent les espèces extra-charpente. Les cations compensent les charges négatives induites par les atomes d'aluminium de la charpente et peuvent faire l'objet d'échanges pour ajuster les propriétés d'adsorption. Leur nombre dépend du rapport Si/Al de la charpente. L'eau occupant le réseau poreux peut être désorbée par chauffage sous vide ou balayage de gaz sec, libérant ainsi un volume microporeux qui représente 20 à 50 % du volume du cristal.

Les zéolithes utilisées dans le domaine des séparations sont de types : A (3A, 4A, 5A), X et Y.

La nature des cations de compensation est un paramètre d'optimisation de la sélectivité de l'adsorbant. Ainsi, la zéolithe A est synthétisée sous la forme Na, qui présente un diamètre de pores effectif de 3,8 Å (type 4A).

Par échange du Na avec du K on prépare le type 3A qui présente une ouverture de pore plus petite à cause de la plus grande taille de l'ion  $K^+$ . Ceci permet d'obtenir une zéolithe laissant entrer les molécules d'eau mais excluant les oléfines, utilisées pour le séchage des coupes oléfiniques.

Au contraire, par échange partiel du Na par du Ca on prépare le type 5A présentant une plus grande ouverture des pores et capable d'adsorber les paraffines linéaires en excluant les paraffines ramifiées. [7]

**Tableau -III.1** : Les principales caractéristiques physiques des adsorbants [4]

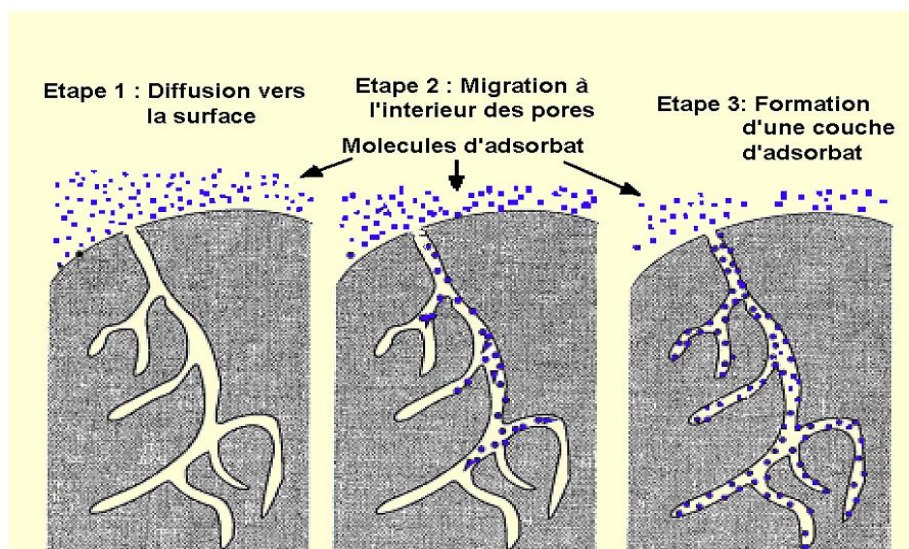
Adsorbant	Surface spécifique (m <sup>2</sup> /g)	Taille des pores (nm)	Porosité interne	Masse volumique apparente (kg/m <sup>3</sup> )
Charbon actif	400 à 2000	1.0 à 4.0	0.4 à 0.8	300 à 600
Tamis moléculaires carboné	300 à 600	0.3 à 0.8	0.35 à 0.5	500 à 700
Gel de silice	600 à 800	2.0 à 5.0	0.4 à 0.5	700 à 800
Alumine activée	200 à 400	1.0 à 6.0	0.3 à 0.6	800 à 950
Adsorbant à base de polymère	100 à 700	4.0 à 20	0.4 à 0.6	400 à 700
Zéolite	500 à 800	0.3 à 0.8	0.3 à 0.4	600 à 750

#### **III-4. Etape de l'adsorption [3]**

Les trois étapes d'un étage d'adsorption sont :

##### **III-4.1 L'adsorption**

Le gaz traverse la colonne et donc le lit d'adsorbant de haut en bas ; cette phase est terminée lorsque dans l'effluent apparaisse des traces du composant à adsorber, ou quand la concentration de l'effluent atteint une limite préétablie. **La figure-III-1** montre schématiquement le déroulement de l'adsorption.



*Figure III.1 : Les différentes étapes de l'adsorption*

#### III-4.2 La régénération chaude

La régénération chaude de l'adsorbant est l'opération inverse de l'adsorption. Elle peut être effectuée par différentes méthodes; en partant l'adsorbant à des conditions favorables à la désorption par chauffage ou en réduisant la pression totale ou partielle.

Dans le cas de régénération de tamis moléculaire c'est-à-dire désorption de l'humidité après le séchage de gaz, on utilise un gaz chaud et pour récupérer le gaz de régénération, le mélange formé par la substance entraînée (eau) et les gaz est successivement dirigé vers un condenseur et un séparateur, ce qui permet de recueillir l'eau condensée et le gaz de régénération.

#### III-4.3 La régénération froide

Après régénération chaude et avant l'étape d'adsorption le lit doit être refroidi, ceci est réalisé en envoyant du gaz froid, par ce que après plusieurs cycles, l'adsorbant perd de son activité (colmatage des pores).



**III-5. Les avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption**

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

**❖ Avantages :**

- Aptitude de fournir des points de rosé inférieur à  $-60^{\circ}\text{C}$ .
- Insensibilité aux variations modérées de la température du débit et de la pression de gaz.
- Simplicité de fonctionnement et de conception des unités.
- Insensibilité aux problèmes de corrosion et de moussage.
- Adaptation à la déshydratation de très faible quantité de gaz a faible coût.

**❖ Inconvénients :**

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

# **CHAPITRE IV**

Description de la section déshydratation

**IV-Description de la section déshydratation [1]****IV- 1. Composants du Système :**

- Les refroidisseurs de gaz d'alimentation n° 1 E-101-1/2.
- Séparateur haute pression V-102.
- Filtre d'admission du déshydrateur de vapeur F-104.
- Déshydrateurs de vapeur V-104A/B/C.
- Les filtres de sortie de déshydratation de vapeur, F-101A/B.
- Réchauffeur de régénération de déshydratation de vapeur, H-109.
- L'échangeur de régénération des déshydrateurs de vapeur, AE-106.
- Séparateur de gaz de régénération de vapeur, V-106.

**IV-2. Rôle de Chaque Composant**

- Les refroidisseurs de gaz d'alimentation n° 1 E-101-1/2 permet de refroidir le gaz d'alimentation pour améliorer la séparation .
- Séparateur haute pression V-102 :c'est un réservoir vertical où le liquide est séparé du gaz de l'alimentation .
- Filtre d'admission du déshydrateur de vapeur F-104 : Retirer les solides fins et tout liquide restant du gaz de l'alimentation.
- Les filtres de sortie de déshydratation de vapeur, F-101A/B : l'élimination totale des fines de tamis moléculaire qui peuvent être transportées avec le flux de gaz d'alimentation asséché.
- Réchauffeur de régénération de déshydratation de vapeur H-109 ,Fournir la chaleur exigée au ruisseau du gaz de la régénération.
- L'échangeur de régénération des déshydrateurs de vapeur, AE-106 :Refroidir le gaz de la régénération saturé et condenser l'eau.
- Séparateur de gaz de régénération de vapeur, V-106 :Faciliter la séparation de l'eau concentré du gaz de la régénération.
- Déshydrateurs de vapeur V-104A/B/C :Enlever, par adsorption, humidité du gaz de l'alimentation.

