



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : **BOUDAoui Abdelmouaiz.**

DIDI Moustapha.

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbures

OPTION : Génie Gazier

Thème

**Vérification des Paramètres Opératoires de l'unité de
déshydratation du Gaz Naturel (Groupement Reggane).**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
HADJADJ Asma	MCB	Président
GHALEM Khaled	MAA	Examineur
ABDELMOUIZ Ahmed	MCB	Rapporteur

Promotion : JUIN 2022.

Remerciements

Nous allouons ALLAH pour tous les bienfaits dont il nous a fait part.

*Au terme de ce travail nous tenons à remercier en premier lieu **Mr. ABDELMOUIZ Ahmed**, notre promoteur, pour son aide précieuse, pour ses remarques pertinentes et surtout pour le temps qu'elle nous a accordée et ceci malgré ses nombreuses charges.*

Nous tenons à remercier les membres de jury qui ont bien voulu Nous faire l'honneur de participer à ce jury.

*Nous remercie également tous les enseignants du département **Génie des Procédés** pour leur contribution à cette formation.*

*Nous tenons à remercier tout tous le personnel de **Groupement Reggane**.*

Merci à tous ceux qui nous a contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.



Dédicaces

*J'ai le grand honneur de dédier le fruit de mes années d'études à :
Mes très chères parents, ceux qui attendent ma réussite avec impatience,
ceux dont je ne peux jamais leurs rendre ce qu'ils ont fait pour moi,
ceux qui ont su me conduire dans le bon chemin et la bonne
éducation, ceux que j'aime et je respecte infiniment.*

Le jour est venu pour leur dire Merci.

*Que Allah m'aide à leurs rendre un peu de
tous ce qu'ils ont fait pour moi.*

*Mes très chères frères ; **Soufyane, sidahmed...***

Mes très chères soeurs.

Toute ma grande famille.

Mes amis depuis l'enfance que j'aime beaucoup.

Mes amies que j'ai de la chance de l'ai avoir.

Mes camarades de la promotion de l'université.

Ceux qui me connaissent de près ou de loin sans cité leurs noms.

Abdelmouaiz



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à:
Mes chers parents qui m'ont soutenu pour réussir à mes études.
Mes très chers frères.
Mes très chères soeurs.
Toute ma grande famille.
Mes amis depuis l'enfance
Mes amis qui ont m'accompagner dans cette étape Universitaire.
Toute la promotion de génie des procédés et pétrochimie.
Ceux qui me connaissent de près ou de loin sans cité leurs noms.

Moustapha

Sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Nomenclature	I
Liste des figures.....	II
Liste des tableaux.....	III
Introduction générale	1

Chapitre I : Généralité sur le gaz naturel.

I.1	Introduction :.....	3
I.2	Définition de gaz naturel :	3
I.3	Les sources du gaz naturel :	3
I.4	Origine des constituants du gaz naturel :	4
I.5	Caractéristiques du gaz naturel :	4
I.5.1	Densité du gaz naturel :	4
I.5.2	Pouvoir calorifique (PC).....	4
I.6	Les différents types de gaz naturel :.....	5
I.7	Technique du traitement du gaz naturel :	5

Chapitre II : Procédé de déshydratation.

II.1	Introduction:.....	7
II.2	La déshydratation:	7
II.2.1	Les Hydrates:	7
II.2.2	Les modes de déshydratation :.....	9
II.2.3	Théorie d'adsorption sur un lit fixe	12
II.2.4	Type d'adsorbants	14
II.2.5	Influence de quelques paramètres sur l'unité d'adsorption	15
II.2.6	Avantages et inconvénients de la déshydratation par adsorption	17
II.3	Procédé de déshydratation appliqué dans l'unité 1414	17
II.3.1	Description :	17
II.3.2	Disposition des composants du lit.....	18

II.3.3	Cycle de fonctionnement :	20
II.3.4	Unité de déshydratation	22
II.3.5	Unité de contrôle du point de rosé.....	22
II.3.6	Compression du gaz de vente.....	23
II.3.7	Analyse et comptage fiscal.....	23

Capitre III : Partie calcul.

III.1	Introduction:.....	26
III.2	Procédé d'évaluation :	26
III.3	Acquisition des données.....	26
III.3.1	Donnée sur le sécheur :	26
III.3.2	Données sur l'absorbant :	28
III.4	Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :	28
III.4.1	Calcul du coefficient de compressibilité Z :.....	28
III.4.2	Calcul de la densité relative de gaz :	30
III.4.3	Calcul de la masse volumique du gaz :	30
III.4.4	Calcul de la vitesse superficielle admise du gaz Vg :	30
III.4.5	Débit volumique de gaz dans les conditions opératoires :.....	31
III.4.6	Diamètre de lit (bed) :.....	31
III.4.7	Quantité d'eau adsorbée pendant la durée de cycle:	31
III.4.8	Calcul de la hauteur minimale du lit d'adsorbant :.....	32
III.4.9	La masse totale du tamis moléculaire:	34
III.4.10	Calcul du temps de service :.....	34
III.4.11	La régénération du tamis moléculaire :	34
III.4.12	Calcul de débit du gaz de régénération nécessaire pour le chauffage :..	39
III.4.13	Interprétations et commentaires :	42
Conclusion générale		43

