

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURET DE LA RECHERCHE

SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences appliquées

Département de Génie des Procédés

Mémoire fin d'études

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Industries pétrochimiques

Spécialité : Génie Pétrochimique

Présenté Par :

BOUHAFS TAKI EDDINE & BECHOUA CHOAYB.

Thème :

**Calcul de vérification de la section de déshydratation de gaz naturel
avec procédé d'adsorption sur tamis moléculaire (adsorbent).
(Complexe Groupement Reggane Nord/SONATRACH).**

Soutenu publiquement le : 14/06/2023

Devant le jury composé de :

Dr. ACHI FETHI	Professeur (UKM Ouargla)	Président
Dr. TABCHOUCHE AHMED	MCB (UKM Ouargla)	Examineur
Dr. IZZA HIDAIA	MCA (UKM Ouargla)	Encadreur

Année Universitaire : 2022/2023



Remerciement

Mon parcours universitaire s'est terminé après épuisement et épreuves...

Nous remercions Dieu qui nous a aidés à mener à bien cette recherche scientifique, qui est importante pour la santé et le bien-être.

À mes parents, frères et amis, car ils ont été comme un soutien et un soutien afin de compléter la recherche.

Nous adressons nos remerciements et notre gratitude au professeur superviseur (IZZA HIDAIA) pour tous les conseils et informations précieuses que vous nous avez fournis et qui ont contribué à l'éloge du sujet de notre étude dans ses différents aspects.

Nous adressons également nos remerciements aux membres du jury

Prier Dieu Tout-Puissant de prolonger votre vie et de vous bénir avec de bonnes choses.

Dédicaces

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 ceux que j'aime et je respecte.

B.TAKI EDDINE.



Dédicaces

Je dédie ce mémoire

**A mes chers parents ma mère et mon père
Pour leur patience, leur amour, leur soutien et
leurs encouragements.**

A mes frères et mes amies.

**Sans oublier tous les professeurs que ce soit
du primaire, du moyen, du secondaire ou de
l'enseignement supérieur surtout rofaida mahdi
qui a toujours été à notre côtes.**

B.CHOAYB.



Sommaire

INTRODUCTION GENERAL :	1
CHAPITRE I	2
Généralités sur le gaz naturel	2
I.1 Introduction sur le gaz naturel :	2
I.2 Origine du gaz naturel :	2
I.3 Caractéristiques du gaz naturel:	3
I.3.1 La densité du gaz naturel:	3
I.4 Les différents types de gaz naturel :	3
I.4.1 Gaz associé :	3
I.4.2 Gaz a condensât :	4
I.4.3 Gaz sec :	4
I.4.4Gaz humide :	4
I.5 Composants du gaz naturel :	4
I.6 Les principaux produits du traitement du gaz naturel :	4
I.6.1 Le gaz naturel sec	4
I.6.2 Le condensat	5
I.6.3 L'eau	5
I.7 Les réserves gazières en Algérie	5
CHAPITRE II	2
II.1 Description du projet (GRN) :	2
II.2 Présentation du CPF :	6
II.2.1 Description du CPF :	6
II.3 Description du procès de l'unité CPF :	7
II.3.1 Installations d'entrées :	7
II.3.2 Section boosting :	7
II.3.3 Unité d'élimination des gaz acides (décarbonatation) :	8
II.3.4 Section de Déshydratation	8
II.3.5 Unité de contrôle du point de rosée des hydrocarbures :	10
II.3.6 Unité de Recompression de Gaz de Vente	10
II.3.7 Unité de traitement et stabilisation des condensats	10
CHAPITRE III	10

Procédé de déshydratation	10
III.1 Eaux de gisements :	12
III.2 Teneur en eau dans le gaz naturel :	12
III.3 Définition des hydrates :	12
III.4 Structures des hydrates :	13
III.4.1 Structure (sl) :	13
III.4.2 Structure (sll) :	14
III.4.3 Structure (sH) :	15
III.5 Conditions de formation d'hydrates :	16
III.5.1 Présence d'eau liquide :	16
III.5.2 Présence d'hydrocarbures légers :	16
III.5.3 Réalisation de certaines conditions de température et de pression :	16
III.6 Types d'hydrates :	16
III.7 Prévention contre la formation d'hydrates :	16
III.7.1 Réductions de pression :	16
III.7.2 Chauffage :	17
III.7.3 Utilisations d'inhibiteurs :	17
III.8 Les procédés Déshydratation :	18
III.8.1 Définition Déshydratation :	18
III.8.2 Différents procédés Déshydratation :	18
III.8.2.1 Déshydratation par absorption avec solvants hygroscopiques (glycol) :	18
III.9 Types d'absorbants :	19
III.10 Déshydratation par adsorption sur lit fixe :	20
CHAPITRE IV	16
Aspect théorique d'adsorption	16
Introduction	22
IV.1 Définition de l'adsorption :	22
IV.2 Les différents types d'adsorbants :	22
IV.2.1 Les gels de silice ou silicagel :	22
IV.2.2 L'alumine activée :	23
IV.2.3 Les tamis moléculaires	24
IV.2.4 la composition chimique de tamis moléculaires	25
IV.2.5 Caractéristiques de l'adsorbant	26
IV.3 Adsorption sur les tamis moléculaires (cas GRN)	26

IV.3.1 Procède de l'adsorption sur les tamis moléculaires	26
IV.3.2 La zone de transfert de masse (ZTM)	27
IV.3.3 Les étapes de l'adsorption.....	27
IV.3.3.1 Adsorption.....	27
IV.3.3.2 Régénération	28
IV.3.3.2.1 La désorption	28
IV.3.3.2.2 Refroidissement.....	28
IV.4 Différents types des tamis moléculaires	28
IV.4.1 Les avantages des tamis moléculaires	29
IV.5 Description d'une colonne d'adsorption.....	30
IV.6 Les avantages des procédés d'adsorption	30
CHAPITRE V	30
Partie calcul	30
V.1 Calcul de vérification du cas actuel :	31
V.2 Calcul du facteur de compressibilité Z.....	32
V.2.1 Calcul température critique du mélange	32
V.2.2 Calcul Pression critique du mélange.....	32
V.2.3 Calcul la température réduite du mélange	33
V.2.4 Calcul la pression réduite du mélange.....	33
V.3 Calcul la Masse molaire	34
V.3.1 Calcul de la masse volumique de gaz	34
V.4 Calculer le diamètre de lit.....	35
V.4.1 Calcul de la vitesse superficielle maximal.....	35
V.4.2 Calcul du débit massique.....	35
V.4.3 Calcul Débit volumique	35
V.4.4 Calcul du diamètre minimum de lit	36
V.4.4.1 Pour calculer la hauteur de lit il faut calculer les paramètres suivants.....	36
V.4.4.1.1 La vitesse superficielle	36
V.4.4.1.2 La perte de charge	36
V.5 La hauteur totale :	37
V.5.1 La hauteur de la zone de saturation.....	37
V.5.2 La hauteur de la zone de transfert de masse	37
V.5.3 Calcul de la hauteur total de lit :	37
V.5.4 Calcul de la quantité totale du tamis :.....	38
V.5.5 Pour calculer la quantité totale du tamis il faut calculer les paramètres suivants :	38

V.6 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération	38
V.6.1 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour chauffer les tamis moléculaire	38
V.6.2 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour adsorber l'eau	39
V.6.3 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour chauffer les bills céramique :	39
V.6.4 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le métal :	39
V.6.5 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour désorber les hydrocarbures	41
V.5.6 Calcul des pertes de chaleur Qpch :	42
V.7 Calcul du débit de gaz de régénération :	42
V.8 Discussion des résultats:	43
CONCLUSION GENERALE :	43

Tableau des Abréviations

Symbole	Nomenclature	Unité
Y_i	La fraction molaire	Mol
T_{ci}	La température critique	°K
P_{ci}	La pression critique	KPa
T_{pc}	La température pseudo critique	°K
P_{pc}	La pression pseudo critique	KPa
T_r	La température réduite	-
P	La pression réduite	-
Z	Le facteur de compressibilité	-
ρ	La masse volumique de gaz	lb/ft³
M	La masse molaire du gaz	lb/mol
R	La constante des gaz parfaits	psia. ft³/lb.mol.°R
T	La température de service	°R
V	La vitesse superficielle	ft/min
ΔP	La chute de pression	-
ΔP/L	Les pertes de charge	Psi/ft
μ	Viscosité du gaz	centpoise
ṁ	Le débit massique du gaz	lb/h
q•	Le débit volumique de gaz	ft³/min
D	Le diamètre de lit	ft
ẇ	La quantité d'eau enlevée par heure	lb/h
Q	Le débit de gaz	Mmscf/j
W_r	La quantité d'eau enlevée par cycle	lb/cycle
S_s	La quantité du tamis nécessaire à la zone de saturation	lb
X	La capacité d'adsorption	-
L_s	la hauteur de la zone de saturation	ft
L_{ZMT}	La hauteur de la zone de transfert de masse	ft
L_{TOT}	La hauteur totale de lit	ft
S_{TOT}	La quantité totale du tamis	lb
Q_i	la quantité de chaleur	BTu
m_c	La masse de la colonne	lb
C_{pm}	La chaleur spécifique du métal	Btu/lb.°F
T_{rég}	Température de régénération	°F
T_{ads}	Température d'adsorption « T de service »	°F
E	L'épaisseur de la colonne	inch

m_t	La masse totale du tamis moléculaire	lb
C_{p_t}	La chaleur spécifique des tamis moléculaire	Btu/lb.°F
m_c	La masse totale des bills céramique	lb
C_{p_c}	La chaleur spécifique des bills céramique	Btu/lb.°F
S	La surface de la colonne	m²
m_{Hc}	La masse des hydrocarbures désorbé par cycle	lb
C_{p_{Hc}}	La chaleur spécifique des hydrocarbures	Btu/lb.°F
Ch_{Hc}	La chaleur latent de désorption des hydrocarbures	Btu/lb.°F

Tableau de conversion	
1°K	-272.15 °C
1 lb	0.453 Kg
1 ft	0.3048 m
1 Psi	6894.757 Pas
1 °R	-272.594 °C
1 inch	0.0254 m

Liste des figures

Figure II.1 : Procédé de déshydratation de gaz par tamis moléculaire.	9
Figure III.1 : Hydrates.	12
Figure III.2 : Hydrate en cas d'inflammation.	13
Figure III.3 : Types des structures (sI).	13
Figure III.4 : Type de structures (sII)	14
Figure III.5 : Type de structures (sH)	15
Figure III.6 : Procédé de déshydratation de gaz par absorption (glycol).	19
Figure III.7 : Schéma du procédé d'adsorption sur lit fixe avec adsorbants solides.	21
Figure IV.1 : Les selicagel	23
Figure IV.3 : Les tamis moléculaires.	25
Figure IV. 4 : La zone de transfert de masse.	28
Figure IV.5 : Schéma de déshydrater	31
Figure V.1 : Fiche récapitulative de conception d'UOP.	34

Liste des tableaux

Tableau I.1 : les composants du gaz naturel.....	4
Tableau II.1 : Spécifications des produits.	6
Tableau III.1 : Géométrie de la Structure I (sI).....	14
Tableau III.2:Géométrie de la Structure (sII).....	15
Tableau III.3 : Géométrie de la Structure H (sH).....	16
Tableau III.4 : Les principales propriétés physiques des glycols commerciaux.....	20
Tableau IV.1 : Caractéristiques générales du silicagel	23
Tableau IV.2 : Caractéristiques générales de l'alumine activée.	24
Tableau IV.3 : Caractéristiques générales des tamis moléculaires	25
Tableau IV.4 : Les Composition du tamis moléculaire UOP UI 94.....	25
Tableau IV.5 : Différents types des tamis moléculaires.....	29
Tableau V.1 : Les Composition de gaz dans les sécheurs.....	34
Tableau V.2 : La constante B et V par type de tamis moléculaire.	36
Tableau V.3 : Tableau de résultats (cas design - cas actuelle).	43

INTRODUCTION GENERAL

INTRODUCTION GENERAL :

Le gaz naturel est l'une des ressources énergétiques rendues disponibles par les développements scientifiques humains.

Le gaz naturel est un mélange de matériaux riches en méthane et d'autres matériaux avec de faibles pourcentages d'hydrocarbures, d'azote, de mercure, d'eau, de composés soufrés et de certaines impuretés telles que H_2S et CO_2 , qui causent de nombreux problèmes lors des opérations de traitement qui ne répondent pas aux normes internationales de gaz, et il contient également des quantités de vapeur d'eau, qui est l'un des problèmes les plus difficiles auxquels les travailleurs sont confrontés lors des opérations de traitement du gaz, car c'est la principale raison de la formation d'hydrates qui affectent la productivité du gaz.

Par conséquent, le processus de séchage du gaz naturel à partir de la vapeur d'eau est une étape importante dont on ne peut pas se passer, car il existe différentes méthodes pour ce processus, telles que le séchage par tamis moléculaire ou le séchage au glycol.

Le but de notre travail consiste à vérifier les dimensions de la section de séchage dans le cas actuel pour voir si les déshumidificateurs fonctionnent dans des conditions actuelles, en comparant les calculs de conception avec ceux du cas design.

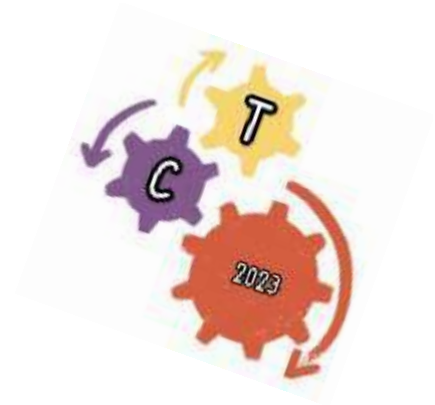
Le mémoire est scindé en cinq chapitres, après une introduction générale, on présente :

- ✚ Le premier chapitre des généralités sur le gaz naturel, pour mettre en considération les principales caractéristiques du gaz naturel.
- ✚ Le second chapitre est destiné à la description de l'unité de traitement de gaz (CPF)

Groupement Reggane Nord.

- ✚ Le troisième chapitre est consacré à une étude sur les différents procédés de déshydratation du gaz naturel et le plus utilisé.
- ✚ Le quatrième chapitre décrit l'aspect théorique de l'adsorption.
- ✚ Le dernier chapitre est consacré pour la partie calcul, qui présente une étude de vérification de la section de déshydratation

Enfin, on terminera par une conclusion générale.



CHAPITRE I

Généralités sur le gaz naturel

I.1 Introduction sur le gaz naturel :

Le gaz naturel est une énergie primaire bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite.

C'est un mélange dont le constituant principal de 75 % à 95 % de méthane (CH₄).