**IV-3. Fonction totale du Système [1]**

- Le Gaz d'alimentation de la section déshydratation arrive a partir de séparateurs d'entrée V-303A/B.
- Cette gaz est acheminés vers les refroidisseurs de gaz d'alimentation n° 1 E-101-1 et E-101-2.
- Le gaz refroidi s'écoule jusqu'au séparateur haute pression V-102.
- Le gaz condensé de le séparateur haute pression V-102 est acheminé vers le filtre d'admission du déshydrateur de vapeur F-104 pour retirer les solides fins et tout liquide restant.
- Les liquides collectés dans la première gaine sont évacués vers le ballon de détente de liquide V-306, et le gaz collecté est envoyé vers les déshydrateurs V-104A/B/C.

**IV-4. Les etapes de la déshydratation [1]****IV-4.1 L'adsorption**

- Le gaz d'alimentation entre dans les déshydrateurs de vapeur, V-104A/B/C.
- Le gaz d'alimentation passe sur le tamis moléculaire les molécules d'eau présentes dans le flux gazeux sont attirées vers la surface du tamis moléculaire et les molécules d'hydrocarbure peuvent passer. Le gaz quittant le bas des déshydrateurs de vapeur a un point de rosée de -75 °C qui correspond à une teneur en eau d'environ 0,1 ppm.
- La protection contre la surpression se fait par soupapes de sécurité qui déchargent dans la torche HP.
- Le gaz asséché quittant les déshydrateurs de vapeur est acheminé vers les filtres de sortie de déshydratation de vapeur F-101A/B.
- Les filtres ont pour but l'élimination totale des fines de tamis moléculaire qui peuvent être transportées avec le flux de gaz d'alimentation asséché.
- Le gaz d'alimentation filtré et asséché quittant le filtre est acheminé vers le côté tube des refroidisseurs de gaz d'alimentation n° 2 et 3, E-102/3, avant de passe dans le séparateur d'admission de l'expandeur V-108.

**IV-4.2 Régénération chaude (Chauffage du tamis moléculaire)**

- Pendant la régénération, le gaz commercial frais et sec est pris à la sortie du refroidisseur supplémentaire du compresseur et chauffé à 275 °C dans le réchauffeur H-109.
- Le gaz de régénération monte dans le déshydrateur à contre-courant du flux d'adsorption pour une durée de 4 heures. La température des bancs monte en fonction de l'élimination de l'humidité jusqu'à ce que la température d'équilibre de 275 °C soit atteinte.
- La vapeur sortante chargée en eau quittant de déshydrateur de vapeur, régénéré, est refroidie à 45 °C dans l'échangeur de régénération des déshydrateurs de vapeur, AE-106, et va vers le séparateur de gaz de régénération de vapeur V-106.

**IV-4.3 Régénération froide (Refroidissement du tamis moléculaire)**

- Lorsque la régénération est terminée, le contrôleur logique séquentiel arrête les brûleurs principaux du réchauffeur de régénération des déshydrateurs de vapeur H-109, et le gaz commercial sec et refroidi passe autour du réchauffeur, H-109, pour refroidir le banc régénéré.
- Le gaz de refroidissement quitte le déshydrateur de vapeur, il est refroidi dans l'échangeur à air avant de passer dans le séparateur de gaz de régénération des déshydrateurs de vapeur V-106.
- Le gaz de refroidissement passe en continu pendant deux heures.

*Tableau-IV.1 : 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

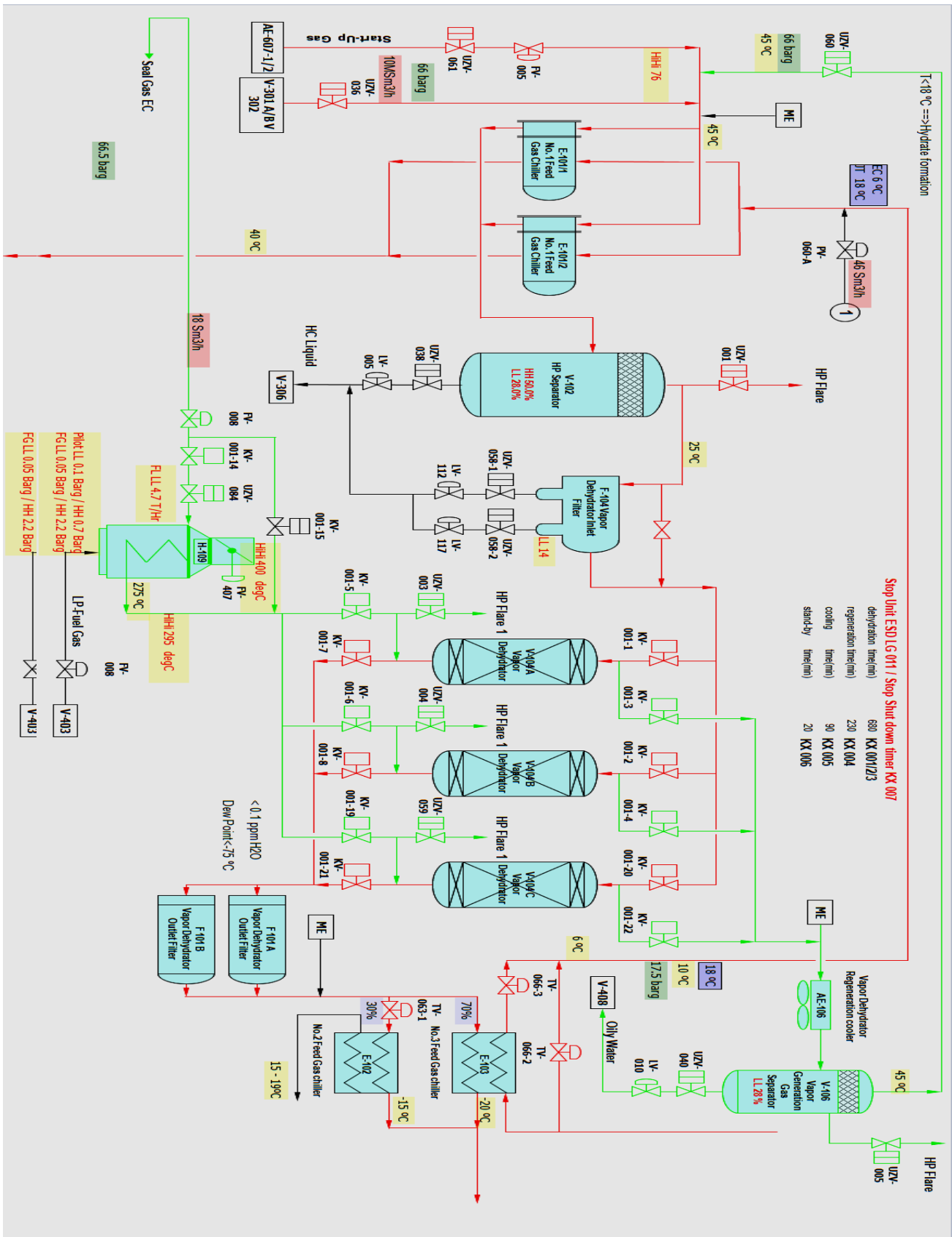


Figure IV.1: Schéma simplifié de la section de déshydratation du «CPF»

IV-5. Fiche technique des déshydrateurs V-104 A/B/C

Tableau-IV.2 : Fiche technique des déshydrateurs V-104 A/B/C

<b>Données</b>	
Nombre de sècheurs	3 identiques (2en services, 1 en régénération)
Diamètre du lit	3.2 m = 10.5 ft
Hauteur du lit	4.45 m = 14.6 ft
Temps de cycle	Adsorption : 12 heures Régénération : 6 heures
Type du tamis moléculaire	4A IU94
Masse volumique du tamis $\rho_B$	640Kg/m <sup>3</sup> = 39.95 Ib/ft <sup>3</sup>
Diamètre moyen des particules $D_p$	3.17 mm = 0.0104 ft
Masse du lit dans chaque sècheur	21195 Kg/sècheur = 46734.975 Ib/sècheur
<b>Conditions opératoires</b>	
Pression	67.5 bars
Température	30.9 °C = 547.32 °R = 87.62 °F
Débit du gaz d'alimentation	3,664 .10 <sup>5</sup> Kg=1.784 .10 <sup>4</sup> Kmol/h=358.85MMscf/J
Teneur en eau $Y_w$	900 PPM (v) = 43.14 IbH <sub>2</sub> O/MMscf gaz
<b>Propriété du gaz d'alimentation</b>	
Facteur de compressibilité (Z)	0.7957
Densité relative /air (dg)	0.7103
Masse moléculaire (MW)	20.60 g/mole
Masse volumique du gaz $\rho_G$	39.12 Kg/m <sup>3</sup> = 4.32 Ib/ft <sup>3</sup>
Viscosité ( $\mu$ )	0.01377 Cp=0.033 Ib/ft.hr