Nomenclature

C_p : Chaleur spécifique (kcal/kg. °C).
 D : Diamètre du lit (ft).
 G : Vitesse massique admissible du gaz (lb/hft²).
 H_t : Hauteur total de lit (ft).
 $H_{\text{éq}}$: La longueur de la zone saturée (ft)
 H_z : La longueur de ZTM (ft).
 M_w : masse moléculaire du gaz (kg).
 M_p : Moyen pression.
 P : Pression de gaz en (psi).
 Q : Débit de gaz (m³/jour).
 q : flux d'adsorption (lb H₂O / h ft²)
 R_s : Saturation relative de l'alimentation en %.
 R° : Rankine.
 T : Température de gaz en R°.
 V_g : Vitesse superficielle du gaz en (ft/h).
 X : Capacité d'adsorption.
 Y_w : Teneur en eau dans la charge en ppm.
 Z : Facteur de compressibilité.
 θ : temps de cycle d'adsorption.
ZTM : la zone de transfert de masse (ft).
 ρ_g : masse volumique du gaz (lb/ft³).
 ρ_t : masse volumique du tamis. (lb/ft³).
 ρ_B : masse volumique de billes (Kg/m³).

Liste des figures

Figure 1: colmatage par les hydrates.	7
Figure 2: Procédé de déshydratation de gaz par absorption (glycol)	10
Figure 3: Procédé de déshydratation de gaz par tamis moléculaire.	11
Figure 4: Évolution de la zone de transfert de matière ou cours du temps.	12
Figure 5: Evolution de la concentration de l'adsorbat au cours de l'adsorption.....	13
Figure 6: Représentation d'une courbe de rupture.	13
Figure 7: Tamis moléculaire 4A°	15
Figure 8: schéma d'une colonne de déshydratation.....	19
Figure 9: Schéma simplifié de la section déshydratation du gaz.	21

Liste des tableaux

Tableau 1: Propriété des adsorbants.....	15
Tableau 2: Cycle d'adsorption et régénération.....	20
Tableau 3: La composition de gaz alimentant actuelle.....	27
Tableau 4: Composition du gaz et leurs propriétés critiques.	29
Tableau 5: Comparaison entre les résultats obtenus (actuels) et du design.....	41

Introduction générale

Introduction générale

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH_4) [1]. Il est donc composé de majorité d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure. Mais aussi, le gaz naturel contient certaines impuretés, telles que la vapeur d'eau, le sulfure d'hydrogène (H_2S), le dioxyde de carbone, l'hélium et l'azote et d'autres composés non combustibles. Les accords de vente du gaz naturel sont toujours passés par des normes et spécifications de celui du gaz, par conséquent pour répondre à ces spécifications, le gaz naturel doit être traité par plusieurs procédés d'épurement. Grâce à ça, 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. Afin d'obtenir de bonnes valeurs thermiques et un combustible propre et sec. Lors de son traitement, le gaz naturel brut passe par plusieurs étapes afin d'obtenir un produit fini qui s'adapte aux normes de commercialisation. Parmi ces étapes, l'abaissement des températures permettant de séparer et récupérer les hydrocarbures lourds. Cette étape, très importante pose un problème parce que la présence de l'eau dans le gaz occasionne dans les conditions idéales de température et de pression, la formation de « clathrates » appelées souvent les hydrates de gaz naturel. Les hydrates sont une combinaison de l'eau qui est en contact avec le gaz naturel léger. Cette combinaison nous crée une forme physique qui se solidifie à l'intérieur des lignes de circulation de gaz créant des bouchons qui est à l'origine du bouchage de certaines canalisations des installations et des pipe-lines et de la corrosion des équipements ainsi que la diminution de la valeur thermique et même peuvent causer l'arrêt total de la production des hydrocarbures.

Le problème posé par la formation d'hydrates dans les pipelines a pris une importance progressive ces dernières années.

La recherche d'une optimisation technico-économique nécessite une amélioration des connaissances dans le domaine. La détermination des conditions auxquelles ces hydrates se forment afin de pouvoir fixer les paramètres de service de telle sorte à éviter leur formation. La mise au point de nouvelles techniques, pour éviter la formation ou tout au moins la prise en masse des hydrates, représente un enjeu économique majeur. Pour prévenir ces problèmes liés aux formations des hydrates, on fait appel aux procédés de déshydratation basé sur différentes

INTRODUCTION GENERALE

technologies de traitement, tels que, la déshydratation par absorption, séparation par membrane et adsorption par tamis moléculaires.

Problématique :

Le procédé de déshydratation par adsorption est généralement utilisé lorsqu'une pureté élevée est recherchée. Il s'effectue dans un lit fixe ou il met en œuvre une phase solide présentant une grande surface spécifique, sur laquelle sont retenus de manière sélective les constituants à séparer. 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).