Cette énergie dispose de nombreuses qualités d'abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, et des prix compétitifs.

La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le traitement, le stockage, le transport, et la distribution [1].

I.2 Origine du gaz naturel :

Il existe de nombreuses théories différentes quant aux origines spécifiquement du gaz naturel.

La théorie est que le gaz naturel et le pétrole se forment lorsque la matière ou les débris (comme les restes de plantes ou d'animaux) sont comprimés sous la terre, à très haute pression pendant très longtemps.

Il y a des millions d'années, les restes de plantes et d'animaux se sont décomposés et construit en couches épaisses.

Au fil du temps, à mesure que les sédiments, la boue et d'autres débris empilés sur la matière organique, la métamorphose s'est produite et les sédiments, la boue et les autres débris ont été changés en roche, entraînant une pression sur la matière organique.

La pression croissante a comprimé la matière organique et, combinée à d'autres effets souterrains, décompose les constituants individuels en gaz et le pétrole.

Ainsi, les événements que l'on pense avoir eu lieu dans la formation de gaz naturel et de pétrole sont :

- Il y a 400 à 300 millions d'années : de minuscules plantes et animaux marins sont morts et ont été enterrés au fond de l'océan ; au fil du temps, ils étaient recouvert de couches de limon et de sable.
- Il y a 300 à 100 millions d'années : les débris organiques ont commencé à changer par de simples réactions chimiques.

- Il y a 100 à 50 millions d'années : les débris organiques ont été enfouis de plus en plus profond ; la pression a augmenté et (éventuellement) la température a augmenté (mais, comme indiqué précédemment, le niveau de la température est largement inconnue et, au mieux, très spéculatif).
- Il y a 50 à 1 million d'années : les débris organiques ont réagi, sous les conditions prévalant sous terre, pour produire du méthane et d'autres produits d'hydrocarbures qui sont finalement devenus le gaz naturel, qui a migré vers des réservoirs où il a été piégé et en attente de découverte [2].

I.3 Caractéristiques du gaz naturel:

Le gaz naturel est incolore, inodore, insipide, sans forme particulière ; il se présente sous forme gazeuse au-delà de -161°C .

Le gaz naturel a une température de combustion élevée, tout comme plage d'inflammabilité étroite, ce qui en fait un combustible fossile plus sûr en comparaison à d'autres sources d'énergie.

Et aussi à cause de sa densité (0,6), qui est inférieure à la densité de le gaz naturel a tendance à monter et peut donc facilement disparaître de l'endroit.

Le gaz naturel ne brûle dans l'air que dans une concentration de 5% à 15%.

Au stade final de son exploitation le gaz naturel peut être caractérisé par :

I.3.1 La densité du gaz naturel:

C'est le rapport de la densité du gaz à termes de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en prenant se référant soit aux conditions normales, soit à la condition standard [3].

La densité de gaz = masse moléculaire/ 28,97

I.4 Les différents types de gaz naturel :

I.4.1 Gaz associé :

On trouve du gaz associé dans la couche réservoir avec un gisement de pétrole.

Peut-être Existant sous forme de gaz dissous dans le pétrole ou de gaz de couverture situé au-dessus de la réserve de pétrole [4].

I.4.2 Gaz a condensât :

Dans la phase de production de ce gaz, il y a formation d'une phase condensée dans les composants lourds du réservoir.

I.4.3 Gaz sec :

Ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, il est concentré en méthane et peu d'hydrocarbure plus lourds que l'éthane.

I.4.4Gaz humide :

Forme une phase liquide au cours de production dans les conditions de surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.

I.5 Composants du gaz naturel :

Ce tableau représentés les Composants du gaz naturel:

NOM	Composants du gaz	Pourcentage du gaz
Méthane	CH ₄	70-90%
Ethane	C ₂ H ₆	0-20%
Propane	C ₃ H ₈	
Butane	C ₄ H ₁₀	
Pentane	C ₅ H ₁₂	0-10%
Dioxyde de carbone	CO ₂	0-8%
oxygène	O ₂	0-0,2%
Sulfure d'hydrogène	H ₂ S	0-5%
sulfure de carbonyle	COS	
Nitrogen	N ₂	0-5%

Tableau I.1 les composants du gaz naturel.

I.6 Les principaux produits du traitement du gaz naturel :

Le traitement du gaz naturel produit plusieurs produits utiles, notamment :

I.6.1 Le gaz naturel sec : Le gaz sec est produit après le processus de traitement du gaz naturel, qui est la séparation de l'eau, du soufre et du CO₂.

Nous pouvons utiliser du gaz sec pour générer de l'énergie électrique.

I.6.2 Le condensat : Le condensat est un liquide léger qui se forme lorsque le récessus de refroidissement du gaz naturel le sépare pendant le traitement du gaz naturel.

I.6.3 L'eau : L'eau est un élément secondaire qui se sépare lors du traitement du gaz naturel.

Il peut être transformé pour être utilisé dans d'autres procédés industriels ou pour l'irrigation.

I.7 Les réserves gazières en Algérie :

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4,077.109m³. Au cours des dix dernières années les bassins de BERKINE et d'ILLIZI ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de BERKINE qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'OUED MYA ou ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de TIMIMOUN et HASSI MESSAOUD. Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7Milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées.



CHAPITRE II

Description de l'unité CPF

II.1 Présentation du CPF :

II.1.1 Description du CPF :

L'unité de traitement de gaz est implantée au sud d'Adrar.

Les travaux de construction ont débuté en 2015 sous le contrôle et la supervision de la compagnie Petro fac (U.E.A).

La construction du projet dont le CPF (CPF : Central Processing Facilities) a abouti suite à un contrat de partenariat entre le Groupement Reggane et PETROFAC.

La partie engineering du projet a été confiée à PETROFAC, tandis que les travaux de construction ont été entrepris par l'entreprise sous-contractante LEAD.

II.1.2 Capacité du CPF :

Le débit du gaz d'entrée au CPF doit être calculé en référence à :

- ✓ AGRU [Acid Gaz Removal Unit = unité de désacidification].
- ✓ La consommation de gaz carburant.
- ✓ L'élimination de l'eau et récupération des condensats.

Les spécifications des produits issus de cette unité sont représentées sur le tableau suivant :

Produit	Spécification	Valeur
Gaz de vente	Pression	70.0 bar
	Température	60.0 °C
	Teneur en eau	< 50 ppmv
	Teneur H ₂ S	< 1.8mg/Cm ³
	Teneur CO ₂	< 2 % mol
Condensat	Pression de vapeur max	0.759 bar
	0.5 % Vol	0.5 % Vol

Tableau II.1 : Spécifications des produits.

II.2 Description du procès de l'unité CPF :

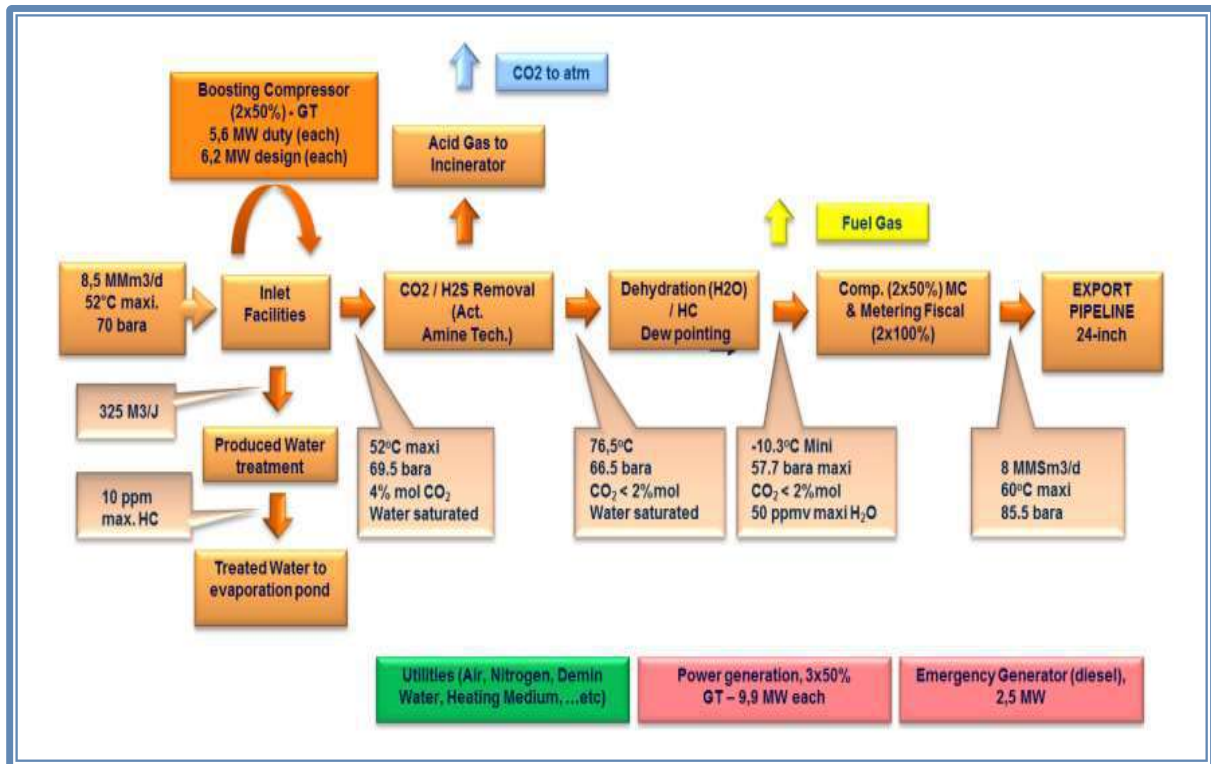


Figure II.1 : Schéma Simplifié du Procès.

II.2.1 Installations d'entrées :

Au démarrage initial, toutes les truncklines (RG / KL-KLS / AZSE) fonctionnent à haute pression (pour maintenir la pression d'arrivée du CPF à 70 bar).

La charge d'alimentation à travers ces 3 lignes entre dans le collecteur HP au CPF. Des récepteurs de racleurs permanents (13104-SP-0101/23104-SP-0101/33104-SP-0101) sont prévus pour truncklines individuelles.

De même le collecteur LP est prévu pour raccorder truncklines pendant le fonctionnement LP (CPF pression d'arrivée de 31 bars).

Des vannes d'isolation sont fournies pour brancher n'importe quelle trunckline soit sur le collecteur en fonction du profil de pression du champ.

Le gaz qui provient du collecteur HP, à une pression de 70 bar, entre dans une conduite de 18" vers le slug catcher HP (1411-V-101), qui a pour rôle d'éliminer une quantité de liquide (condensât et l'eau).

II.2.2 Section boosting :

Les gaz provenant à une pression de 31 bar seront acheminés depuis le collecteur LP vers le

slug catcher LP (1411-V-102) et ensuite vers le ballon d'aspiration (1460-V-101 A/B), le gaz sera comprimé dans les compresseurs (1460-K-101A/B), il va sortir à une pression de refoulement de 70 bar.

Ce gaz sera ensuite refroidi à une température de 50°C par des aéro-réfrigérants (1460-A-101 A/B), puis va être dirigé vers la ligne principale.

II.2.3 Unité d'élimination des gaz acides (décarbonation) :

Le gaz reçu des champs de puits devrait avoir un maximum de 5,3% en moles de CO₂ et 5ppm d'H₂S, qui doit être traité pour répondre aux spécifications du gaz commercialisé.

Les gaz provenant des installations d'entrée (HP Slug Catcher / LP booster Compresseur à l'avenir) passent par le séparateur d'entrée (1412-V-101), pour éliminer les traces de liquide.

Ils sont en outre traités pour coaliser des gouttelettes libres, d'une taille de 1µm, dans le coalescer d'entrée (1412-V-102) et acheminés vers le contacteur (1412-T-101).

Conformément à l'étude de DBO EPC et s'appuyant sur les informations d'exploration, le gaz se révèle être exempt de contamination par le mercure.

Cependant, l'installation de connexions est maintenue pour connecter une unité de démercurisation à l'avenir si la teneur en Hg augmente.

II.2.4 Section de Déshydratation :

Le rôle de cette section est d'éliminer l'eau contenue dans le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates dans la zone cryogénique (turbo-expander) où la température atteint - 9°C.

La teneur en eau du gaz d'alimentation est à la saturation. Celui-ci traverse de haut en bas les sécheurs contenant un lit de tamis moléculaires type 4 A° qui élimine et réduit la teneur en eau à moins de 50 ppm(v).

Deux filtres en aval des quatre sécheurs retiennent les éventuelles particules de poussière, d'une granulométrie de 0,3 µm, afin d'éviter les bouchages dans les instruments de mesure et les équipements sensibles tel que la cold box 1414-E-201 ainsi que l'érosion de ces derniers. Des hygromètres en ligne placés à la sortie de chaque sécheur servent à mesurer la teneur en eau du gaz séché en fonction du point de rosée.

Une partie de ce gaz déshydraté servira de gaz de régénération.

En exploitation normale, deux sécheurs sont en phase de service en parallèle (adsorption) alors que le troisième et le quatrième sont en phase de régénération (chauffage ou refroidissement).