**IV-6. La Composition du gaz alimentant les sécheurs**

**IV-6.1. L'adsorption**

*Tableau- IV.3 : la Composition du gaz d'adsorption*

Composition	H <sub>2</sub> O	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
% molaire	0.086	0.787	1.313	80.364	10.387	4.321	0.749

Composition	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>
% molaire	1.027	0.358	0.267	0.220	0.084

**IV-6.2 La régénération**

- Charge : gaz sec
- Température de régénération : 275 °C
- Débit de régénération : 16548 Kg/h = 900 Kmole /h.

**La composition du gaz de régénération est portée sur le tableau suivant :**

*Tableau.-IV.4 : La Composition du gaz de régénération*

Composition	Méthane	Ethane	Propane	i.butane	n.butane	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	Total
% molaire	85.57	10.97	1.19	0.04	0.03	1.37	0.84	100.00



# CHAPITRE V

## Partie Calcul

**V-1. Introduction**

Suite à la chute de pression dans les gisements d'Ohanet avec la diminution de débit de gaz bruts dans le complexe gazier (359.4 t/h à 225 t/h). La composition de la charge tend vers un changement graduel et significatif avec la diminution de la richesse en hydrocarbures liquides (GPL et condensat).

Puisque la pression du gaz naturel diminue avec le temps, et la teneur en eau augmente à l'entrée de l'unité du gaz à cause de l'épuisement de gisement du gaz naturel, ce dernier est réfrigéré de plus en plus dans des échangeurs pour récupérer assez des hydrocarbures liquides et ajuster le point de rosée des hydrocarbures.

Pour éviter la formation des hydrates au cours du refroidissement, le gaz doit passer dans un sécheur pour diminuer la teneur en eau.

Dans ce chapitre, on va vérifier les résultats obtenus par la méthode de calcul utilisée afin de faire la comparaison entre les données de design et les données utilisées pour le cas actuel (le redimensionnement).

## V-2. Vérification du design

## V-2.1. Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange

Tableau-V.1 : Propriétés critiques du gaz

	Y <sub>i</sub> (%)	T <sub>ci</sub> (K)	P <sub>ci</sub> (psi)	y <sub>i</sub> *T <sub>ci</sub>	y <sub>i</sub> *P <sub>ci</sub>
N <sub>2</sub>	0.787	126.2	492.45	0.9931	3.8755
CO <sub>2</sub>	1.313	304.2	1073.45	3.994	14.0943
C <sub>1</sub>	80,364	191.1	673.26	153.5756	541.05
C <sub>2</sub>	10,387	305.5	708.54	31.7322	73.596
C <sub>3</sub>	4,321	370	617.4	15.9877	26.6778
IC <sub>4</sub>	0,749	408.1	529.2	3.596	3.9637
NC <sub>4</sub>	1,027	425.2	551.25	4.3668	5.6613
IC <sub>5</sub>	0,358	461	483.63	1.6503	1.7313
NC <sub>5</sub>	0,267	469.8	489.51	1.2543	1.3069
NC <sub>6</sub>	0,220	507.9	439.53	1.1173	0.9669
NC <sub>7</sub>	0,084	540.2	396.9	0.4537	0.3333
H <sub>2</sub> O	0.086	647.4	218.3	0.5567	0.1877

**T<sub>cm</sub>**: Température critique du mélange, elle est donnée par :

$$T_{cm} = \sum Y_i \times T_{ci} \quad 5.1$$

**P<sub>cm</sub>** : pression critique du mélange, et est donnée par :

$$P_{cm} = \sum Y_i \times P_{ci} \quad 5.2$$

Avec :

**T<sub>ci</sub>**: Température critique du constituant i

**P<sub>ci</sub>**: Pression critique du constituant i

**Y<sub>i</sub>**: Fraction molaire du constituant i

**T<sub>rm</sub>**: Température réduite du mélange, elle est donnée par:

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{cm}} \quad 5.3$$

**P<sub>rm</sub>** : Pression réduite du mélange, elle donnée par :

$$p_{rm} = \frac{P}{p_{cm}} \quad 5.4$$

### V-2.2. Calcul du facteur de compressibilité Z

En utilisant les équations 5.3 et 5.4 respectivement :

Avec  $T=304$  K, et  $P= 978.75$  psi nous obtenons :  $T_{rm}=1,38$ ,  $P_{rm}=1,45$

En utilisant l'abaque universel de l'annexe A ( $T_{rm} = 1,38$  et  $P_{rm} = 1,45$ )

On trouve : **Z = 0,799**

### V-2.3. Calcul de densité relative du gaz

En se basant sur l'équation suivante :

$$d_G = \frac{M_w}{M_{w,air}} \quad 5.5$$

$M_w$  : masse moléculaire du gaz.

$M_{w,air}$  : masse moléculaire d'air.

On trouve : **d<sub>G</sub> = 0,708**

### V-2.4. Calcul de la masse volumique du gaz

$$\rho_G = \frac{PM_w}{ZRT} \quad 5.6$$

En remplaçant les valeurs suivantes dans l'équation 5.6 :

$Z= 0,8267$  ,  $P = 67$  bar,  $T = 304.05$  K.

$R= 8,314$  J/mole K

Nous obtenons :  **$\rho_G = 68.03 \text{ Kg/m}^3$  4,247 Ib/ft<sup>3</sup>**

**V-2.5. Calcul du diamètre minimum de la colonne****V-2.5.1. Calcul de la vitesse massique admise**

La vitesse massique admise est donnée par la formule suivante :

$$G = 3600[C \times \rho_G \times \rho_B \times D_P]^{0,5} \quad 5.7$$

$\rho_B = 39,95 \text{ lb/ft}^3$  : masse volumique du tamis tassé, (lb/ft<sup>3</sup>)

$\rho_G = 4,247 \text{ lb/ft}^3$  : masse volumique de l'alimentation (lb/Cu ft)

$D_P = 0,0104 \text{ ft}$  : diamètre moyen des particules de l'adsorbant (ft)

$C = 1,06$  : Constante comprise entre (0.81 et 1.06)

$$G = 3600[1,06 \times 4,24 \times 39,95 \times 0,0104]^{0,5}$$

$$G = 4923.41 \text{ lb gaz/h.ft}^2$$

Afin d'éviter tous les phénomènes d'écrasement et de cassure des particules du tamis, il est nécessaire que la vitesse de l'écoulement ne dépasse pas la valeur limite de vitesse calculée.