Le travail que nous représentons dans ce mémoire est subdivisé en trois (03) chapitres et une conclusion générale.

- Le premier est consacré à une étude bibliographique sur les notions de base de la corrosion et les moyens de lutte contre ce problème.
- Les procédés de déshydratations sont mentionnés en second chapitre
- Le troisième chapitre présente la partie pratique.
- La conclusion générale sur l'ensemble de ce travail, viendra clore notre étude.

Généralité sur le gaz naturel

I.1 Introduction :

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

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

I.2 Définition de gaz naturel :

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde propre et de plus en plus utilisé. Dispose de nombreuses qualités : abondance relative, Souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en oeuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de production, de traitement et de transport. Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour les 21^{ème} siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme l'huile ou le charbon présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70 % à 95% est de méthane (CH₄). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure [2].

On peut le trouver en quantité extrêmement variable d'un gisement à un autre :

- Des hydrocarbures plus lourds que le méthane (de C₂ à C₈).
- Du dioxyde de soufre SO₂.
- Du sulfure d'hydrogène appelé aussi gaz acide H₂S.
- Du dioxyde de carbone CO₂.
- De l'azote N₂.
- Parfois de petites quantités d'Hélium (He) et de Mercure (Hg).

I.3 Les sources du gaz naturel :

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

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

I.4 Origine des constituants du gaz naturel :

➤ Constituants hydrocarbures

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

✓ Gaz bactérien

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

✓ Gaz inorganique

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

✓ Gaz thermique

Au cours de l'évolution des sédimentaires, les sédiments sont portés à des températures et pressions croissantes, vont subir une dégradation thermique qui va donner à côté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbonés [3].

I.5 Caractéristiques du gaz naturel :

I.5.1 La densité du gaz naturel :

En faisant l'hypothèse que dans les conditions de références considérées, une mole du gaz étudié occupe le même volume qu'une mole d'air, alors, elle est définie comme étant le rapport de sa masse molaire à celle de l'air dans les conditions normales de température et de pression.

$$\rho = \frac{M_m}{M_{air}}$$

I.5.2 Le pouvoir calorifique (PC)

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, la combustion étant effectuées à la pression atmosphérique et à une température [3].

Le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube (J/m^3), il se divise en deux:

✓ Pouvoir calorifique supérieur (PCS) :

Correspond à la chaleur totale dégagée lorsque tous les produits de la combustion sont ramenés à la température ambiante. L'eau formée reste à l'état liquide.

✓ **Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :**

Correspond à une réaction de combustion dans laquelle l'eau resterait à l'état vapeur.

I.6 Les différents types de gaz naturel :

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

- **Gaz sec :** ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de production.
- **Gaz humide :** forme une phase liquide au cours de production dans les conditions de surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.
- **Gaz a condensât :** forme une phase liquide dans le réservoir lors de productions par condensation rétrograde.
- **Gaz associé :** Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture et le gaz dissous [3].

I.7 Technique du traitement du gaz naturel :

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

Les procédés de traitement du gaz sont multiples de par le monde, et le choix de l'une d'elles se base sur les critères suivants :

- qualité de l'effluent brut.
- taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
- spécification des produits finis.
- coût global des investissements.

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires. Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- L'hydrogène sulfuré H_2S toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 corrosif.
- Le mercure corrode les équipements fabriqués en aluminium.
- L'eau conduisant à la formation des hydrates.

- Les hydrocarbures lourds condensant dans les réseaux de transport.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées soit aux conditions de transport, soit aux conditions d'utilisation (gaz commercial).

Dans le cas de transport par gazoduc, les spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide, le bouchage de conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale au point de rosée des hydrocarbures qui dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C, pour éviter tout risque de formation de la phase liquide par condensation en ligne.

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

Les étapes de traitement d'un gaz sont les suivantes :

A) Elimination de l'eau :

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau des ballons de séparation et ce après un refroidissement.

L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par adsorption sur des tamis moléculaires.

B) Extraction des hydrocarbures liquides :

Elle se fait par abaissement progressif de la température du gaz associé suivant des procédés de refroidissement tels que :

➤ **Procède de RITCHARD**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant et une détente par une vanne dite vanne Joule Thomson, en fin de cycle la température voisine de **-58 °C**.

➤ **Procède de HUDSON**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détente à travers une vanne Joule Thomson et une machine dynamique appelée « Turbo Expander » qui permet d'atteindre un niveau de **-65°C**. [4]

Procédé de déshydratation

II.1 Introduction:

Le gaz naturel contient toujours de l'eau, qu'elle provienne directement du réservoir ou qu'elle soit introduite lors des différentes opérations de traitement comme la désacidification par exemple. 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 provoquer la formation d'hydrates, qui peuvent se solidifier ou se condenser et favoriser ainsi la corrosion ou entraîner des problèmes d'opérabilité. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz par une technique de traitement approprié.