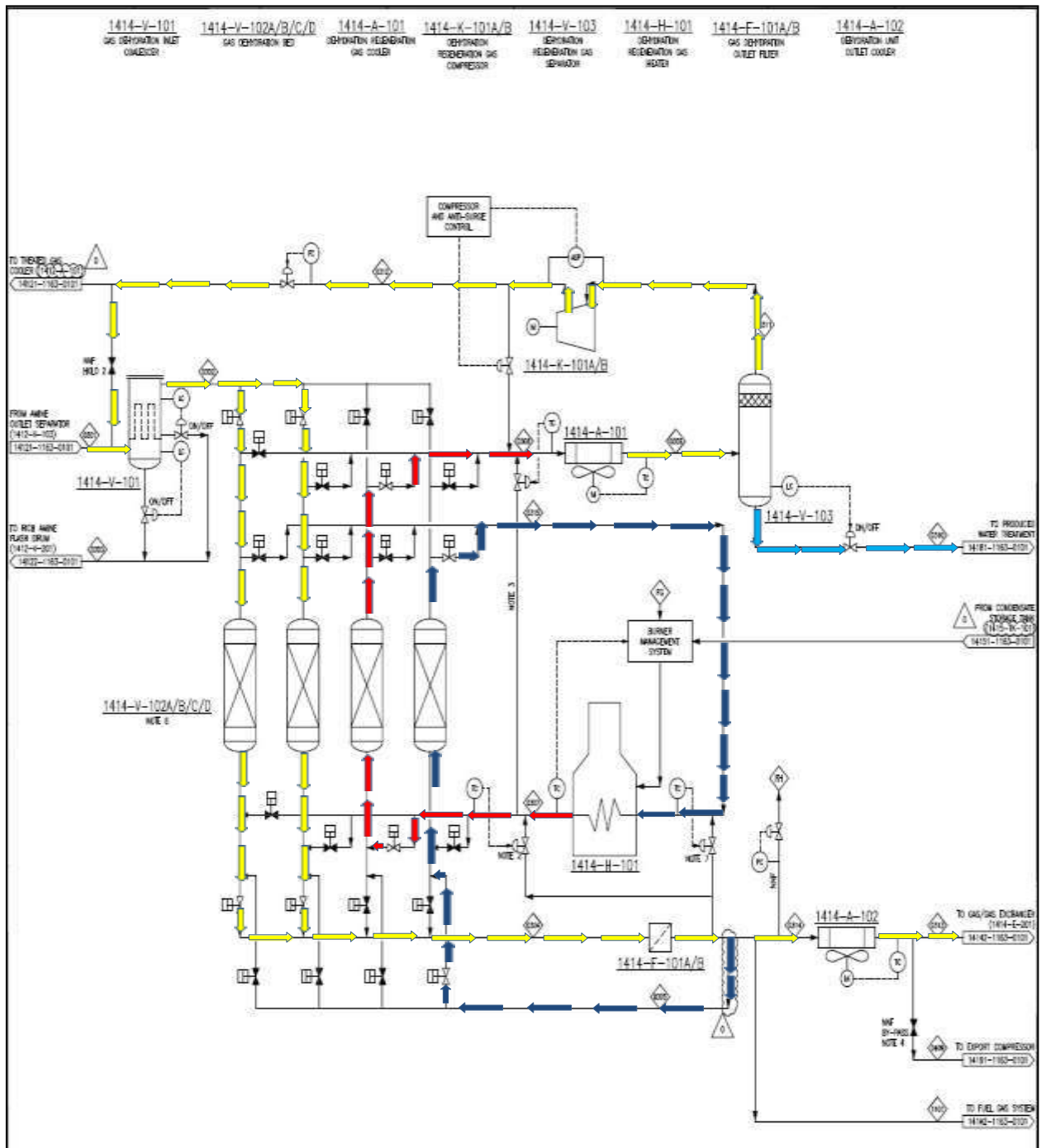


Figure II.2 : Procédé de déshydratation de gaz par tamis moléculaire.

II.2.5 Unité de contrôle du point de rosée des hydrocarbures :

Le gaz entre dans l'échangeur gaz –gaz (1414-E-201) à une pression de 59.9 bar et une température de 59 °C, pour un premier refroidissement à une température de - 1°C.

Il Passe ensuite à travers le séparateur (1414-V-201) d'admission turbo expender, où la phase liquide séparée est envoyée vers l'unité de traitement de condensat, tandis que la phase gazeuse subissant une détente dans le turbo-expender (1414-X-201) à une pression finale de 53.2 bar est à une température de - 7 °C.

Le liquide obtenu après la détente est séparé dans le séparateur (1414-V-202) de refoulement turbo expender.

Le gaz se dirige vers l'échangeur une autre fois pour céder ses frigories au gaz provenant de la section déshydratation et se réchauffe ainsi d'une température de -7 à 55 C°.

Ce gaz résiduel est comprimé dans le compresseur (1414-K-201) du turbo expender avant d'être acheminé vers l'unité de compression d'export.

Le train fonctionne en mode Joule-Thomson pendant chaque arrêt et chaque démarrage, de même à 80% aussi longtemps que turbo–expender est indisponible.

II.2.6 Unité de Recompression de Gaz de Vente :

Le gaz traité quittant l'unité de dew pointing est recomprimé de telle sorte qu'il puisse être exporté vers le pipeline GR-5 se trouvant à 75 Kms au nord-est du CPF.

Une fois le gaz traité au niveau des sections de désacidification, déshydratation et dew pointing, deux trains de Compresseurs d'Export (2 X 50%) (1419-K-101A / B) sont fournis afin d'augmenter la pression du gaz de vente pour pouvoir l'injecter à la pression au raccordement de GR-5 (71 bar).

Chaque train est équipé d'un séparateur d'aspiration (1419-V-101A/B), et d'un aéro réfrigérant (1419-A-101A/B).

II.2.7 Unité de traitement et stabilisation des condensats :

Le condensat provenant du slug catcher et de tous les points de récupération à travers le CPF, doit être stabilisé et traité pour la compatibilité avec les spécifications d'utilisation et d'export.

Le condensat stabilisé est utilisé comme combustible pour le four et l'incinérateur dans le CPF.

L'excès sera transporté par des camions à la raffinerie de Touat après le comptage fiscal.



CHAPITRE III

Procédé de déshydratation

III.1 Eaux de gisements :

Les eaux de gisements proviennent de l'aquifère sous-jacent, la mise en mouvement de l'aquifère (poussée des eaux) contribue à ralentir le déclin de pression du réservoir. La présence d'eau est à l'origine non seulement de la formation d'hydrates mais également de dépôts dans les puits de production par cristallisation de sels dissous.

La salinité des eaux de gisements varie entre quelques centaines de ppm pour les eaux douces jusqu'à plus de 400 grammes par litre pour certaines saumures.

Les eaux de gisements peuvent être d'origine marine. Elles sont alors caractérisées par des teneurs élevées en chlorures, particulièrement en chlorures de sodium, quelquefois supérieures à la teneur dans l'eau de mer.

III.2 Teneur en eau dans le gaz naturel :

La teneur en eau d'un gaz naturel dans les conditions de saturation dépend essentiellement de la température et de la pression.

III.3 Définition des hydrates :

Un hydrate est une combinaison physique de l'eau et d'autres molécules de gaz produisant un solide qui a une apparence semblable à de la glace ou de la neige, mais de structure différente de celle-ci.

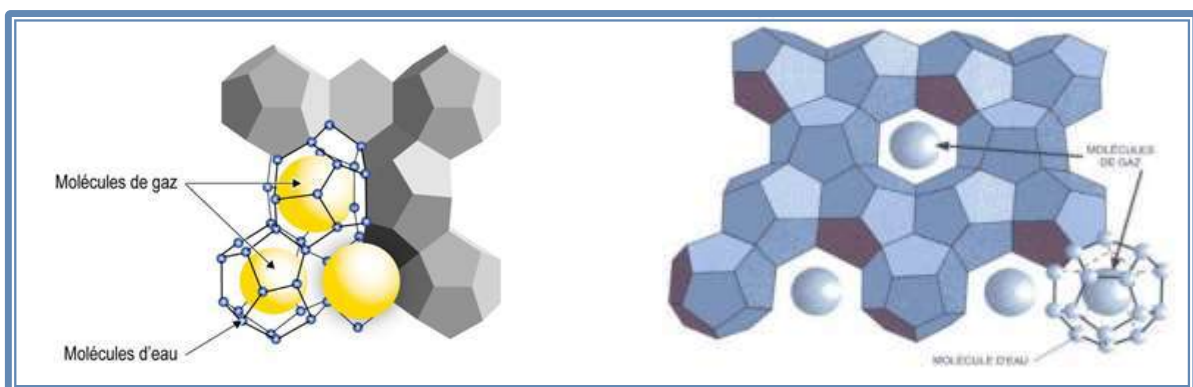


Figure III.1 : Hydrates.

- Les hydrates sont des composés solides inflammable qui ressemblent à de la glace.



Figure III.2 : Hydrate en cas d'inflammation [5].

III.4 Structures des hydrates :

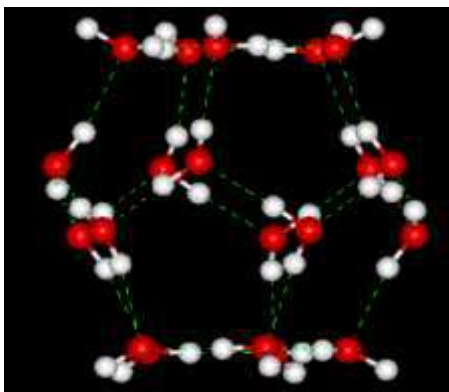
Trois structures ont été découvertes :

- Structure (sI).
- Structure (sII).
- Structure (sH).

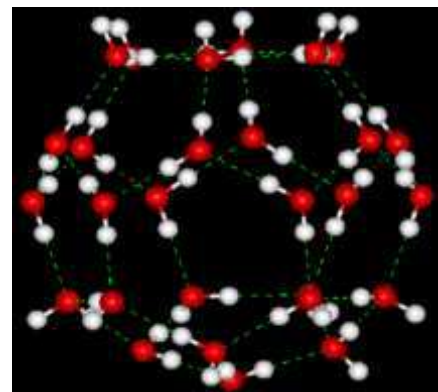
III.4.1 Structure (sI) :

Cette structure (SI) est constituée de deux types de cavités :

- 2 cavités à 12 faces pentagonales (5^{12}).
- 6 cavités à 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales ($5^{12} 6^2$).



Structure (SI) 2 cavités.



Structure (SI) 6cavités.

Figure III.3 : Types des structures (sI) [6].

La structure (sI) est composée de 46 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :

- $2M_1 \ 6M_2 \ 46H_2O$.
- ✚ M_1 désigne une molécule occupant les cavités (5^{12}).
- ✚ M_2 désigne une molécule occupant les cavités ($5^{12} \ 6^2$).

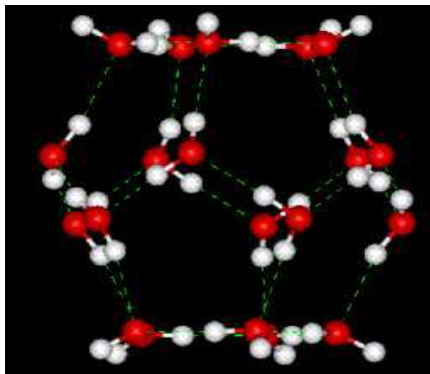
Cavité	Petite	Grande
Description	(5^{12})	($5^{12} \ 6^2$)
Nombre de cavité	2	6
Rayon moyen de la cavité	3.95	4.33

Tableau III.1 : Géométrie de la Structure I (sI).

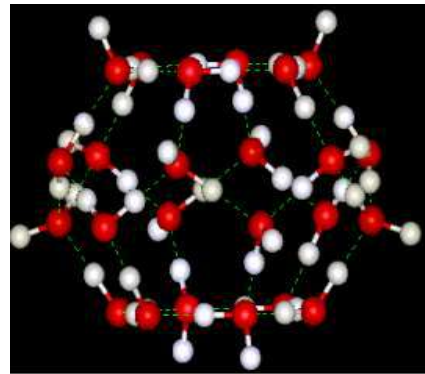
III.4.2 Structure (sII) :

Cette structure (sII) est constituée de deux types de cavités :

- 16 cavités à 12 faces pentagonales (5^{12}).
- 8 cavités à 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales ($5^{12} \ 6^4$).



Structure (SII) 16 cavités.



Structure (SII) 8 cavités.

Figure III.4 : Type de structures (sII) [6].

La structure (sII) 136 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :

- $16M_1 \ 8M_3 \ 136H_2O$.
- ✚ M_1 désigne une molécule occupant les cavités (5^{12}).
- ✚ M_3 désigne une molécule occupant les cavités ($5^{12} \ 6^4$).

Cavité	Petite	Grande
Description	(5^{12})	$(5^{12} 6^4)$
Nombre de cavité	16	8
Rayon moyen de la cavité	3.91	4.73

Tableau III.2 Géométrie de la Structure (sII).

III.4.3 Structure (sH) :

Cette structure (sH) est constituée de trois types de cavités :

- 3 cavités à 12 faces pentagonales (5^{12})
- 2 cavités à 3 faces carrées, 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales ($4^3 5^6 6^3$).
- 1 cavité à 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales ($5^{12} 6^8$) [7].

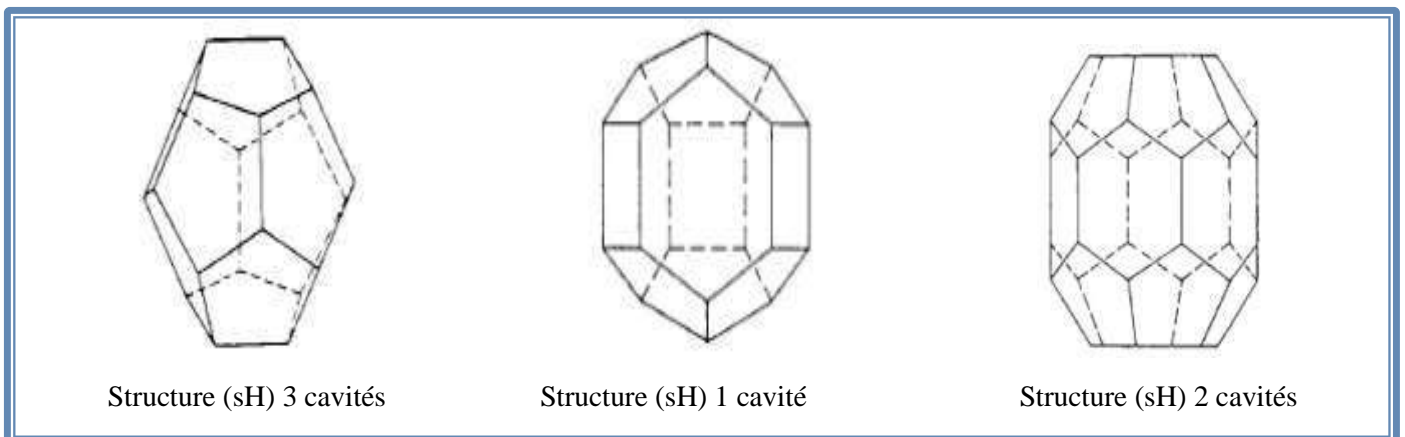


Figure III.5 : Type de structures (sH) [6].

Cavité	Petite	Moyenne	Grande
Description	(5^{12})	$(4^3 5^6 6^3)$	$(5^{12} 6^4)$
Nombre de cavité	3	2	1
Rayon moyen de la cavité	3.91	4.06	5.71

Tableau III.3 : Géométrie de la Structure H (sH).

Les facteurs favorisant la formation d'hydrates

- ✚ Les basses températures.
- ✚ Les hautes pressions.
- ✚ Présence d'eau dans le gaz.

III.5 Conditions de formation d'hydrates :

Il y a formation d'hydrates lorsque les conditions suivantes sont simultanément réalisées :

III.5.1 Présence d'eau liquide :

Un gaz naturel saturé ou non en eau ne donne pas lieu à la formation d'hydrates.