**V-2.5.2. Calcul de la vitesse superficielle admise :**

$$V_g = \frac{G.Z.T}{162.P.d_G} = \frac{4923,41 \times 0,799 \times 547,32}{162 \times 977,3 \times 0,708} \quad 5.8$$

$$V_g = 19.20 \text{ ft/min (5.85 m/min)}$$

**Donc le diamètre minimal du lit**

$$D = \left[ C \cdot \frac{(Q/2).Z.T}{P.V_g} \right]^{0,5} = \left[ 25,05 \times \frac{(358,85/2) \times 0,799 \times 547,32}{977,3 \times 19,20} \right]^{0,5} \quad 4.9$$

C : constante, C = 25,05

Q : débit volumique du gaz, (MMScF/J)

T : température (rankine)

P : pression (psi)

$$D = 10.23 \text{ ft (3.15 m)}$$

**V-2.6. Calcul de la hauteur du lit****V-2.6.1. Calcul du flux d'adsorption d'eau**

$Y_w$  : teneur en eau dans l'alimentation, (lb H<sub>2</sub>O/MMScF de gaz)

En utilisant les données obtenues à partir des résultats de la simulation HYSIS :

$$Y_w = 39.99 \text{ lb H}_2\text{O/MMScF de gaz}$$

$q$  : flux d'adsorption d'eau.

$$q = \frac{(Q/2)Y_w.4}{D^2.\Pi.24} = \frac{(358,85/2) \times 39,99 \times 4}{10,20^2 \cdot 3,14 \cdot 24} \quad 5.10$$

$$q = 3.63 \text{ lb H}_2\text{O/h.ft}^2$$

### V-2.6.2. Hauteur de la zone de transfert de masse

$$\text{Log } h_z = 2,5741 + 0,7895 \log q - 0,5506 \log V_g - 0,2646 \log \text{RS} + 0,0065$$

Avec:

$h_z$ : hauteur de la zone de transfert de masse

$q$  : quantité d'eau dans le gaz par unité de surface du déshydrateur (lb / h.ft<sup>2</sup>)

$V$  : vitesse superficielle du gaz (ft / mn)

RS : Saturation relative du gaz d'entrée en % (100% pour notre cas)

$$\text{D'où : } \text{Log } h_z = 2,5741 + 0,7895 \log (3.63) - 0,5506 \log (19.2) - 0,2646 \log (100) + 0,0065$$

$$h_z = 2,1 \text{ ft (0.64 m)}$$

### V-2.6.3. Hauteur de la zone d'adsorption

$$h_{ad} = \frac{q.\theta_B}{0,01.\rho_B.X} = \frac{3,63 \times 18}{0,01 \times 39,95 \times 12,5} \quad 5.11$$

X: Est la capacité d'adsorption de l'adsorbant à la saturation totale du lit.

La capacité d'adsorption à **1100** cycles de **X = 12.5 %**, pour cela on va prendre le cas le plus défavorable : X = 12.5% : capacité d'adsorption à 1100 cycles.

Le temps d'adsorption du design est de  $\theta_B = 18$  heures (temps de cycle total est 30 heures)

$$h_{ad} = 13.08 \text{ ft (3.98 m)}$$

**Donc la hauteur de lit**

$$h_B = h_z + h_{ad} = 0.64 + 3.98$$

$$h_B = 4.62 \text{ m}$$

### V-2.7. Calcul de la masse du lit

$$M = \frac{\pi.D^2}{4} \times h \times \rho_B = \frac{3,14 \times 10,23^2}{4} \times 13,08 \times 39,95 \quad 4.12$$

$$M = 49722.22 \text{ lb (22553.62 kg)}$$

V-2.8. Quantité d'eau adsorbée

- Quantité d'eau adsorbée par cycle

$$Q_w = [Y_w \times (Q_{\text{gaz}}/2) \times \theta_B] / 24 = [39.99 \times (359,4/2) \times 18] / 24 \quad 5.13$$

$$Q_w = 5389.65 \text{ lb H}_2\text{O/sécheur} \quad (2449.84 \text{ kg H}_2\text{O/sécheur})$$

- Quantité d'eau adsorbée (kg/ heure/séch)

$$Q_w = Q_w \text{ (kg H}_2\text{O/sécheur)} / 18 = 2449.84 / 18 \quad 5.14$$

$$Q_w = 136.1 \text{ kg/ heure/séch}$$

V-2.9. Résultats des calculs obtenus

Une récapitulation des résultats de calcul est donnée dans le tableau suivant :

Tableau -V.2 : Résultats de calcul

<b>Données :</b>	
<b>Tamis moléculaire type "UI 94 UOP"</b>	
<b>Température de service °C</b>	<b>31</b>
<b>Pression de service (bars)</b>	<b>67.2</b>
<b>Débit de gaz humide MMScF/J</b>	<b>359.4</b>
<b>Capacité d'adsorption à 1100cycles, (%)</b>	<b>12.5</b>
<b>Masse volumique du tamis tassé, (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>640</b>
<b>Teneur en eau, lb H<sub>2</sub>O/MMScF gaz</b>	<b>39.99</b>
<b>Paramètres</b>	<b>Résultats</b>
<b>Vitesse massique, lb gaz/h.ft<sup>2</sup></b>	<b>4923.41</b>
<b>Vitesse superficielle admise, (m/min)</b>	<b>5.85</b>
<b>Diamètre, (m)</b>	<b>3.15</b>
<b>Hauteur du lit, (m)</b>	<b>4.63</b>
<b>Quantité d'eau adsorbée par cycle, (kg/lit)</b>	<b>2449.84</b>
<b>Quantité d'eau adsorbée par heure/séch, (kg)</b>	<b>136.1</b>
<b>Masse totale du lit, (kg)</b>	<b>22553.62</b>

## V-2.10. Comparaison des résultats obtenus avec ceux du design

Tableau-V.3 : Comparaison des résultats

Paramètres	design	Calculés	% d'écart
Diamètre (m)	3.2	3.15	1.56
Quantité d'eau adsorbée (kg H <sub>2</sub> O/h/séch)	148.3	136.1	8.4
Hauteur du lit (m)	4.45	4.62	3.82
Masse du lit (kg tamis/déshydrateur)	21195	22553.62	7.92

D'après cette comparaison, on remarque que les écarts entre les résultats calculés et ceux du design sont acceptables.

Donc, la méthode utilisée pour le dimensionnement des déshydrateurs est bonne. Les résultats du design sont légèrement supérieurs aux résultats de calcul (paramètres du design paramètres calculés). Les déshydrateurs peuvent assurer leur fonction dans les conditions du design sans qu'il y ait de risques.



**V-3. Les conditions actuelles :****V-3.1. Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :**

La composition du gaz brut a changé depuis le démarrage de l'unité; La quantité des hydrocarbures lourds a diminué d'où la nouvelle composition :

**V-3.2. Composition actuelle du gaz à l'entrée du déshydrateur :**

A partir de l'analyse du laboratoire :

*Tableau -V.4 : Composition du gaz d'adsorption*

<b>Composition</b>	<b>N<sub>2</sub></b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	<b>i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>
<b>% molaire</b>	<b>0,787</b>	<b>1,313</b>	<b>80,364</b>	<b>10,387</b>	<b>4,321</b>	<b>0,749</b>

<b>H<sub>2</sub>O</b>	<b>n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	<b>i-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	<b>n-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	<b>n-C<sub>6</sub>H<sub>14</sub></b>	<b>Total</b>
<b>0,086</b>	<b>1,027</b>	<b>0,358</b>	<b>0,267</b>	<b>0,304</b>	<b>100,000</b>

- Le gaz est supposé saturé en eau.