II.2 La déshydratation:

II.2.1 Les Hydrates:

Dès le début du siècle, l'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts de cristaux, en fait. Constitués, par des hydrates de gaz apparaissant bien au-dessus de la température de formation de la glace.



Figure 1: colmatage par les hydrates.

Pour éviter les bouchages des canalisations, les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation d'hydrate.

Une première façon d'y arriver consiste à déshydrater le gaz naturel. Lorsque ce n'est pas possible il faut soit se placer dans des conditions de température et de pression permettant

d'éviter la formation des hydrates soit introduire un inhibiteur.

✓ Structures des hydrates

En présence d'un gaz léger, les molécules d'eau peuvent former une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages, dans lesquelles sont piégées les molécules de gaz.

Il y a deux structures cristallines pour les hydrates à savoir :

- Les petites molécules des gaz (CH_4 , C_2H_6 et H_2S) forment avec l'eau, un corps centré de structure cubique qui s'appelle (**structure I**).
- Les grandes molécules (C_3H_8 et $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$) forment la (**structure II**) avec 17 molécules d'eau pour une molécule de gaz.

✓ Les facteurs favorisant la formation d'hydrates

Les risques de formation d'hydrates se situent à des endroits bien précis dans l'unité là où la formation d'hydrates est thermodynamiquement possible, les conditions qui favorisent la formation d'hydrates sont :

a) Facteurs primaires

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

b) Facteurs secondaires

- Les hautes vitesses de circulation en créant une forte turbulence.
- Les fluctuations de pression.
- L'agitation.
- Présence de petits cristaux d'hydrates qui peuvent jouer un rôle de catalyseur de réaction.[3]

✓ Prévention des hydrates

La formation des hydrates 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 une opération de séchage soit d'utiliser des inhibiteurs. [3]

II.2.2 Les modes de déshydratation :

Les procédés de déshydratation du gaz peuvent être divisés en trois catégories :

- ✓ Inhibition par injection d'inhibiteur de formation d'hydrates.
 - ✓ Déshydratation par absorption dans le liquide.
 - ✓ Adsorption sur un agent desséchant solide activé.
- ✓ **Inhibition par injection d'inhibiteurs de formation d'hydrate**

a) Injection de glycol

Des composés organiques liquides sont généralement utilisés :

- l'éthylène glycol (E.G.).
- le di-éthylène glycol (D.E.G.).
- le tri-éthylène glycol (T.E.G.).

Ces solvants sont utilisés le plus fréquemment pour la déshydratation du gaz naturel dans les gazoducs (transport) plutôt que dans les usines cryogéniques.

En général, les glycols sont limités aux applications où il est nécessaire d'avoir des dépressions du point de rosée comprises entre 30 et 42°C atteignant des valeurs moyennes finales du point de rosée de l'ordre de - 20 °C (1000 ppm).

b) Injection de méthanol

Le méthanol est couramment utilisé dans les systèmes de collecte et de transport du gaz naturel, dans les usines de traitement de gaz, des injections intermittentes de méthanol sont fréquemment utilisées pour éviter les formations d'hydrates.

✓ Déshydratation par absorption avec un solvant physique

Le séchage du gaz naturel est assuré dans ce cas par le lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau ; ce solvant est le plus souvent un glycol (T.E.G) à une température allant de 15 à 90°C.

Le gaz déshydraté sort en tête de colonne le glycol sortant en fond est régénéré par distillation et recycle. Dans ce procédé le choix du solvant est très important, car doit procéder une grande affinité pour l'eau, une régénération facile et caractère non corrosif.[5]