Celle-ci ne peut intervenir qu'en présence d'eau liquide par exemple libérée par le gaz au cours d'un changement des conditions de pression ou de température.

III.5.2 Présence d'hydrocarbures légers :

Seuls les quatre premiers hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane) sont susceptibles de former des hydrates en présence d'eau liquide.

D'autres corps tels que le gaz carbonique ou l'hydrogène sulfuré peuvent également former des hydrates avec l'eau.

III.5.3 Réalisation de certaines conditions de température et de pression :

En plus des conditions précédentes, pour que des hydrates puissent se former, il faut pour un gaz donné que la pression soit suffisamment élevée et la température suffisamment basse.

III.6 Types d'hydrates :

On distingue deux (2) types d'hydrates :

- ✚ Le premier concernant les molécules de petites tailles :
 - Le méthane lié avec 6 à 7 molécules d'eau (CH_4 , 7 H_2O).
 - L'éthane lié avec 6 à 7 molécules d'eau (C_2H_6 , 7 H_2O).
 - Le dioxyde de carbone avec 6 à 7 molécules d'eau (CO_2 , 7 H_2O).
- ✚ Le deuxième type est relatif aux molécules plus grosses :
 - le C_3H_8 et le C_4H_{10} avec 17 molécules d'eau (C_3H_8 , 17 H_2O).

III.7 Prévention contre la formation d'hydrates :

III.7.1 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.

III.7.2 Chauffage :

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 conduite.

Si le transport est effectué sur une distance relativement importante, cette méthode, en général, ne suffit pas ou devient d'un coût prohibitif.

Un 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.

L'isolation permet d'éviter une consommation d'électricité excessive.

Un chauffage momentané peut être également utilisé pour éliminer un bouchon d'hydrates. Cette opération nécessite de nombreuses précautions. Le chauffage ne doit pas être brutal pour éviter des contraintes excessives dans la conduite. Il est nécessaire également de faire fondre d'abord les extrémités du bouchon et de progresser vers le centre ; en effet, si les hydrates sont dissociés au centre, il peut en résulter une suppression dangereuse, risquant de conduire à une rupture de la conduite.

Lorsque le bouchon d'hydrates est fondu, l'eau formée doit être éliminée pour éviter les risques de formation d'un nouveau bouchon.

Une des solutions possibles pour fournir la chaleur nécessaire consiste à effectuer une réaction chimique exothermique [5].

III.7.3 Utilisations d'inhibiteurs :

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

- **Sels** : les plus efficaces comme inhibiteurs correspondant aux cations suivants : Al^{3+} , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Na et K^{+} .

- **Alcools** : Les alcools, notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs [8].

Autres 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).

III.8 Les procédés Déshydratation :

III.8.1 Définition Déshydratation :

La déshydratation du gaz naturel est le processus d'élimination de l'eau pulvérisé du gaz naturel pour abaisser le point de rosée de ce flux de gaz.

III.8.2 Différents procédés Déshydratation :

Le procédé de déshydratation du gaz naturel contient différents types de procédés les principaux procédés de déshydratation utilisés sont :

- ✚ Déshydratation par lavage avec solvants hygroscopiques (glycol).
- ✚ Adsorption sur lit fixe.

III.8.2.1 Déshydratation par absorption avec solvants hygroscopiques (glycol) :

La déshydratation de Glycol est un processus d'élimination de l'eau du gaz naturel à l'aide du Glycol. C'est le moyen plus économique et commun d'élimination de l'eau de gaz.

L'opération d'absorption consiste à faire circuler à contrecourant dans une colonne d'absorption, le gaz du bas et le glycol du haut.

En descendant le glycol travers les plateaux de la colonne absorbe l'eau.

Après avoir quitté l'absorbeur, le glycol riche est alimenté à un flash récipient où les vapeurs d'hydrocarbures sont éliminés et les hydrocarbures liquides sont écrémés de glycol.

Cette étape est nécessaire car l'absorbeur est habituellement exploité à haute pression et la pression doit être réduite avant l'étape de régénération.

En raison de la composition du glycol riche, une phase vapeur est formée lorsque la pression est abaissée ayant une teneur élevée d'hydrocarbures [9].

- ✚ **Définition de Glycol :** Un liquide pur, inodore et au goût sucré qui se dissout dans une large gamme et complètement dans les solvants polaires tels que l'eau.

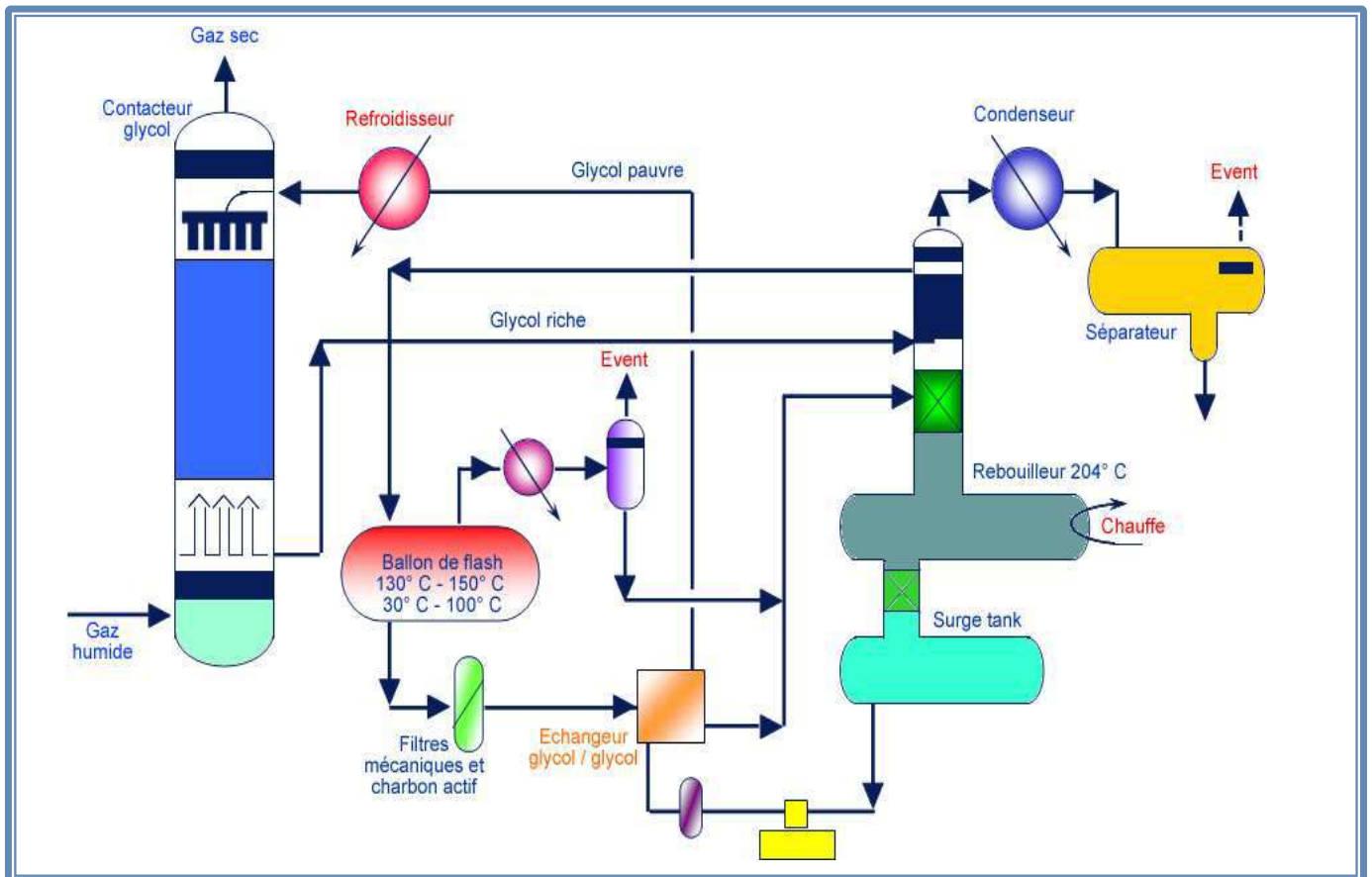


Figure III.6 : Procédé de déshydratation de gaz par absorption (glycol).

III.9 Types d'absorbants :

- Éthylène glycol (EG) $C_2H_6O_2$.
- Di éthylène glycol (DEG) $C_4H_{10}O_3$.
- Tri éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$.

Le tableau III.4 présente les principales propriétés physiques des glycols commerciaux :

Types d'absorbants	Ethylène glycol	Di éthylène glycol	Tri éthylène glycol
Sigle	EG	DEG	TEG
Masse molaire (Kg/Kmol)	62,068	106,122	150,175
Point de fusion (°C)	-13,00	-10,45	-7,35
Point ébullition (°C) à 01 atm	197,30	245,00	277,85
Tension de vapeur a 25 °C (Pa)	12,24	0,27	0,05
Viscosité absolue à 60°C (Pa.s)	0,00522	0,00787	0,00989

Tableau III.4 : Les principales propriétés physiques des glycols commerciaux.

III.10 Déshydratation par adsorption sur lit fixe :

La vapeur d'eau est adsorbée sur la surface solide de matériaux adsorbants qui ont une très grande surface spécifique.

Le procédé fonctionne en deux étapes ; équilibre et saturation, puis régénération du lit «saturé» par passage d'un flux de gaz chaud ce qui nécessite de disposer d'au moins deux adsorbants.

Le gaz utilisé pour régénérer le lit saturé est condensé pour séparer les impuretés puis il est recyclé en tête de l'adsorbant pour y être traité avec le gaz «brut».

Ce principe est surtout utilisé lorsqu'une déshydratation poussée s'impose comme en amont des unités de liquéfaction (souvent en aval d'une unité de lavage au glycol qui assure une première étape de déshydratation).

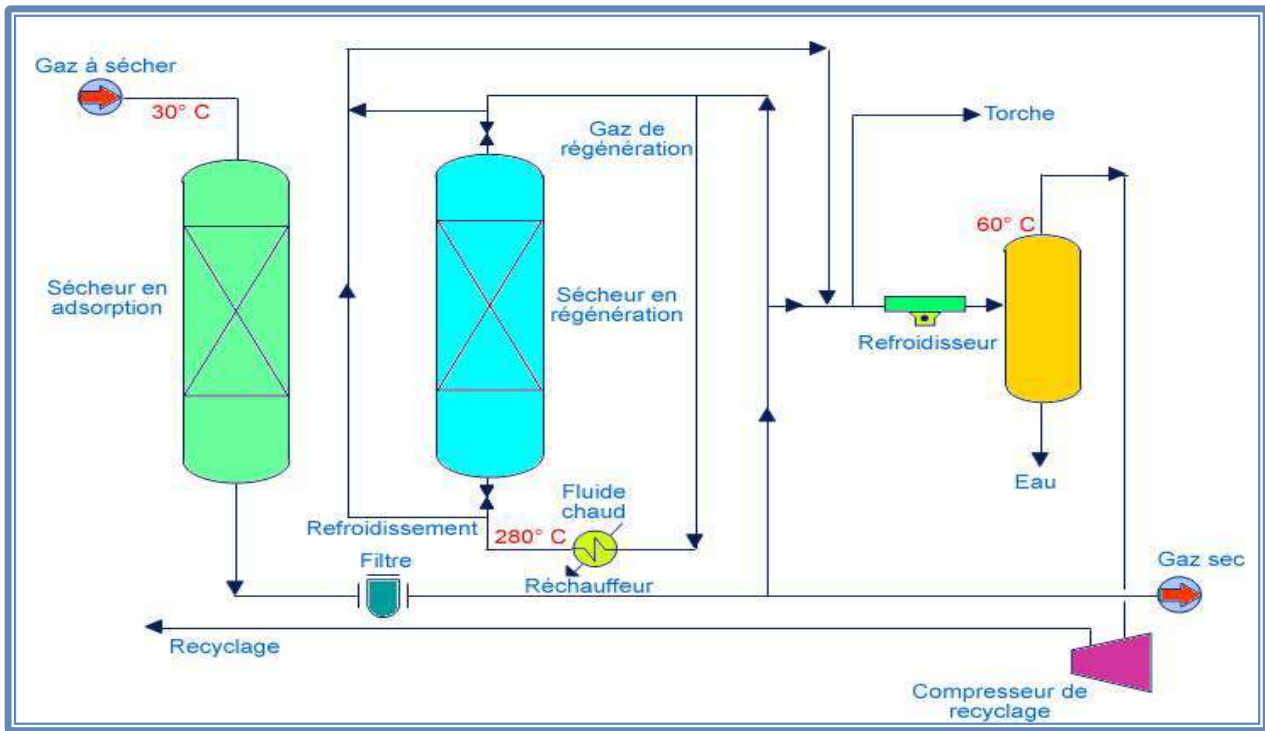
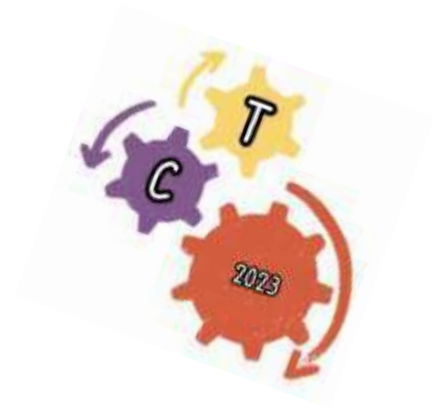


Figure III.7 : Schéma du procédé d'adsorption sur lit fixe avec adsorbants solides.



CHAPITRE IV

Aspect théorique d'adsorption

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.

IV.1 Définition de l'adsorption :

L'Adsorption est une technique très utilisée dans les procédés cryogéniques pour déshydrater le gaz à des teneurs très faibles.

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

Au cours de l'étape d'adsorption, le gaz à traiter est envoyé sur le lit fixe d'adsorbant qui retient l'eau sur un dessinant le plus souvent (billes d'alumine ou tamis moléculaires).

IV.2 Les différents types d'adsorbants :

- ✚ Les billes alumines activées.
- ✚ Les silicagel.
- ✚ Les tamis moléculaires.

IV.2.1 Les gels de silice ou silicagel :

C'est une substance poreuse disponible sous forme de poudre ou de pilule, généralement utilisée pour sécher à l'air.

Facile à régénérer et très absorbant d'hydrocarbures. Ils sont sensibles à l'eau liquide il contient 92 % de silice, 6 % d'eau et 2 % de sels minéraux.



Figure IV.1 : Les silicagel [11].

Taille des particules	de 1 à 6 mm
Masse volumique	1,1 g / cm³
Chaleur spécifique	0,26 cal/mole °C
Volume des pores	0,37 ml/g
Surface spécifique	700 m²/g
Diamètre moyen des pores	21 °A

Tableau IV.1 : Caractéristiques générales du silicagel [11].