*Tableau -V.5 : Composition du gaz de régénération*

<b>Composition</b>	<b>Méthane</b>	<b>Ethane</b>	<b>Propane</b>	<b>i.butane</b>	<b>n.butane</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>N<sub>2</sub></b>	<b>Total</b>
<b>% molaire</b>	<b>87,2458</b>	<b>9,8093</b>	<b>0,6195</b>	<b>0,0128</b>	<b>0,0168</b>	<b>1,5380</b>	<b>0,7578</b>	<b>100,00</b>

**V-3.3. Conditions opératoires actuelles :****Tamis moléculaire type "4A UOP UI 94 adapté "**

Masse volumique du tamis tassé : 39,95 lb/ft<sup>3</sup> (640 kg/m<sup>3</sup>)

Pression : 64 bars, Température : 23°C

Débit gaz brut : 225000 Kg/h = 220,6575 MMscf/d

Temps de cycle : 18 heures

- Adsorption : 12 heures
- Régénération : 6 heures

Teneur en eau : 43,14 lb H<sub>2</sub>O/MMscf gaz

## V-3.4. Résultats des calculs obtenus :

Les calculs similaires à la partie précédente ont été effectués, les résultats de calcul sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau-V.6 : Résultats de calcul

Paramètres	Résultats
<b>Tamis moléculaire type "UI 94 adapté UOP"</b>	
Température de service, (°C)	23
Pression de service, (bars)	64
Débit de gaz brut, (Kg/h)	225000
Masse volumique du tamis tassé, (kg/m <sup>3</sup> )	640
Capacité d'adsorption à 1100 cycles, (%)	12,5
Facteur de compressibilité	0,838
Masse moléculaire (g/mole)	20.54
Densité relative du gaz	0,708
Masse volumique du mélange, (kg/m <sup>3</sup> )	63,74
Vitesse massique, lb gaz/h.ft <sup>2</sup>	4766.197
Vitesse superficielle admise (m/min)	5
Diamètre, (m)	2.48
Hauteur du lit, (m)	3.05
Teneur en eau, (lb H <sub>2</sub> O/MMscf de gaz)	43,14
Quantité d'eau adsorbée par cycle, (kg/lit)	1078.5
Quantité d'eau adsorbée par heure/séch, (kg)	89.87
Masse totale du lit, (kg)	9441.35

## V-3.5. Comparaison des résultats obtenus avec ceux installés :

Tableau –V.7 : Comparaison des résultats

Paramètres	design	Calculé	% d'écart
Diamètre (m)	3,2	2,48	22 ,5
Hauteur du lit (m)	4,45	3,05	31.36
Masse du lit (kg tamis/déshydrateur)	20250	9441.35	53.4

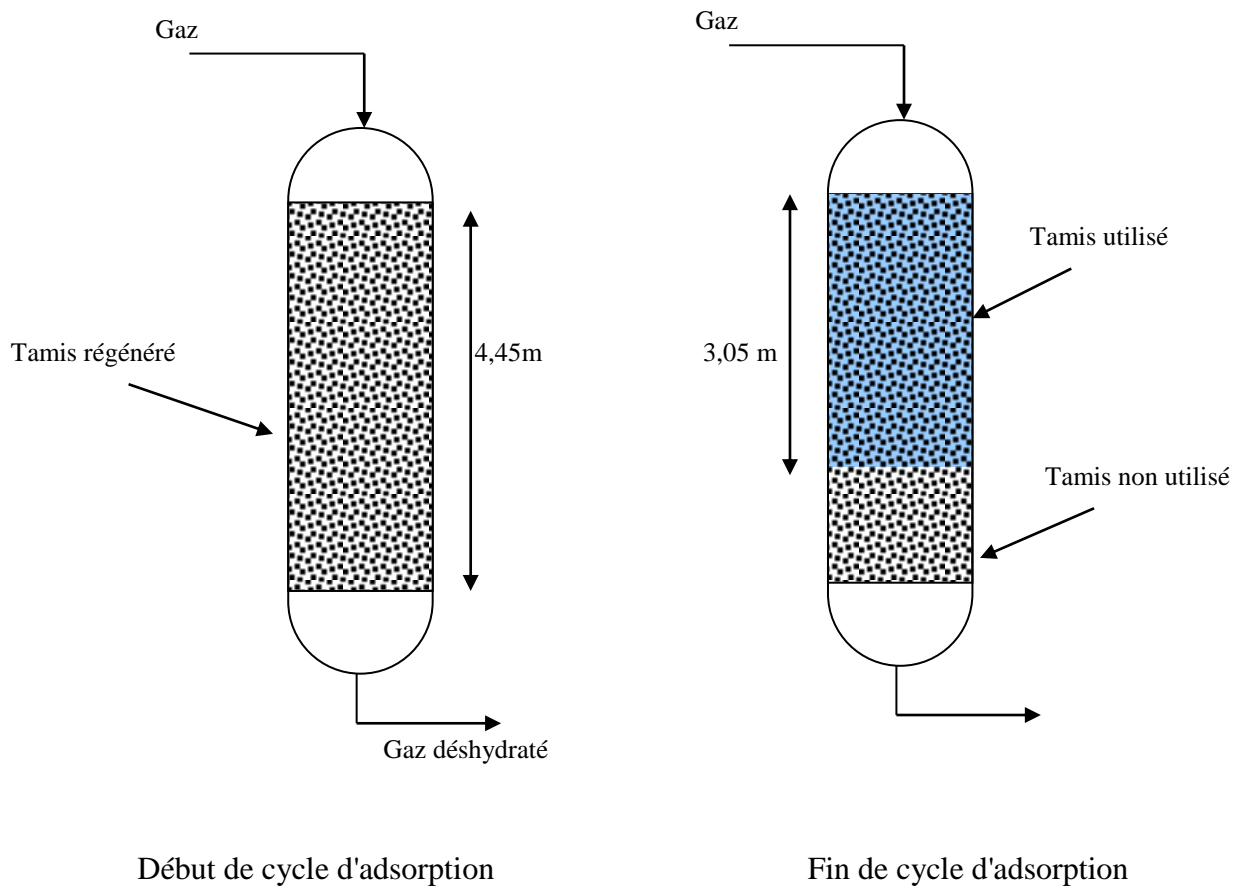
D'après les résultats obtenus, on remarque que pour déshydrater un gaz avec les paramètres actuel, il faut utiliser un déshydrateur de diamètre de 2,48m (au minimum) et de hauteur de 3,05m et d'une masse de tamis de 9441.35 kg (au minimum).

On remarque aussi que le déshydrateur est surdimensionné, car la masse nécessaire pour déshydrater le gaz est de **9441.35 kg/sécheur (46.6 %)** et la masse installée est de **20250 kg/sécheur (100 %)**. ce qui représente un écart de **(53.4 %)**.

Donc, dans ces conditions, les déshydrateurs assurent la déshydratation du gaz, mais ils sont sous exploités.

**V-4. Optimisation du temps de cycle du cas actuel :**

Actuellement, et d'après les résultats de calcul, chaque déshydrateur fonctionne avec **(46.6%)** de sa masse totale.



**Figure-V.1 :** Représentation de la masse utilisée du tamis après le cycle d'adsorption

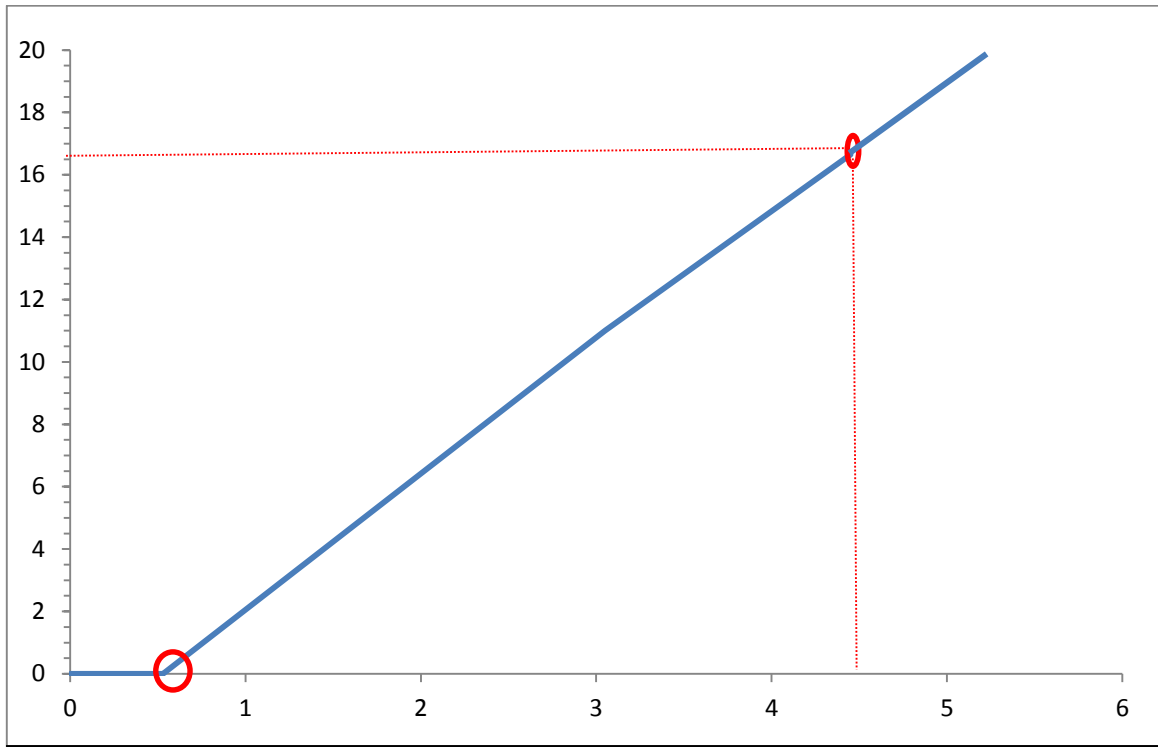
Afin d'exploiter toute la masse du tamis moléculaire, on va déterminer le temps d'adsorption nécessaire qui correspond à la masse installée. En augmentant ce dernier qui est actuellement de 12 heures, on détermine le temps de rupture.