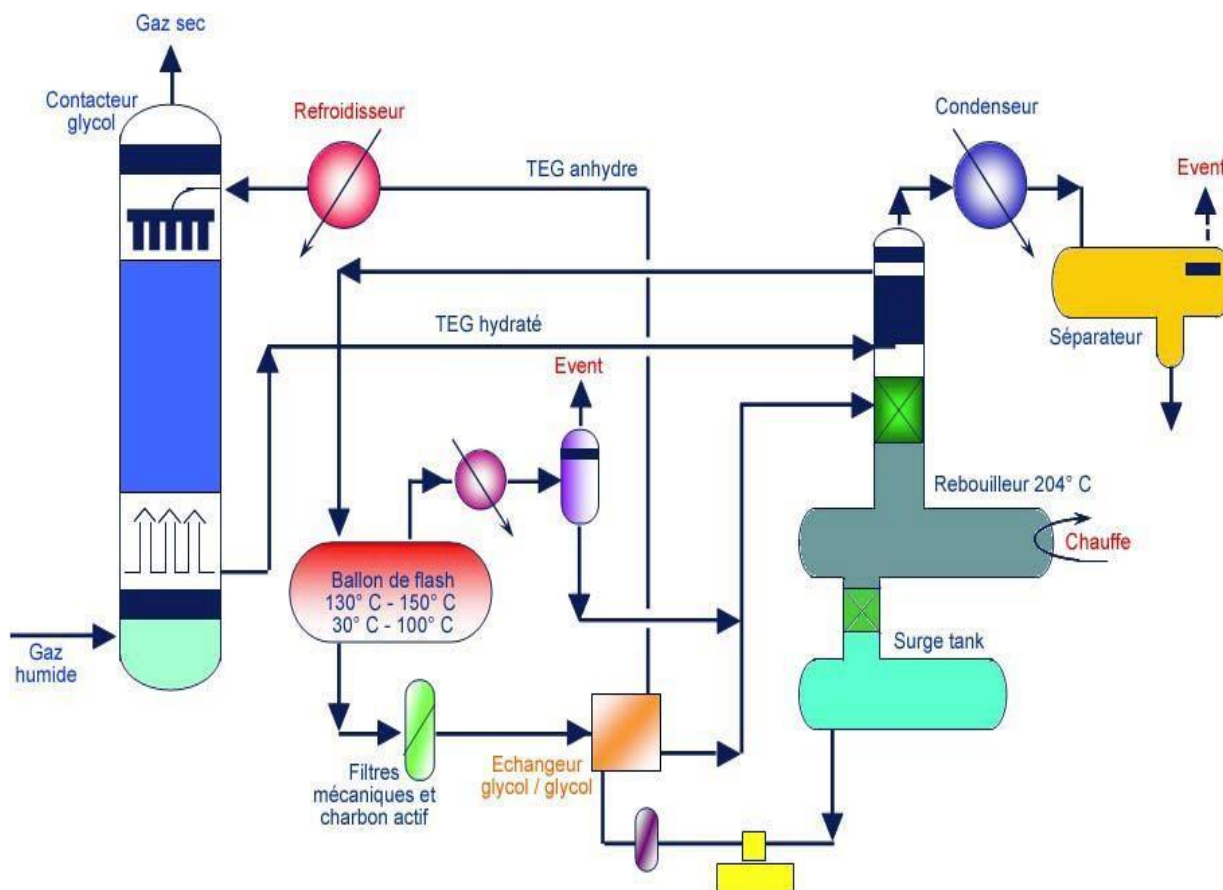


Figure 2: Procédé de déshydratation de gaz par absorption (glycol)

✓ Déshydratation par adsorption

Ce procédé est généralement utilisé lorsqu'une pureté élevée est recherchée. Il s'effectue dans un lit fixe ou il met en œuvre une phase solide présentant une grande surface spécifique, sur laquelle sont retenus de manière sélective les constituants à séparer.

Les adsorbants sont donc en générale caractérisés par une structure microporeuse conduisant

à une surface spécifique très importante il peut s'agir d'alumine activé, de gel de silice, de charbon active ou d'un tamis moléculaire (zéolithes).

Ce type de déshydratation s'effectue en 3 étapes :

- ✓ adsorption à basse température et haute pression.
- ✓ régénération par un gaz chaud.
- ✓ refroidissement par un gaz froid.

Le gaz riche en eau liquide ou vapeur, entre en tête de l'adsorbeur sous une haute pression et basse température (25 à 50 °C) et passe par le lit qui contient l'adsorbant ou il sera débarrassé de son humidité .lorsque le lit est saturé, du gaz chaud est envoyé pour régénérer l'adsorbant.

Après régénération et avant l'étape d'adsorption, le lit doit être refroidi. Ceci est réalisé en envoyant du gaz froid. Un filtre à poussière est placé en aval de chaque adsorbeur pour empêcher la poussière d'éroder l'équipement suivant.