IV.2.2 Les billes alumines activées :

L'alumine activée permet d'obtenir une grande pureté dans les gaz traités et la teneur en eau le résidu peut être pour ppm.



Figure IV.2 : Les billes alumines activées (Al₂O₃) [11].

Taille des particules	0.8 à 12 mm
Masse Volumique globale	1 g / cm ³
Chaleur spécifique	0.21
Volumes des pores	0.35 cm ³ /g
Surfaces spécifique	290 m ² /g
Diamètres moyens des pores	48 Å

Tableau IV.2 : Caractéristiques générales de l'alumine activée [11].

IV.2.3 Les tamis moléculaires :

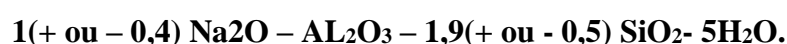
Les tamis moléculaires présentent des pores de dimensions différents.

Les tamis moléculaires sont au contraire des produits cristallisés, dont la dimension des pores est rigoureusement définie et homogène dans toute la masse.

Du fait de cette homogénéité, le phénomène d'adsorption n'intervient que si les molécules d'adsorbat sont suffisamment petites et de formes convenables pour pénétrer dans les pores, d'où le nom de tamis moléculaires.

Les plus courantes pour l'adsorption sont les types : 3 A, 4 A, 5 A, 10 X et 13 X.

La composition chimique du Type 4A est définie par la formule suivante :



Les tamis moléculaires obtenus par la plupart des procédés se présentent sous forme de petits cubes.

Pour faciliter leur utilisation en phase gazeuse, ils sont mis sous une forme convenable : sphère, cylindre, ou extrudés.

Les tamis moléculaires présentent une grande affinité pour l'eau.

Ils sont très sélectifs également vis-à-vis des corps polaires, on peut ainsi citer l'ordre décroissant d'adsorption préférentiel suivant : H₂O, NH₃, (H₂S, SO₂), C₂H₂, CO₂, C₂H₄...

Les paramètres de fonctionnement lors de l'opération d'adsorption sont caractérisés par une haute pression et une basse température, tandis que la désorption est caractérisée par une basse pression et une haute température.

Après un cycle de fonctionnement généralement 8 heures, le lit arrive à la saturation, on

précède alors à sa régénération par un flux de gaz chaud est envoyé à une température de l'ordre de 280°C ce qui favorise la désorption et la vaporisation de l'eau qui est retenue sur l'adsorbant.

Après la régénération du lit et avant sa mise en service, le lit doit être refroidi par l'envoi d'un flux du gaz froid pour abaisser sa température aux conditions.



Figure IV.3 : Les tamis moléculaires.

Désignation	3A	4A	5A	10X	13X
Nature de cation	Potassium	Sodium	Potassium	Potassium	Sodium
Volume des cavités Cm ³ /g	0,28	0,28	0,28	0,35	0,35
Surface interne	700 à 800 m ² /g				
Surface externe	3 à 10 m ² /g				
Diamètre effectif des pores	3A°	4A°	5A°	10A°	13A°

Tableau IV.3 : Caractéristiques générales des tamis moléculaires [11].

IV.2.4 la composition chimique de tamis moléculaires :

Composition	Al ₂ O ₃	SiO ₂	Na ₂ O	K ₂ O	CaO	MgO	Fe ₂ O	TiO ₂	P ₂ O ₅
UOP UI-94	36-35	47-46	16-15	<1	<1	<0.5	<1	<0.5	<0.5

Tableau IV.4 : Les Composition du tamis moléculaire UOP UI 94 [14].

IV.2.5 Caractéristiques de l'adsorbant :

- Une surface spécifique d'adsorption très importante
- Cinétique d'adsorption rapide.
- Faible perte de charge.
- Stabilité thermiques.
- Duré de vie importante.

IV.3 Adsorption sur les tamis moléculaires (cas GRN) :

IV.3.1 Procède de l'adsorption sur les tamis moléculaires :

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.

Cette portion du lit (zone où se produit l'adsorption) est appelée zone de transfert de masse (ZTM) [16].

IV.3.2 La zone de transfert de masse (ZTM) :

A l'intérieur de la colonne d'adsorption contenant du tamis moléculaire, la quantité de matière pouvant être adsorbée du fluide porteur par le lit du tamis moléculaire, s'effectue au sein d'une zone appelée : zone de transfert de masse **Figure IV. 4**

Par définition, cette zone est la partie du lit dans laquelle la teneur en adsorbat diminue de la concentration initiale (à l'entrée) à la concentration finale (à la sortie) [10].

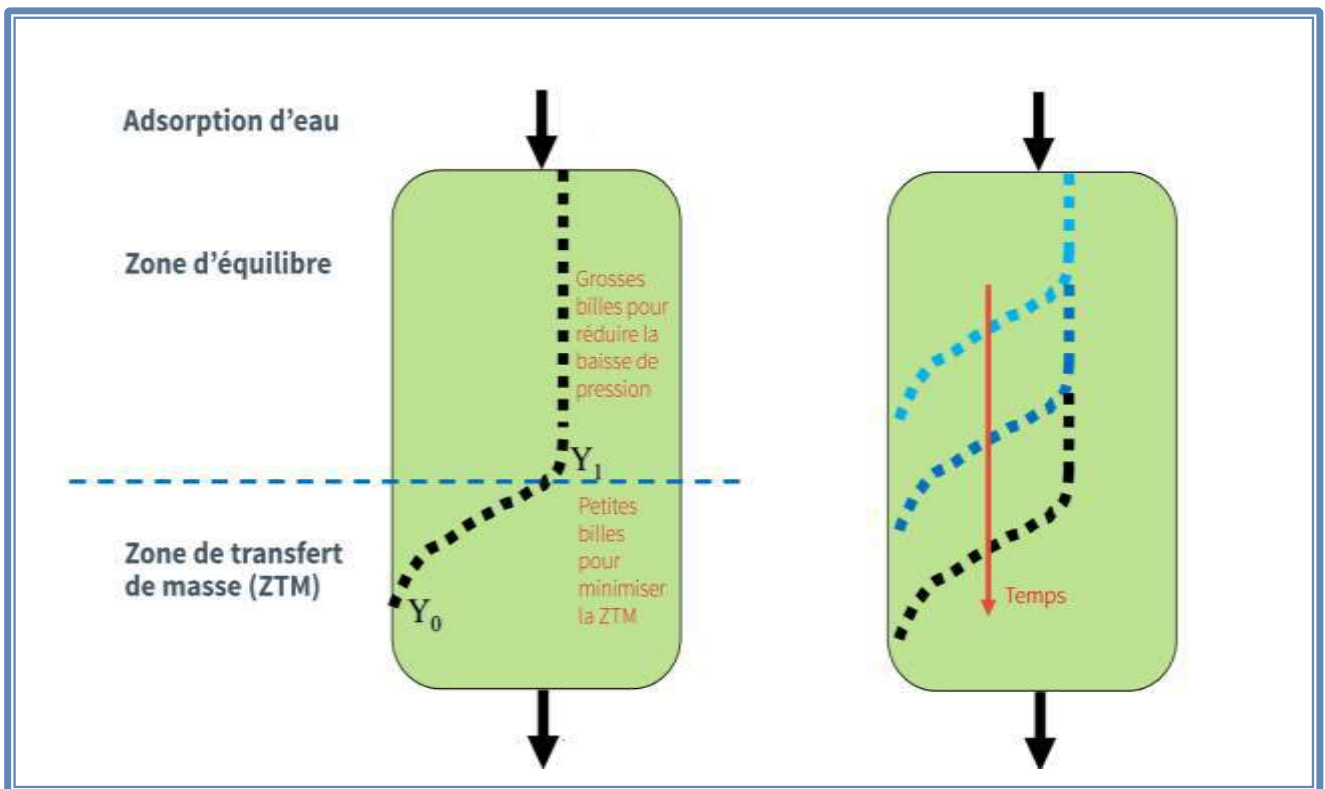


Figure IV. 4 : La zone de transfert de masse [13].

IV.3.3 Les étapes de l'adsorption :

IV.3.3.1 Adsorption :

Le processus d'adsorption commence par l'entrée de gaz du haut du sécheur, gaz saturé passe à travers les tamis moléculaires qui absorbent l'eau du gaz en plaçant des molécules d'eau à la surface des tamis.

Puis le gaz sec sort du fond du sécheur.

Le processus d'adsorption reste environ 12 heures jusqu'à ce que le sécheur soit saturé d'eau.

IV.3.3.2 Régénération :**IV.3.3.2.1 La désorption :**

Après saturation des tamis moléculaires avec de l'eau, le processus de régénération se fait en chauffant le Sécheur par une quantité de gaz passant par le four à chauffer (jusqu'à 300 °C pour être progressif).

Eau fumigée à haute température (désorption), le gaz de remise à neuf accompagné de vapeur d'eau sort du sécheur supérieur pour être réintégré avec le gaz sortant de l'unité d'élimination des gaz toxiques.

IV.3.3.2.2 Refroidissement :

Enfin, le processus de refroidissement de sécheur est fait par gaz relativement froid pour être préparé pour le cycle suivant.

Le processus de refroidissement atteint environ 30 minutes.

IV.4 Différents types des tamis moléculaires :

Type	Diamètre des pores (Å)	Forme commune	Capacité d'adsorption H ₂ O, % masse	Molécules adsorbées	Applications
3A	3	Poudre	23	molécules avec diamètre effectif < 3Å ^o H ₂ O, NH ₃	utilisé pour sécher les liquides polaires tels que le méthanol.
		1/16in bâtonné	20		
		1/8in bâtonné	20		
		8 x 12 granulé	20		
		4 x 8 granulé	20		
4A	4	Poudre	28,5	molécules avec diamètre effectif < 4Å ^o CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₆	utilisé pour le séchage des vapeurs des hydrocarbures insaturés.
		1/16in bâtonné	22		
		1/8in bâtonné	22		
		8 x 12 granulé	22		
		4 x 8 granulé	22		
		14 x 30 Mesh	22		
5A	5	Poudre	28	molécules avec diamètre effectif < 5Å ^o n-C ₄ H ₉ OH de C ₃ H ₈ à C ₂₂ H ₄₆ .	sert à séparer les paraffines normales des cycles hydrocarbonés par un processus d'adsorption sélective.
		1/16in granulé	21,5		
		1/8in granulé	21,5		
10X	8	Poudre	36	Iso-paraffines, oléfines, C ₄ H ₁₀ molécules des diamètres effectifs < 8Å ^o	sert à la séparation des hydrocarbures pour le séchage des gaz et la purification de l'air.
		1/16in bâtonné	28		
		1/8in bâtonné	28		

Tableau IV.5 : Différents types des tamis moléculaires [12].

IV.4.1 Les avantages des tamis moléculaires :

- Une dégradation lente avec le temps.
- La diminution de la capacité d'adsorption avec l'augmentation de la température est moins prononcée.
- Une capacité d'adsorption élevée à des concentrations faibles de l'adsorbat.
- Les tamis sont plus recommandés pour la déshydrations des liquides. Par ailleurs, les tamis moléculaires présentent les avantages de pouvoir être régénéré et réutilisé d'où leur utilisation dans les installations fonctionnant en continue.

IV.5 Description d'une colonne d'adsorption :

Une colonne d'adsorption est principalement constituée d'une virole et deux fonds bombés (**figure V-1**). Elles comportent :

- Deux distributeurs, d'entrée et de sortie.
- Plusieurs tubulures (évent, trou d'homme...).
- Un support pour le lit.
- Des supports intermédiaires peuvent être additionnés si le lit est profond [15].

Ces billes ont aussi pour fonction de :

- minimiser la formation de poussière au niveau de la surface métallique (car l'adsorbant et l'acier ont des coefficients de dilatation thermique différents, si bien qu'il y a broyage et formation de poussière durant le cycle thermique).
- Éviter le colmatage des ouvertures des grilles qui aura pour conséquence de diminuer les débits.
- Éviter les passages préférentiels qui peuvent éroder gravement l'adsorbant.

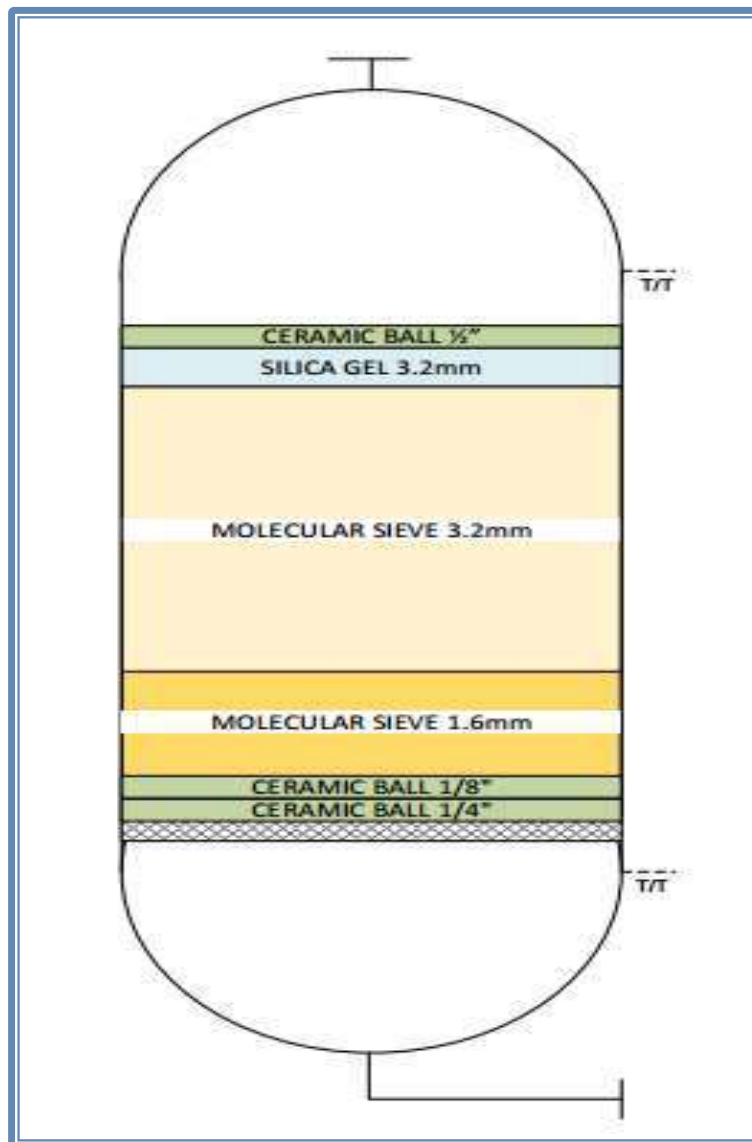


Figure IV.5 : Schéma de déshydrater.