#### V-4.1. Détermination du temps de rupture :

Dans la pratique, pour réaliser une opération d'adsorption sans risque de problème de fuite, il est nécessaire de limiter le temps de cycle d'adsorption à un temps légèrement inférieur au temps de rupture (temps limite).

$$\theta_B = \frac{0,01.X.hT.\rho_B}{q}$$

5.15



*Figure-V.2 : Variation de la masse du tamis en fonction du temps d'adsorption*

La figure –V.2 Indique que le temps de rupture est **16.65 heures**.

Un temps d'adsorption de **15 heures** est un temps optimal avec lequel on exploite toute la masse du tamis nécessaire, ainsi on augmente **le temps total du cycle qui devient 22.5 heures**.

## V-4.2. Répartition des temps du cycle :

Tableau –V.8: Répartition du temps des cycles

Paramètres		Calcul	Actuel
Temps de cycle d'adsorption (h)		15	12
Temps de régénération (h)	Chauffage	4	4
	Refroidissement	2	2
Temps de stand-by (h)		1.5	0
Temps de cycle Total, (h)		22.5	18
Nombre de cycles par année		389.33	486.66
Temps pour atteindre à 1100 cycles		33.8 mois	27mois

## V-4.3. Comparaison des résultats :

Tableau–V.9 : Comparaison des résultats

Paramètres	design	Calculé	% d'écart
Diamètre (m)	3,2	3.08	3,75
Hauteur totale du lit (m)	4,45	4.22	5.16
Masse du lit (kg tamis/déshydrateur)	20250	19260.77	4.48

D'après cette comparaison, on remarque que les écarts entre les résultats calculés et ceux du design sont très faibles.

Donc, l'optimisation de temps des cycles utilisée dans les déshydrateurs est meilleure. Les déshydrateurs peuvent fonctionner en toute sécurité.

**V-5. Interprétation Des Résultats**

D'après tous les résultats obtenus, on a réalisé la modification du temps des cycles du déshydrateur sans faire de modification sur les dimensions des sécheurs.

Avec l'augmentation du temps des cycles on aura :

- ✚ Une diminution de nombre de cycles, par conséquent une augmentation de l'efficacité du tamis.
- ✚ Exploitation de toute la masse du tamis moléculaire installée.
- ✚ Augmenter la durée d'utilisation du tamis.
- ✚ Réduire le nombre de changement.

Suite à cette étude on a conclu qu'on peut faire une économie de coût sur :

- ✓ Le fuel gaz du four (H-109).
- ✓ L'énergie électrique de l'aéroréfrigérant (AE-106).
- ✓ Le prix d'achat des tamis.

# **Conclusion Générale**



### Conclusion

Cette étude pratique nous a permis de développer nos connaissances théoriques concernant les différents équipements dynamiques et statiques, ainsi que les différents procédés industriels de traitement de gaz et de pétrole.

A la lumière des résultats obtenus dans les conditions actuelles nous remarquons que le déshydrateur est surdimensionné à un temps de cycle de 18 heures (12 heures d'adsorption et 6 heures de régénération). Ces conditions assurent la déshydratation du gaz, mais ils sont mal exploités. Donc pour le bon fonctionnement de l'unité de déshydratation nous avons constaté que l'étude de l'optimisation du temps des cycles peut prévoir un bon fonctionnement des déshydrateurs et un prolongement de la durée de vie des tamis.

Un temps d'adsorption de 15 heures est un temps optimal pour lequel on exploite toute la masse du tamis nécessaires, ainsi on augmente le temps total du cycle qui devient 22.5 heures et à la lumière des résultats obtenus. Dans les conditions actuelles nous remarquons que cette optimisation du temps des cycles utilisée dans les déshydrateurs est meilleure.

Un gain sur la durée de vie du tamis va être plus long du fait que le vieillissement du tamis est dû surtout au dépôt de coke à haute température, et la durée de vie de la robinetterie. Comme les séquences sont gérées par les ouvertures et fermeture de vannes, un nombre de cycle réduit solliciterait moins l'ouverture et la fermeture des vannes.

Suite à cette étude, nous pouvons conclure qu'on peut faire une économie d'énergie, de fuel gaz et allonger la durée de vie des tamis.

# **BIBLIOGRAPHIE**

## **Références bibliographiques**

✓ Livres

- [1] Manuel opératoire de l'usine d'Ohanet, 2001
- [2] M. Charron, Traitement du gaz, TRAN 98.2, 1998.
- [3] Manuel de formation Cours exp-pr-pr130 Révision 0.1, Total.  
La déshydratation du gaz 2007.
- [4] A. Rojey - Le gaz naturel (production, traitement, transport) ; édition technip, 1994.
- [5] Pr. Chems Eddine CHITOUR -Physico -chimie des surfaces -(tome 2). Édition ;  
OPU.01-2004.