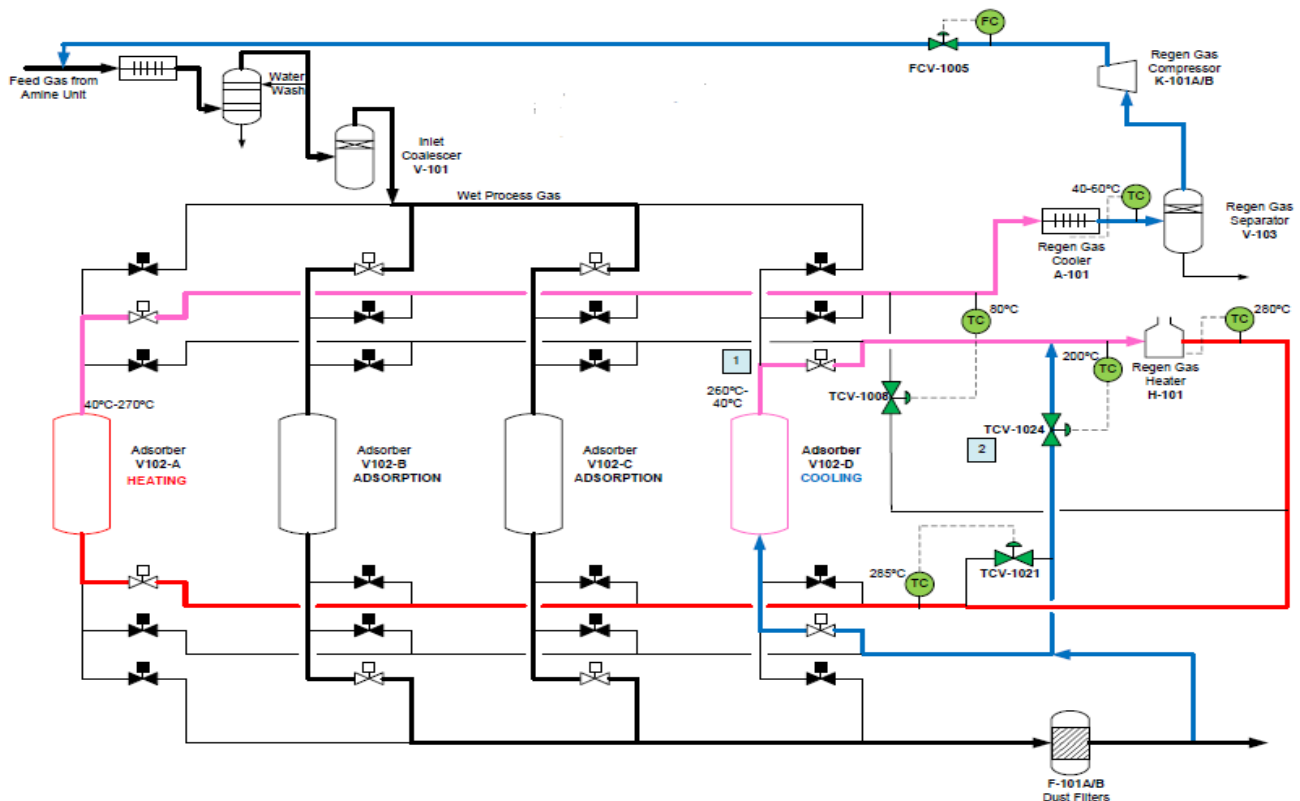


Figure 3: Procédé de déshydratation de gaz par tamis moléculaire.

II.2.3 Théorie d'adsorption sur un lit fixe

✓ Zone de transfert de masse « ZMT »

A l'intérieur de la colonne d'adsorption contenant du tamis moléculaire, la quantité de matière pouvant être adsorbée du fluide porteur au lit de tamis moléculaire, s'effectue au sein d'une zone appelée : zone de transfert de masse. [6]

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). La zone de transfert de masse est influencée par :

- La vitesse superficielle du fluide à traiter.
- La concentration de l'adsorbat dans la charge.
- Pureté attendue de la charge (présence de molécules concurrentes).