IV.6 Les avantages des procédés d'adsorption :

Par rapport aux autres procédés de déshydratation, les unités de déshydratation par adsorption présentent les avantages suivants :

- Fournir des points de rosée très bas.
- Non toxique et non corrosif.
- Pertes de charge modérées.



CHAPITRE V

Partie calcul

V.1 Calcul de vérification du cas actuel :

La fiche technique du sécheur est représentée dans le tableau [17] :

Nombre des sécheurs	quatre (04) identiques (deux (02) en service et un (2) en régénération)
Diamètre intérieur de la colonne	3,6 m = 11.81 ft
La hauteur totale du lit	8,8 m = 28.87 ft
Temps de cycle	20 heures
Adsorption	12 heures
Régénération	8 heures
Conditions opératoires actuelles	
Pression	59,5 bar = 863 Psi
Température	47 °C = 116,6 °F = 576,27 °R
Masse molaire	17,45g/mol
Viscosité	0.015 CP
Données sur l'adsorbant	
Tamis moléculaire	1/8
Masse volumique du tamis	45lb/cft
Diamètre moyen des particules	0.0105 ft
Gaz de régénérations actuelles	
Température de régénération	305°C
Débit gaz de régénération	60000 Sm ³ /h

Pour la vérification, il faut calculer les paramètres suivants :

- ✚ Diamètre de lit.
- ✚ Hauteur de lit.
- ✚ Débit de régénération.
- ✚ Quantité des tamis.

Le schéma ci-dessous représente la section de l'adsorbeur d'UOP

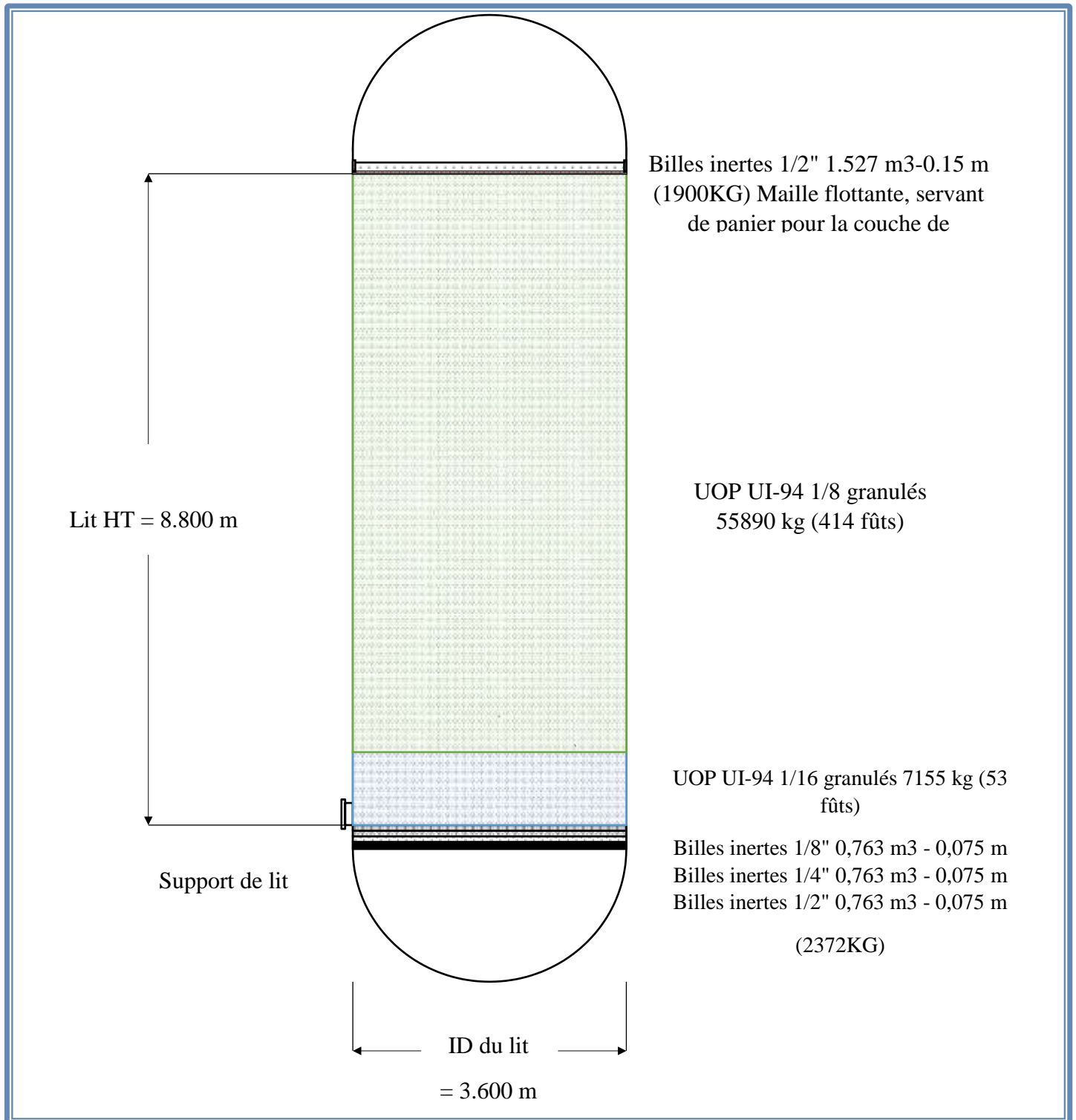


Figure V.1 section de l'adsorbeur d'UOP.

La composition du gaz est mentionnée dans le tableau v.1

Compositions	YI %	Tci (K)	Pci (kpa)	Yi.Tci	Yi.Pci
METHANE	91,48	190.5	4604	174,2694	4211,7392
ETHANE	5,37	305.4	4880	16,39.998	262,056
PROPANE	1,22	369.82	4249	0,4511804	4,511804
ISO-BUTANE	91,48	425.16	3648	388,936368	3337,1904
N-BUTANE	0,14	408.1	3797	0,57134	5,3158
ISO-PENTANE	0,07	460.39	3381	0,322273	2,3667
N-PENTANE	0,06	469.6	3369	0,276234	2,0214
HEXANE	0,01	490.5	3213	0,28176	0,3213
CO2	0,46	304.19	7382	1,399274	33,9572
N2	0,76	126.1	3399	0,95836	25,8324
He	0,018	6	227	0,0108	0,0408

Tableau V.1 : Les Composition de gaz dans les sécheurs.

Pour calculer le diamètre de lit il faut calculer les paramètres suivant :

$$D_{\min} = (4 \cdot \dot{q} / \pi \cdot \rho)^{1/2}$$

Le facteur de compressibilité : z.

La masse molaire : M.

La masse volumique : ρ .

La viscosité : μ .

La vitesse superficielle maximale : V_{\max} .

Le débit massique : \dot{m} .

Le Débit volumique : \dot{q} .

V.2 Calcul du facteur de compressibilité Z :

Pour calculer le facteur de compressibilité il faut calcul :

- La température critique du mélange.
- La pression critique du mélange.

V.2.1 Calcul température critique du mélange :

$$T_{cm} = \sum Y_i \cdot T_{ci} = 199,67 \text{ °K.}$$

V.2.2 Calcul Pression critique du mélange :

$$P_{cm} = \sum Y_i \cdot P_{ci} = 664,7 \text{ KPa.}$$

Avec :

T_{ci} : Température critique du constituant i.

P_{ci} : Pression critique du constituant i.

y_i : Fraction molaire du constituant i.

V.2.3 Calcul la température réduite du mélange :

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{cm}} = \frac{320}{199,67} = 1,6.$$

V.2.4 Calcul la pression réduite du mélange :

$$P_{rm} = \frac{P}{P_{cm}} = \frac{863}{664,7} = 1,29.$$

Pour dériver la valeur de Z, on dépose les valeurs obtenues sur l'abaque universel (annexe A) est on trouve $Z = 0,91$.

V.3 Calcul la Masse molaire :

$$M_t = \sum M_i \cdot y_i$$

$$M = 17,45 \text{ g/mol.}$$

V.3.1 Calcul de la masse volumique de gaz :

$$\rho = \frac{P \cdot M}{Z \cdot R \cdot T}$$

Avec :

P : La Pression de service (Psia).

M : La masse molaire du gaz (lb/mol).

Z : Le facteur de compressibilité.

R : La constante des gaz parfaits (psia.ft³/lb.mol.°R).

T : La température de service (°R).

$$\rho = \frac{863 \times 17,45}{0,9 \times 10,732 \times 576,27} = 2,7 \text{ LB/ft}^3.$$

V.4 Calculer le diamètre de lit :

V.4.1 Calcul de la vitesse superficielle maximal :

L'équation de la vitesse superficielle maximale peut être réécrite sous la forme suivante :

$$V_{\max} = \left[\frac{\Delta P}{C \cdot f} \right]^{1/2} - \left[\frac{B \cdot \mu}{2} \right].$$

$\Delta P/L_{\max}$: La perte de charge linéaire psi/ft. = 0.33 (psi/ft).

De l'abaque universel (annexe D) on trouve : μ : viscosité du gaz = 0,015 (centpoise)

ρ : la masse volumique du gaz (lb/ft³).

B et C : Des constantes.

Les constantes B et C dépendent de la forme de l'adsorbant, pour les tamis moléculaires, ces constantes sont données comme suit [11] :

Type de la particule	B	C
1/8 bead	0.056	0.0000889
1/8 extrudât	0.0722	0.000124
1/16 bead	0.152	0.000136
1/16 extrudât	0.238	0.000210

Tableau V.2 : La constante B et V par type de tamis moléculaire.

$$V_{\max} = \left[\frac{0,33}{0,0000889 \cdot 2,7} \right]^{1/2} - \left[\frac{0,056 \cdot 0,015}{2} \right].$$

$V_{\max} = 35,33 \text{ ft/min.}$

V.4.2 Calcul du débit massique :

Le débit massique total pour les deux sécheurs : 300000Kg/h.

$$\dot{m} = \frac{300000 \text{ kg/h}}{2} = 150000 \text{ kg/h.}$$

$$\dot{m} = 330693,39 \text{ LB/h}$$

V.4.3 Calcul Débit volumique :

$$\dot{q} = \frac{\dot{m}}{60 \cdot \rho}$$

$$\dot{m} = \frac{330693,39}{60 \times 2,7}$$

$$\dot{q} = 2041,31 \text{ Ft}^3/\text{min.}$$

V.4.4 Calcul du diamètre minimum de lit :

$$D_{\min} = \left(\frac{4 \cdot \dot{q}}{\pi \cdot V_{\max}} \right)^{1/2}$$

$$D_{\min} = \left(\frac{4 \cdot 2041,31}{3,14 \cdot 35,33} \right)^{1/2}$$

$$D_{\min} = 8,57 \text{ ft} = 2,61 \text{ m.}$$

V.4.4.1 Pour calculer la hauteur de lit il faut calculer les paramètres suivants :

$$L_{\text{TOT}} = L_s + L_{\text{ZMT}}$$

La vitesse superficielle **V**.

La perte de charge $\Delta P/L$.

Quantité du tamis nécessaire à la zone de saturation **Ss**.

La quantité d'eau enlevée par cycle **wr**.

La hauteur de la zone de saturation **Ls**.

La hauteur de la zone de transfert de masse **L_{zmt}**.

La hauteur total de lit **L_{TOT}**.

✚ V.4.4.1.1 La vitesse superficielle :

$$V = V_{\max} \cdot \left(\frac{D_{\min}}{D} \right)^{2CZ}$$

$$V = 35,33 \times \left(\frac{8,57}{9} \right)^2 = 32,03 \text{ ft/min.}$$

✚ V.4.4.1.2 La perte de charge :

$$\frac{\Delta P}{L} = \left(\frac{\Delta P}{L} \right)_{\max} \cdot \left(\frac{V}{V_{\max}} \right)^2$$

$$\frac{\Delta P}{L} = 0,33 \cdot \left(\frac{32,03}{35,33}\right)^2 .$$

$$\frac{\Delta P}{L} = 0,27 \text{ psi/ft}$$

V.5 La hauteur totale :

1.5.1 Quantité du tamis nécessaire à la zone de saturation :

$$S_s = \frac{W_r \cdot 100}{X}$$

$$W_r = 6500 \text{ kg} = 14330,047 \text{ lb.}$$

W_r : la quantité d'eau enlevée par cycle (lb/cycle).

X : La capacité d'adsorption=22.

$$S_s = \frac{14330,04}{22} \times 100.$$

$$S_s = 65136,57 \text{ lb.}$$

V.5.1 La hauteur de la zone de saturation :

$$L_s = \frac{S_s \times 4}{\pi \times D^2 \times \rho_T}$$

S_s : la quantité du tamis nécessaire à la zone de saturation (lb).

D : Le diamètre de lit (ft).

ρ_T : La masse volumique du tamis moléculaire (lb/ft³).

$$L_s = \frac{4.65136,57}{3,14 \cdot (81,45)^2}$$

$$L_s = 22,76 \text{ ft.}$$

V.5.2 La hauteur de la zone de transfert de masse :

$$L_{Z_{mt}} = \left(\frac{V}{35}\right)^{0,3} \times Z.$$

V : La vitesse superficielle (ft/min).

Z : constantes correspondant au type des particules adsorbant, dans le cas étudié on a des particules de type 1/8" extrudé.

$$L_{zmt} = 1,7 \times \left(\frac{35,33}{35}\right)^{0,3}$$

$$L_{zmt} = 1,7 \text{ft.}$$

V.5.3 Calcul de la hauteur total de lit :

$$L_{TOT} = L_s + L_{ZMT}$$

$$L_{TOT} = 22,76 + 1,7.$$

$$L_{TOT} = 24,46 \text{ft.}$$

V.5.4 Calcul de la quantité totale du tamis :

V.5.5 Pour calculer la quantité totale du tamis il faut calculer les paramètres suivants :

$$S_{tot} = \left(\frac{L_{tot}}{L_s}\right) \cdot S_s$$

La hauteur totale de lit : L_{TOT} .

La hauteur de la zone de saturation : L_s .

Quantité du tamis nécessaire à la zone de saturation : S_s .

$$S_{tot} = \left(\frac{24,46}{22,76}\right) \times 65136,57 \text{n.}$$

$$S_{tot} = 70001,77 \text{LB.}$$

V.6 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération :

$$Q_{reg} = 2,5 [Q_m + Q_t + Q_{eau} + Q_c + Q_{pch} + Q_{hc}]$$

Pour calculer la quantité de chaleur il faut calculer les paramètres suivants :

Q_m : La quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le métal (Btu).