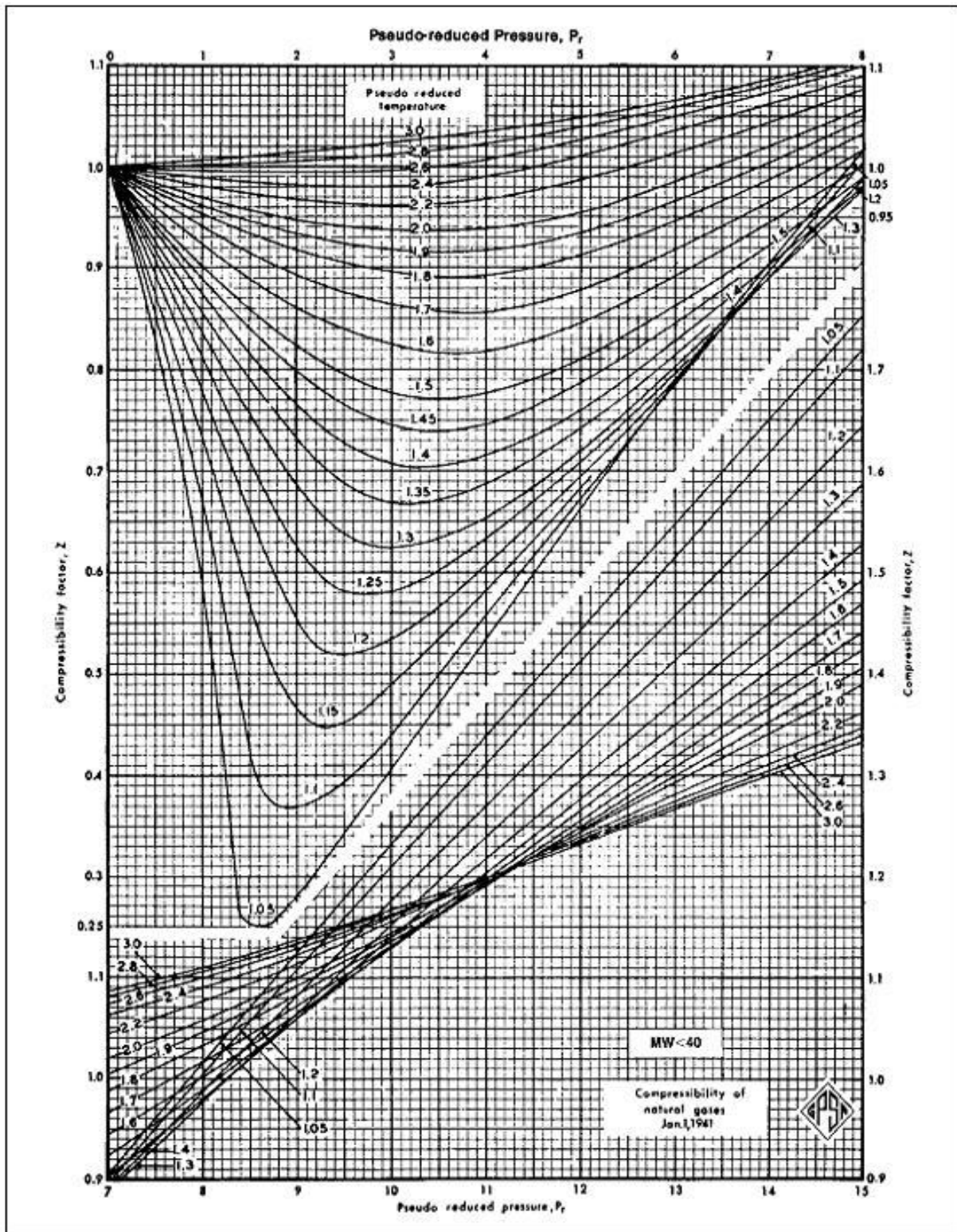
✓ Thèses et mémoires

- [6] B. BELADIS, Etude comparative de dimensionnement d'un déshydrateur de gaz de l'unité de récupération de GPL à GTL, SH-DP-GASSI TOUIL 2015.

✓ Rapport

- [7] R. Houari, Hydrates de gaz naturel, formation Exp IAP-HMD 2014.

# **ANNEXE**



Annexe A

## Annexe B : Tableau de conversion

Température	°C	°F	R	°K
°C	1	1.8 (°C) +32	1.8 (°C) +491.7	°C-273.15
°F	(°F-32)/1.8	1	°F+459.7	1.8 (°F+459.7)
R	(R-491.7)/1.8	1.8 (°C)-459.7	1	R/1.8
°K	(°K)-273.15	1.8 (°K) +459.7	1.8 (°K)	1

Longueur	m	in	ft
m	1	39.37	3.281
in	0.0254	1	0.08333
ft	0.3048	12	1

Surface	m <sup>2</sup>	sq in	sq ft
m <sup>2</sup>	1	1550	10.76
sq in	0.0006451	1	0.006944
sq ft	0.09290	144	1

MMscf=27100 Sm<sup>3</sup> (14,5 psi et 60 °F)

Msm<sup>3</sup>=36,83 MMscf (14,5 psi et 60 °F)

Msm<sup>3</sup>=44073 K mole (0 °C, 100 K Pa)