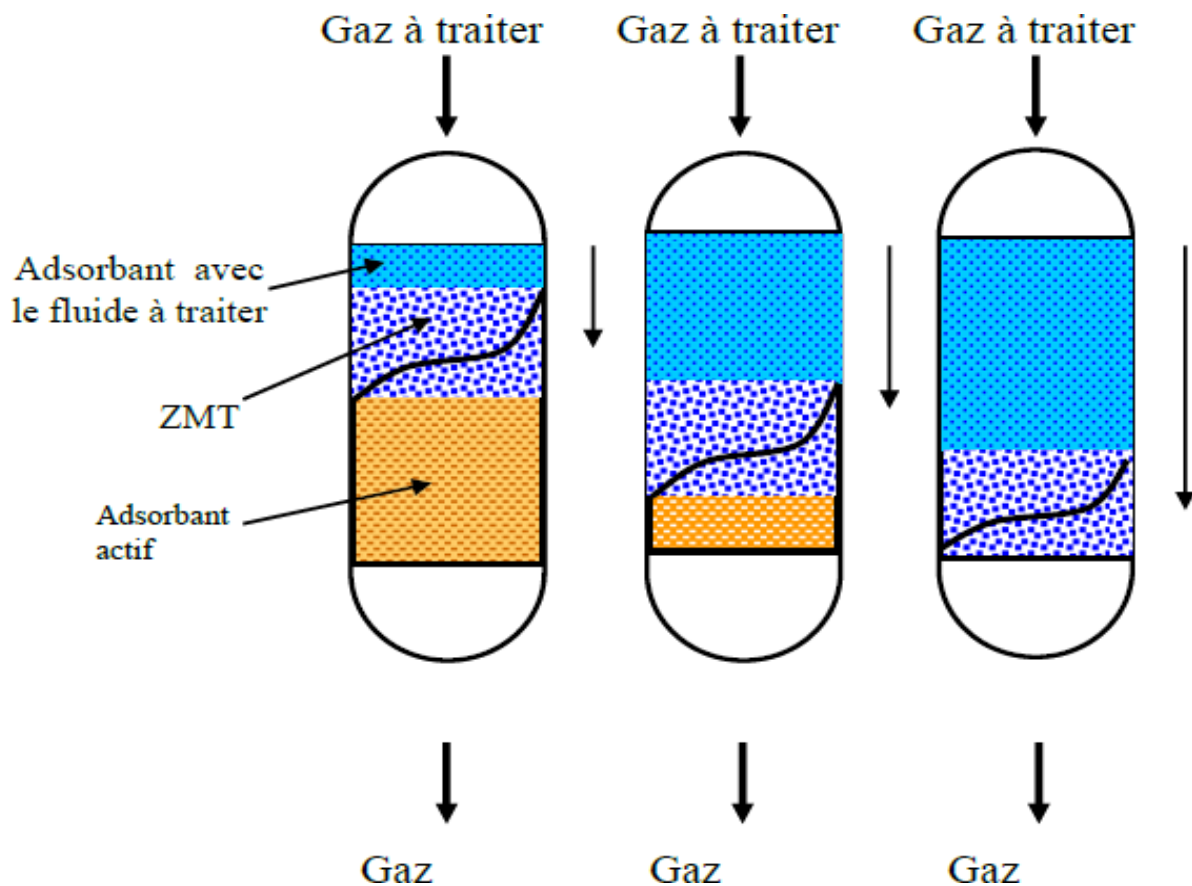


Figure 4: Évolution de la zone de transfert de matière ou cours du temps.

✓ Evolution de la concentration de l'adsorbat dans un lit fixe

La zone de transfert de masse subit une variation ; les couches de l'adsorbant se saturent, ceci s'accompagne d'un déplacement de la ZMT jusqu'à atteindre la sortie de la colonne.

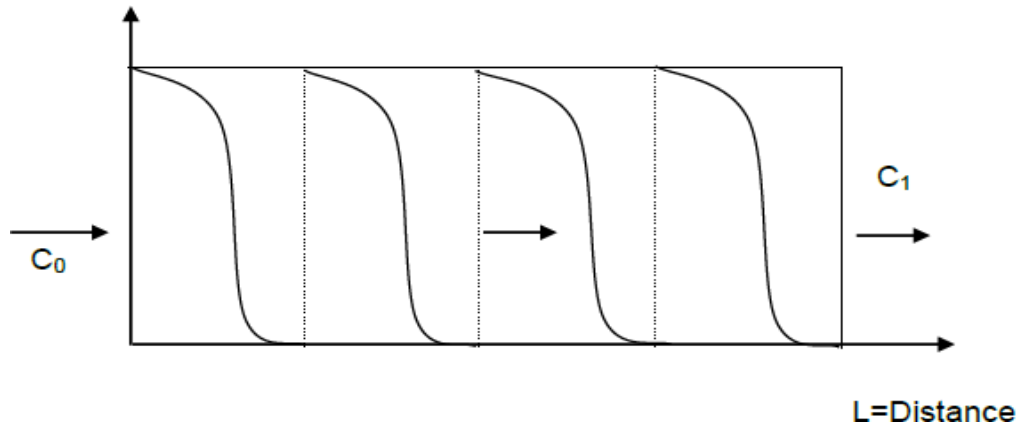


Figure 5: Evolution de la concentration de l'adsorbat au cours de l'adsorption.

✓ Temps de rupture et temps de saturation

L'instant où l'eau apparaît dans la charge à la sortie de la section de déshydratation s'appelle temps de rupture et il s'obtient quand le rapport $C_1/C_0 = 5\%$.

Si la charge continue son passage à travers le lit, on arrive à un instant où la concentration de l'eau dans l'effluent est presque égale à celle contenue dans la charge ($C_1/C_0 = 95\%$), c'est le temps de saturation.

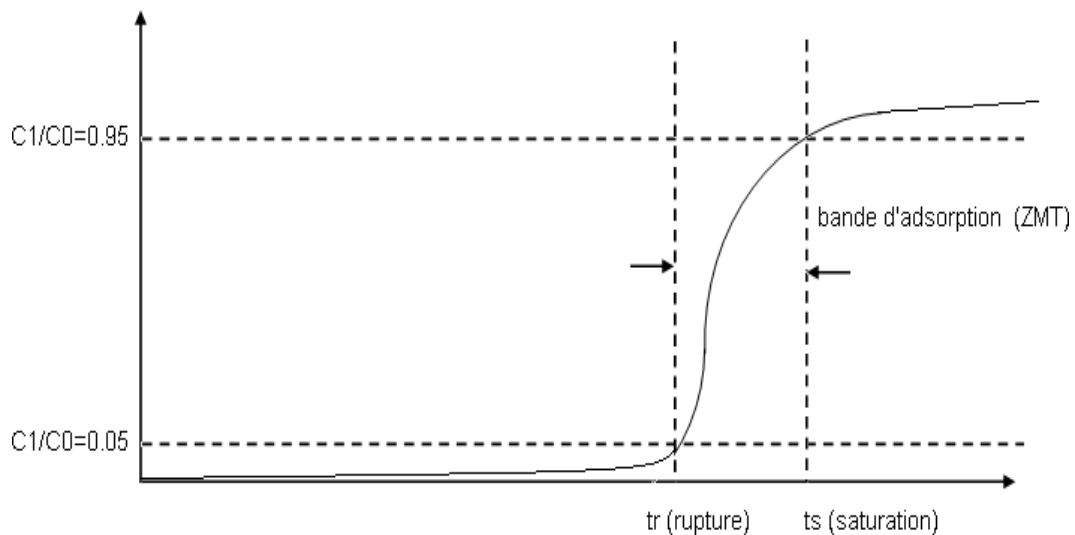


Figure 6: Représentation d'une courbe de rupture.