Q_t : La quantité de chaleur nécessaire pour chauffer les tamis moléculaire (Btu).

Q_{eau} : La quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau (Btu).

Q_c : La quantité de chaleur nécessaire pour chauffer les billes céramique (Btu).

Q_{hc} : La quantité de chaleur nécessaire pour désorber les hydrocarbures (Btu).

Q_{pch} : Les pertes de chaleur (Btu).

V.6.1 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour chauffer les tamis moléculaire :



$$Q_t = m_t + C_{p_s} (T_{\text{gen}} - T_{\text{Ads}})$$

m_t : La masse totale du tamis moléculaire (lb).

C_{p_t} : La chaleur spécifique des tamis moléculaire (Btu/lb.°F).

$T_{\text{rég}}$: Température de régénération (°F).

T_{ads} : Température d'adsorption (°F).

$$Q_t = 70001,77.0,24 (581 - 116,6).$$

$$Q_t = 7802031,45 \text{ Btu.}$$

V.6.2 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour adsorber l'eau :

$$Q_{\text{eau}} = 1800 \times W_r$$

W_r : La quantité d'eau enlevée par cycle (lb).

$$Q_{\text{eau}} = 1800 \times 14330,047.$$

$$Q_{\text{eau}} = 25794084,6 \text{ Btu.}$$

V.6.3 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour chauffer les bills céramique :

$$Q_c = m_c \times C_{p_c} \times (T_{\text{reg}} - T_{\text{ads}})$$

m_c : La masse totale des bills céramique (lb).

C_{p_c} : La chaleur spécifique de bills (Btu/lb.°F).

$T_{\text{rég}}$: Température de régénération (°F).

T_{ads} : Température d'adsorption (°F).

$$m_c = 4272 \text{ KG} = 9418,14 \text{ LB}$$

$$C_{p_c} = 0,25$$

$$Q_c = 9418,14 \times 0,25 (581 - 116,6)$$

$$= 1093651,55 \text{ BTU.}$$

V.6.4 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le métal :

$$Q_m = m_c \cdot C_{p_m} (T_{\text{reg}} - T_{\text{ads}})$$

m_c : La masse de la colonne (lb).

C_{pm} : La chaleur spécifique du métal (Btu/lb. °F).

$T_{rég}$: Température de régénération (°F).

T_{ads} : Température d'adsorption « T de service » (°F).

V.6.4.1 Calcule de l'épaisseur de la colonne :

$$E = ((12) \cdot D \cdot P_{Design}) / (37600 - (1,2)P_{Design})$$

D : Le diamètre de la colonne (ft).

P_{design} : Généralement défini à 110% de la pression opératoire.

$$E = ((12) \cdot 9.863) / (37600 - (1,2)863)$$

$$E = 2,54 \text{ inch.}$$

V.6.4.2 Calcule la masse de la colonne :

$$m = 155(E + 0,125) \times (L + 0,75D + 3) \times D$$

E : L'épaisseur de la colonne (inch).

L : la hauteur de lit (ft).

D : Le diamètre de la colonne (ft)

$$m_c = 155(2,54 + 0,125)(24,46 + 0,75 \cdot 9 + 3) \cdot 9$$

$$m_c = 127181,66 \text{ LB}$$

$$Q_m = 127181,66(581 - 116,6)$$

$$Q_m = 1093651,55 \text{ BTU.}$$

V.6.5 Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour désorber les hydrocarbures :

$$Q_{Hc} = m_{Hc} \cdot C_{pHc} (T_{rég} - T_{ads}) + (m_{Hc} \cdot Ch_{Hc})$$

m_{Hc} : La masse des hydrocarbures désorbés par cycle (lb).

C_{pHc} : La chaleur spécifique des hydrocarbures (Btu/lb. °F).

Ch_{Hc} : La chaleur latente de désorption des hydrocarbures (Btu/lb. °F).

$T_{\text{rég}}$: Température de régénération (°F).

T_{ads} : Température d'adsorption « T de service » (°F).

On supposera que la quantité d'hydrocarbures adsorbés représente 10% de la masse d'eau adsorbée par le tamis moléculaire.

$$m_{\text{Hc}} = 0,1 \cdot W_r.$$

$$m_{\text{Hc}} = 0,1 \cdot 14330,047.$$

$$m_{\text{Hc}} = 1433,0047 \text{ BTU}.$$

$$Q_{\text{Hc}} = 1433,0047 \cdot 0,5(581 - 116,6) + (1433,0047 \cdot 100)$$

$$Q_{\text{Hc}} = 476044,16 \text{ BTU}.$$

V.5.6 Calcul des pertes de chaleur Q_{pch} :

$$Q_{\text{pch}} = 0,1 \cdot (Q_m + Q_t + Q_{\text{eau}} + Q_c + Q_{\text{hc}})$$

$$Q_{\text{pch}} = 0,1 \cdot (7087579,54 + 7802031,45 + 25794084,6 + 1093651,55 + 476044,16).$$

$$Q_{\text{pch}} = 4225339,13 \text{ Btu}.$$

$$Q_{\text{rég}} = 2,5[4225339,13 + 4225339,13].$$

$$Q_{\text{rég}} = 116196826,075 \text{ BTU}.$$

V.7 Calcul du débit de gaz de régénération :

Le trapp du chauffage est de 5 heures :

$$\dot{m}_{\text{rég}} = \frac{Q_{\text{rég}}}{5 \cdot C_{p\text{gaz}}(T_{\text{rég}} - T_{\text{ads}})}$$

$$\dot{m}_{\text{rég}} = \frac{116196826,075}{5 \cdot 0,731(581 - 116,1)}$$

$$\dot{m}_{\text{rég}} = 68456,49 \text{ LB/h}.$$

$$\dot{m}_{\text{rég}} = 31051 \text{ Kg/h}.$$

Le tableau ci-dessous montre la différence entre les valeurs désigne et les valeurs actuelle :

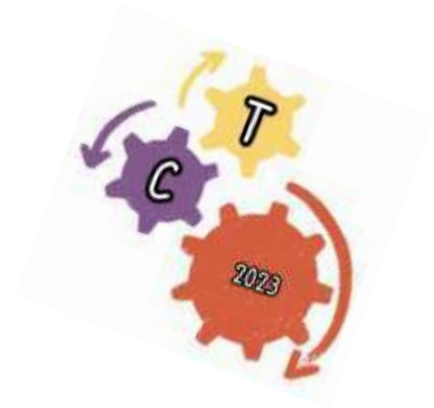
Paramètres	cas design	cas actuel
Diamètre de lit (m).	3,6	2,61
Hauteur de lit (m).	8,8	7,45
Débit de régénération.	60000	31051
Quantité du tamis moléculaire (kg).	63045	31752,26

Tableau V.3 : Tableau de résultats (cas design - cas actuelle).

V.8 Discussion des résultats:

Après avoir calculé les paramètres nécessaires pour contrôler le travail du sécheur, les résultats obtenus montrent une différence entre les valeurs des paramètres de conception et les valeurs des paramètres actuels, dont on note que les paramètres de sécheur actuel n'est pas bien exploité, 50% des tamis moléculaires du sécheur ne sont pas utilisés. Qui s'explique par la diminution du débit de gaz.

On peut donc dire que les paramètres actuels sont sûrs et n'endommagent pas le sécheur, mais une solution doit être développée pour tirer pleinement parti de tous les tamis moléculaires où nous suggérons d'augmenter la durée d'adsorption pendant plus de 12 heures.



CONCLUSION

GENERALE

CONCLUSION GENERALE :

Cette étude nous a permis de développer nos informations théoriques sur la phase de d'élimination de la vapeur d'eau pour empêcher la formation d'hydrates à l'exportation, où nous avons consacré notre étude sur le séchage du gaz à travers des tamis moléculaires.

Les tamis moléculaires sont utilisés pour éliminer l'humidité du gaz naturel, ce qui contribue à améliorer sa qualité et à prévenir l'effet nocif de l'humidité sur les équipements de traitement et le transport du gaz.

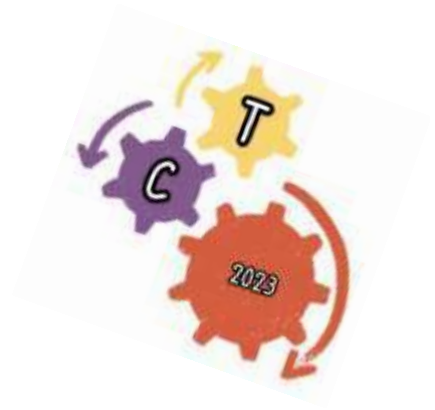
Le processus de séchage du gaz naturel dépend de la propriété d'absorption de l'humidité des tamis moléculaires.

Le séchage du gaz naturel par tamis moléculaire est un processus efficace et fiable.

Ils contribuent au maintien de la qualité du gaz naturel et préviennent l'impact négatif de l'humidité sur le rendement des équipements.

La vérification des dimensions du sécheur en tenant compte les conditions suivantes : basse pression et débit de gaz nous a permis de calculer à la fois le débit de régénération, la hauteur et le diamètre du sécheur et la quantité de tamis moléculaires.

Les résultats ont montré que les tamis ne sont pas totalement exploités par rapport au paramètre dans le cas désigné.



Reference

Reference

- [1] SONATRACH. La Revue de SONATRACH. Edition N°54.Djenane el Malik Hydra Alger : la Direction Communication et Stratégie d'Image, octobre 2007.p46. (Publication de l'Entreprise SONATRACH).ISSN 1111-1070.
- [2]Http : //perspective.usherbrooke.ca/bilan/tend/DZA/en/RSE.BP.GAS.PROD.D.html, consulté le 21/JUL/2019 à 15:49.
- [3] ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux – 75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p. (L'Institut Français du Pétrole).
- [4] Gas purification. Arthur Kohl, Richard Nielsen. Edition Gulf publishing Company Houston, Texas1997, ISBN 0-88415-220-0.
- [5] SONATRACH.Les hydrates de Gaz Naturel : Définition, Prévention et Valorisation 01 :30.
- [6] BAYOUCEF Boudjemaà, (2014), " Vérification de paramètres de fonctionnement du sécheur de gaz lourd", mémoire fin de formation Sonatrach, Rhourde- Nous, P 13.
- [7] GABOUSSA Ali, GASMI Abdelkrim, MORSLI Siradj, 2016,"Etude et optimisation de la section de déshydratation du complexe gazier d'Ohanet", Université KASDI MERBAH Ouargla, p 08,09.
- [8] SONATRACH, d'érection IAP école Arzew raffinage pétrochimie 12:06.
- [9] Mr. Mohammed Houcine SIBOUKEUR, (2017), "Etude de performance de l'unité de déshydratation en présence de gaz carbonique", mémoire fin de formation Sonatrach,Rhourde- Nous, P16.
- [10] Sonatrach, formation sur les procédés et les opérations 15 :30.
- [11] Sonatrach, UOP A Honeywell Company Natural Gas Dehydration 18:01.
- [12] Mr. LAIDI Oualid, (2017), "Etude et dimensionnement de l'unité de déshydratation 1414", fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé En exploitation génie de gaz P34.
- [13] Gas Process Suppliers Association. Engineering Data Book. Edition N°12, volume I et II.6526 east 60 th street Tulsa, Oklahoma 74145: Gas process Suppliers Association, 2004.821 P20-43.(FPS version).
- [14] Mr. Ferhat Hocine & Ad Abbes, (2016) LA DESHYDRATATION DU GAZ à la région de stah , Université Echahid Hamma Lakhdar. El Oued P 15.
- [15] Documentation entreprise HATCH, intitulé GRN - Manuel d'entraînement à la déshydratation du gaz Avril 2018.

Reference

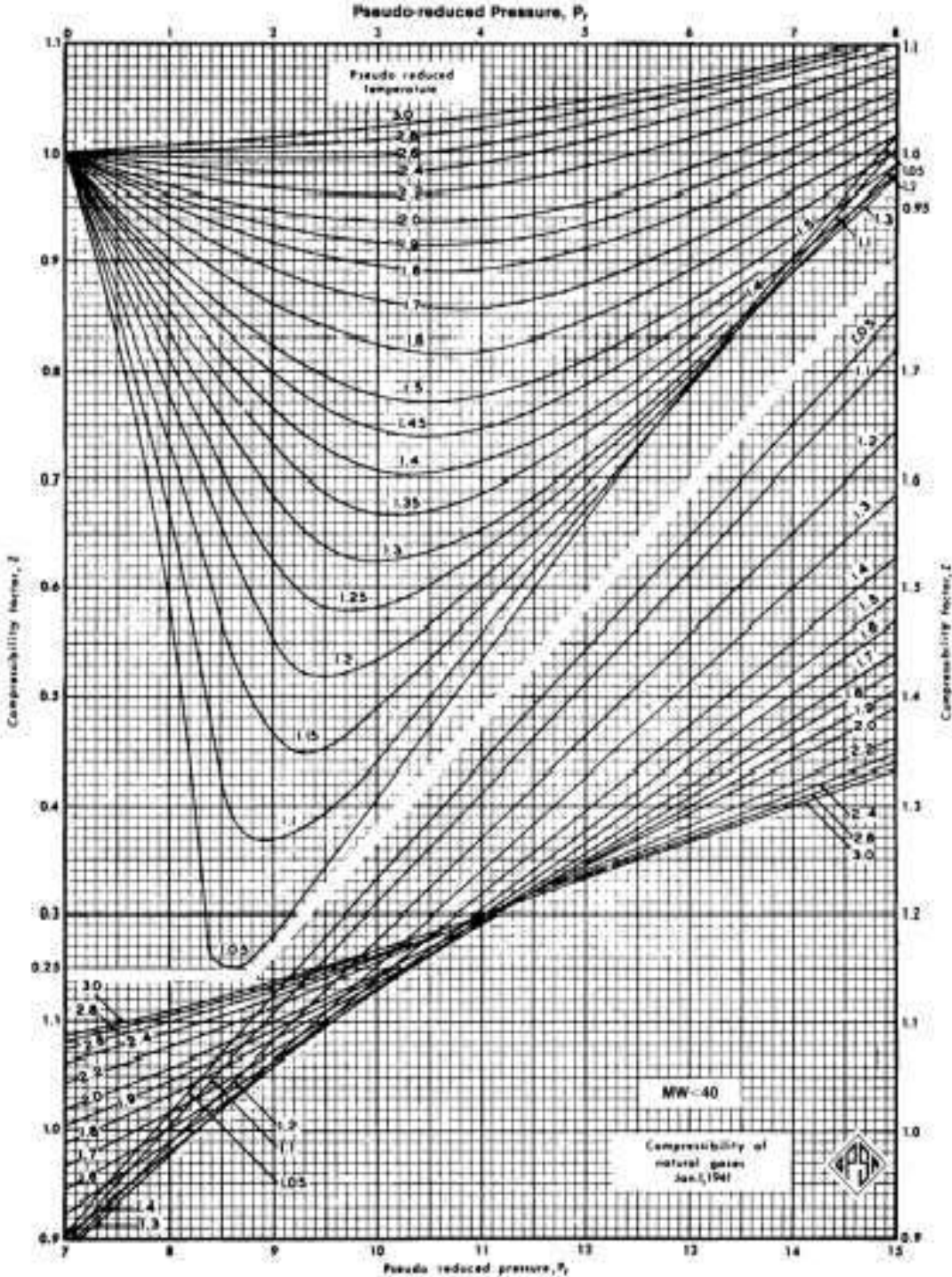
[16] MOUHOUS Fariza, (2016), "Optimisation et vérification des paramètres de fonctionnement des sécheurs à gaz du complexe de traitement de gaz d'ALRAR.", MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES En Vue de L'Obtention de Diplôme Master P34.