1 g/cm<sup>3</sup>=62, 4 lb/ft<sup>3</sup>

1 Kg/m. s=0,0672lb/ft.sec

1lb/hr.ft<sup>2</sup>=4, 89 Kg/h.m<sup>2</sup>

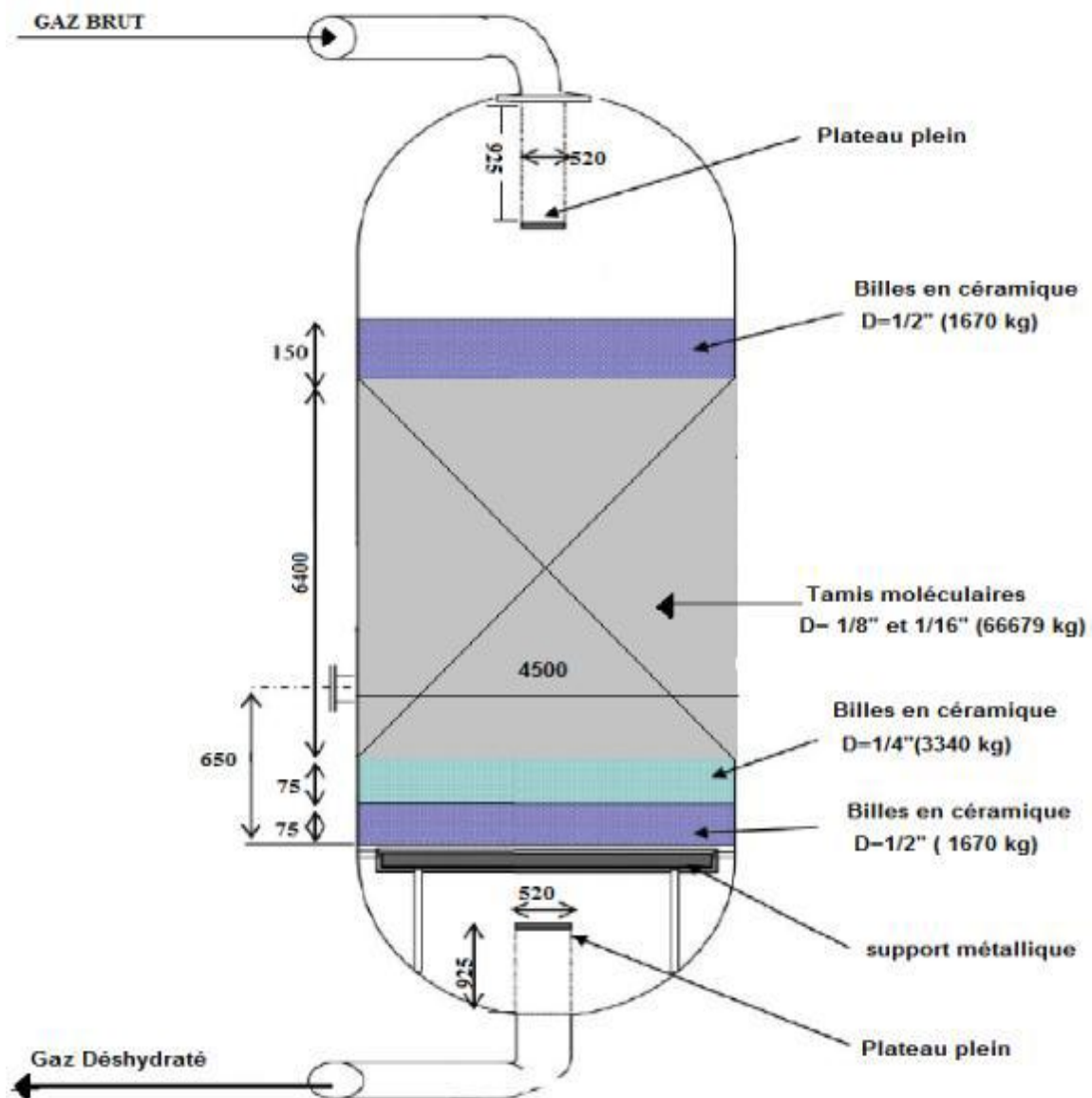
1l =0, 0353 ft<sup>3</sup>

1bar =14, 5 psi

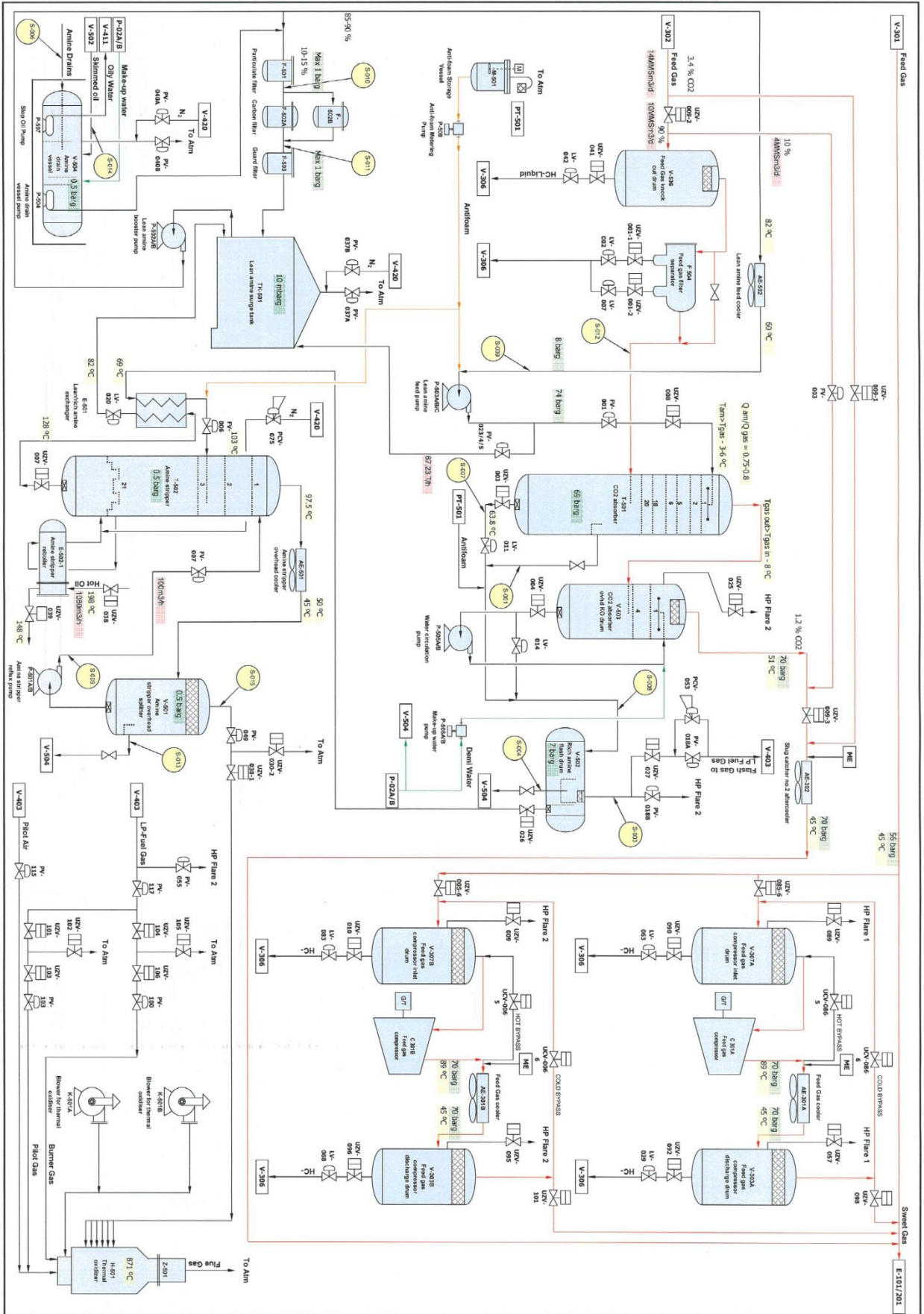
1 kca l=3,968 Btu

1 bar = 2088, 54 PsF

1 kg =2, 205 lb



**Annexes C: Absorber**



Prepared by Spardeke Nieu 24/06/2007

DRAFT

Annexe D: PFD d'unité 500





# SOMMAIRE

**Remerciement**

**Dédicace**

**Résumé**

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

**Liste des abréviations**

**Introduction générale** 01

## **Chapitre I : Présentation de la région Ohanet**

I-1. Situation géographique d'Ohanet 02

I-2. Description de l'usine d'Ohanet 03

I-2.1. L'emplacement de l'usine de traitement «CPF» 03

I-2.2. Description 03

I-2.3. Composition de l'usine «CPF» 03

I-2.4. Production design 05

I-2.5. Spécifications des produits 05

## **Chapitre II : Technique de La déshydratation**

II-1. Introduction 06

II-2. Composition chimique du gaz naturel 06

II-3. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel 06

II-4. Les hydrates 07

II-4.1. Définition les hydrates 07

II-4.2. Types des hydrates 07

II-4.3. Les conditions de formations des hydrates 08

II-4.4. Pourquoi déshydrater le gaz naturel 08

II-4.5. Prévention des hydrates 08

II-4.5.1. Chauffages 09

II-4.5.2. Réductions de pression 09

II-4.5.3. Utilisations d'inhibiteurs 09

II-5. la déshydratation	09
II-5.1. principe de la déshydratation	09
II-5.2. les différents procédés de déshydratation	10
II-5.2.1. déshydratation par membrane	10
II-5.2.2. déshydratation par absorption	10
II-5.2.3. déshydratations par adsorption	12
<b>Chapitre III : Aspect théorique d'adsorption</b>	
III-1. Introduction	14
III-2. Définition de l'adsorption	14
III-3. les différents types d'adsorbants	14
III-3.1 charbons actifs	15
III-3.2 Tamis moléculaires carbonés	15
III-3.3 Gels de silice	15
III-3.4 Alumines activées	15
III-3.5 Terre naturelle et terre activée	15
III-3.6 Adsorbants à base de polymères	16
III-3.7 Zéolithes (Tamis moléculaires)	16
III-4 Etape de l'adsorption	17
III-4.1 L'adsorption	17
III-4.2 La régénération chaude	18
III-4.3 La régénération froide	18
III-5. Les avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption	19
<b>Chapitre IV : Description de la section déshydratation</b>	
IV-1. Composants du Système	20
IV-2. Rôle de Chaque Composant	20
IV-3. Fonction totale du Système	21
IV-4. Les étapes de déshydratation	21
IV-4.1 L'adsorption	21
IV-4.2 régénération chaude (Chauffage du tamis moléculaire)	22
IV-4.3 régénération froide (Refroidissement du tamis moléculaire)	22
IV-5. Fiche technique des déshydrateurs V-104 A/B/C	24
IV-6. La Composition du gaz alimentant les sécheurs	25
IV-6.1. L'adsorption	25

IV-6.2. La régénération	25
<b>Chapitre V : Partie calcul</b>	
V-1. Introduction	26
V-2. Vérification du design	27
V-2.1. Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange	27
V-2.2. Calcul du facteur de compressibilité Z	28
V-2.3. Calcul de densité relative du gaz	28
V-2.4. Calcul de la masse volumique du gaz	28
V-2.5. Calcul du diamètre minimum de la colonne	29
V-2.5.1. Calcul de la vitesse massique admise	29
V-2.5.2. Calcul de la vitesse superficielle admise	29
V-2.6. Calcul de la hauteur minimale du lit	29
V-2.6.1. Calcul du flux d'adsorption d'eau	29
V-2.6.2. Hauteur de la zone de transfert de masse	30
V-2.6.3 Hauteur de la zone d'adsorption	30
V-2.7. Calcul de la masse du lit	30
V-2.8. Quantité d'eau adsorbée	31
V-2.9. Résultats des calculs obtenus	31
V-2.10. Comparaison des résultats obtenus avec ceux du design	32
V-3. Les conditions actuelles	33
V-3.1. Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles	33
V-3.2. Composition actuelle du gaz à l'entrée du déshydrateur	33
V-3.3. Conditions opératoires actuelles	33
V-3.4. Résultats des calculs obtenus	34
V-3.5. Comparaison des résultats obtenus avec ceux installées	35
V-4. Optimisation du temps de cycle du cas actuel	36
V-4.1. Détermination du temps de rupture	37
V-4.2. Répartition des temps des cycles	38
V-4.3. Comparaison des résultats	38
V-5. Interprétation des résultats	39
Conclusion générale	40
Références bibliographiques	
Annexe	