[17] Documentation PETROFAC, intitulé Procès Data Sheet - Moléculaire Sieve Déshydrations Bed (1414-V-102A/B/C/D).



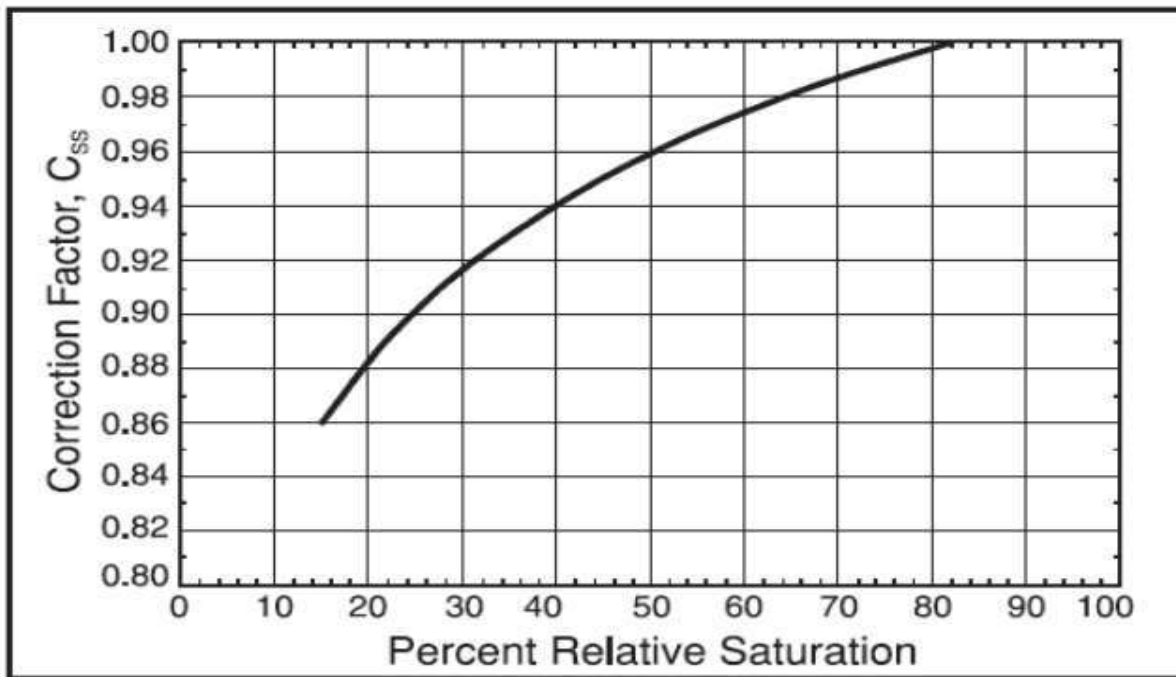
Annexe

Annexe A :



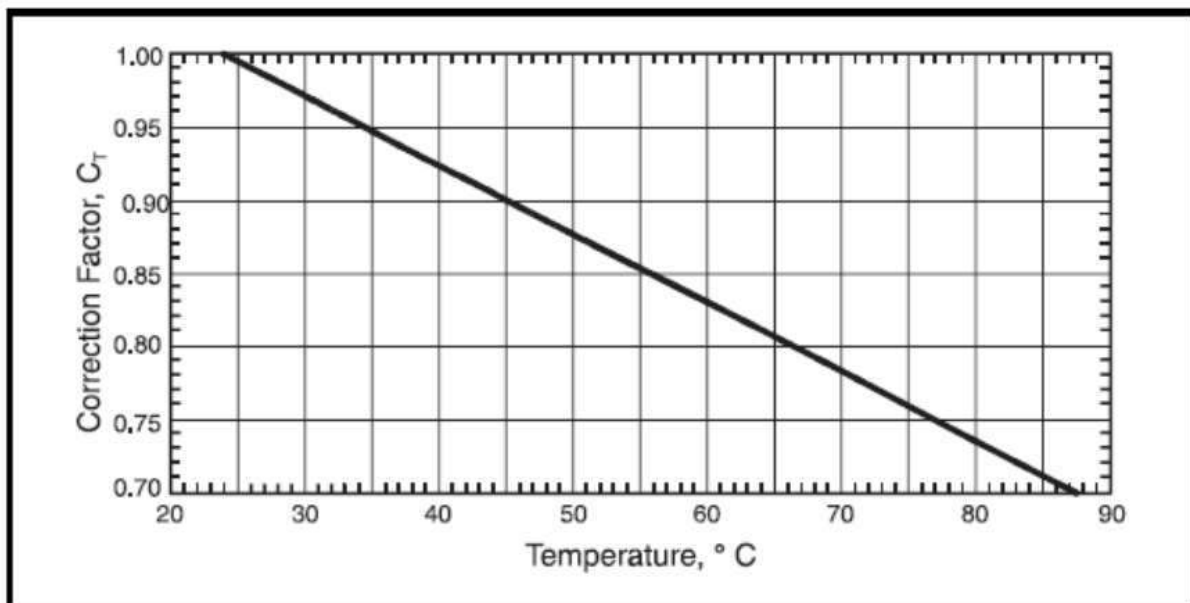
Annexe A : Facteur de compressibilité du gaz naturel [19].

Annexe B :



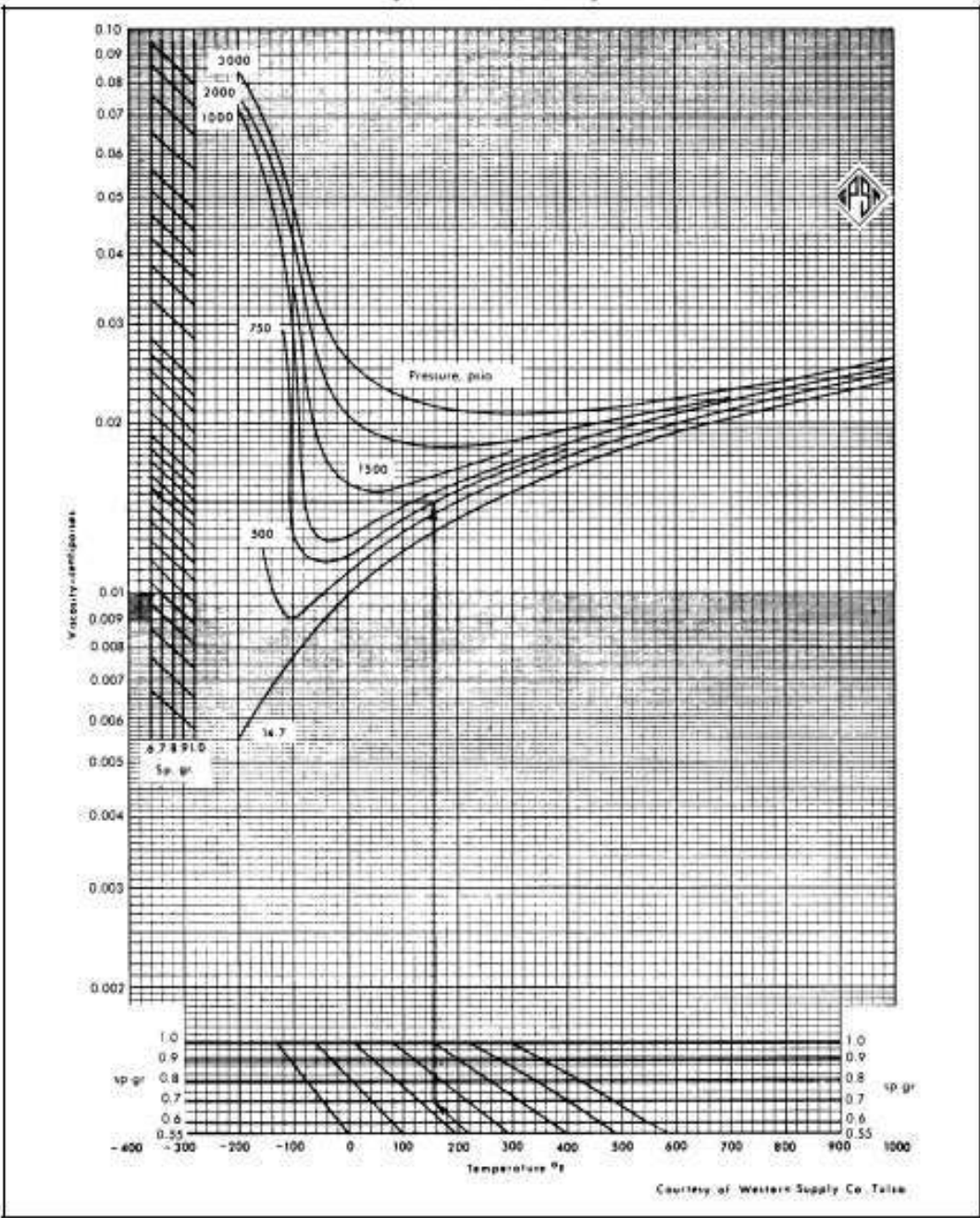
Annexe B : Facteur correctif de la capacité de tamis moléculaire en fonction de la saturation [19].

Annexe C :



Annexe C : Facteur correctif en fonction de la température [19].

Annexe D :

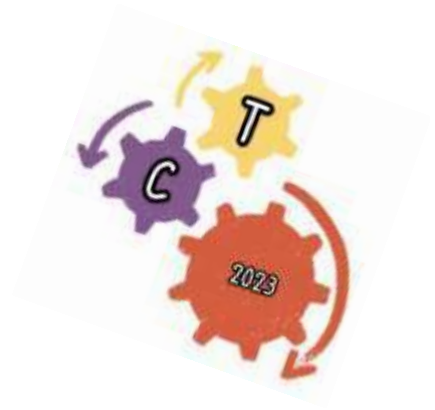


Annexe D : Viscosité des gaz d'hydrocarbures [19].

Annexe E :

LABORATOIRE DAILY ANALYSIS REPORT							
ANALYSES CHROMATOGRAPHIQUE TRACE 1300							
DATE 31/03/2023							
COMPOSITIONS	RG	AZSE	KL	AMIN I/L	AMINE O/L	EXPORT	FUEL GAS
Ref.No							
Methane	93.7564	92.6593	90.0121	93.4375	95.9284	95.9473	
Ethane	1.6767	1.7427	4.3068	1.9850	2.0764	2.0027	
Propane	0.2145	0.2491	1.3687	0.3088	0.3262	0.3114	
Iso Butane	0.0173	0.0227	0.2433	0.0289	0.031	0.0289	
N Butane	0.0181	0.0292	0.5371	0.0396	0.0427	0.0396	
Iso Pentane	0.0057	0.0125	0.2224	0.0117	0.013	0.0115	
N Pentane	0.0024	0.0113	0.2086	0.0077	0.0086	0.0075	
Hexane	0.0022	0.0144	0.0741	0.0025	0.0029	0.0024	
CO2	3.8548	4.9478	2.3250	3.8248	1.1820	1.2329	
N2	0.3883	0.2493	0.6407	0.2880	0.3147	0.3357	
He	0.0636	0.0617	0.0612	0.0655	0.0741	0.0801	
H2S ppmv	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
free water %	8	-	---	---	---	---	

Annexe E : Les fractions des composants de gaz naturel dans, RG, AZSE, KL.



Résumé

Résumé:

Le gaz naturel joue un rôle important dans le domaine de l'énergie et est considéré comme l'une des sources les plus importantes au monde, mais son processus d'exploitation se heurte à de nombreux problèmes, dont le plus important est la rétention de vapeur d'eau, qui conduit à la formation d'hydrates, ce qui nous amène à obstruer et à éroder les conduites de gaz, il est donc nécessaire de réduire la teneur en eau dans le gaz pour éviter ces perturbations .

L'étude de l'unité de déshydratation au centre de traitement de gaz CPF au niveau de la société GRN nous a permis de vérifier l'adéquation de la conception de l'unité de déshydratation à pression et débit de gaz réduits en calculant les paramètres de l'état actuel et en les comparant avec l'état design.

Mots clés : Gaz naturel, Hydrates, Déshydratation, Adsorption, Tamis moléculaires, Sécheurs.

Abstract:

Natural gas plays an important role in the field of energy and is considered one of the most important sources in the world, but its exploitation process faces many problems, the most important of which is the retention of water vapor, which leads to the formation of hydrates, which leads us to clog and erode the gas pipes, so it is necessary to reduce the water content in the gas to avoid these disturbances.

The study of the dehydration unit at the (CPF) gas treatment center at the level of the (GRN) company enabled us to verify the adequacy of the design of the dehydration unit at reduced pressure and gas flow by calculating the parameters of the current state and comparing them with the design state.

Key words: Natural gas, Hydrates, Dehydration, Adsorption, Molecular sieves, Dryers.

خلاصة:

يلعب الغاز الطبيعي دوراً مهماً في مجال الطاقة ويعتبر من أهم مصادرها في العالم، لكن عملية استغلاله تواجه العديد من المشاكل أهمها احتباس بخار الماء الذي يؤدي إلى تشكل الهيدرات مما يتسبب لنا في انسداد وتآكل خطوط الغاز لذلك من الضروري تقليل المحتوى المائي في الغاز لتجنب هذه الاضطرابات.

سمحت لنا دراسة وحدة الجفاف في مركز معالجة الغاز (CPF) على مستوى شركة (GRN) بالتحقق من ملائمة تصميم وحدة الجفاف مع انخفاض ضغط الغاز وتدقيقه عن طريق حساب معاملات الحالة الحالية ومقارنتها بمعايير التصميم.

الكلمات الرئيسية: الغاز الطبيعي، هيدرات، التجفيف، الامتزاز، المناخل الجزيئية، مجففات.