II.2.4 Type d'adsorbants

Les adsorbants les plus utilisés actuellement sont :

✓ **L'alumine activée**

L'alumine activée permet d'atteindre des puretés élevées sur le gaz traité, la teneur en eau résiduelle pouvant être de l'ordre de ppm. Les hydrocarbures lourds sont adsorbés mais ne peuvent pas être ensuite désorbés au cours de la régénération. De ce fait, le gaz traité doit être sec ou dégazoliné.

✓ **Le Gel de silice (silicagel)**

La teneur en eau dans le gaz traité par adsorption sur gel de silice est d'environ 10 ppm, Le silicagel est facilement régénéré à une température comprise entre 120 et 200 °C

Il adsorbe les hydrocarbures qui sont ensuite désorbés au cours de la régénération, il peut être utilisé pour séparer simultanément l'eau et la fraction condensât du gaz traité en respectant certaines précautions d'emploi. Le silicagel est détruit par l'eau libre qui fait éclater les granules et étant de nature acide, réagit avec les bases.

✓ **Les charbons actifs**

Ils sont préparés à partir des matières organiques. Sont caractérisé par une porosité importante pour adsorber les hydrocarbures paraffinés et les produits organiques. Utilisé généralement pour l'adsorption des matières organiques contenues dans les eaux usées.

✓ **Les tamis moléculaires (zéolithes)**

Ce sont des cristaux de zéolithe synthétique de métal alumino-silicate dont la structure cristalline forme des cavités constituant un réseau microporeux à l'échelle moléculaire. Cette structure comporte des cations qui ont un rôle de compensation de charge, selon leur nature, la taille des cavités d'accès varie. Une large utilisation dans le domaine de déshydratation du gaz naturel. Les tamis moléculaires permettent d'obtenir des puretés du gaz traité iris élevées.

Les caractéristiques principales d'un tel procédé sont les suivantes :

- La concentration en H₂O doit être faible.
- Le pourcentage résiduel d'eau est être faible.

- Il est peu recommande pour les grands débits de charge.
- Il nécessite un fonctionnement discontinu.
- La présence de COS et CS₂ est nuisible.
- La teneur en hydrocarbures lourds dans la charge doit être limitée.
- L'adsorbant est un produit cher qui doit être remplacé tous les 3 ans

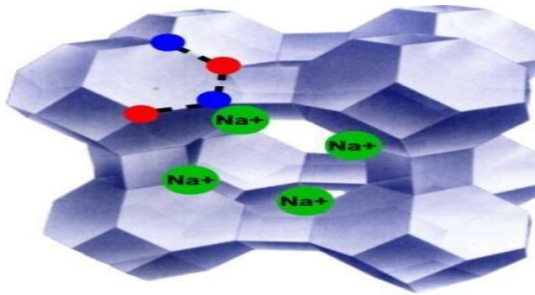


Figure 7: Tamis moléculaire 4A°

Tableau 1: propriété des adsorbants.

Adsorbants	Selica gel	AlumineActivée	Tamis moléculaires
Diam. Pore (Å)	10 – 90	20 - 60	3, 4, 5, 10
Masse volumique (lb/ft ³)	45	44 – 48	43 – 47
Capacité (%mass)	4 – 20	11 – 15	8 – 16
Point rosée minimal (°F)	-60 à -90	-60 à -90	-100 à -300
Temps de régénération (°F)	300 – 500	350 – 500	425 – 550
Chaleur spécifique (Btu/lb°F)	0.22	0.24	0.23

II.2.5 Influence de quelques paramètres sur l'unité d'adsorption

Les performances d'une unité d'adsorption sont influencées par un certain nombre de facteurs, certains de ces facteurs dépendent de système de lequel évolue l'adsorbat, d'autres sont fonctions de l'adsorbant lui-même. Cependant, ils exercent tous sans exception, une influence sur le phénomène de transfert de masse.

✓ Zone de transfert de masse « ZMT »

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

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) La zone de transfert de masse est influencée par:

- La vitesse superficielle du fluide à traiter.
- la concentration de l'adsorbat dans la charge.
- Pureté de la charge (présence de molécules concurrentes).

✓ Température de service

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

✓ Pression de service

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

✓ Concentration de l'adsorbat

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

✓ Phase

La phase (liquide ou gazeuse), dans laquelle les tamis moléculaires opèrent influence très

largement la hauteur de la zone de transfert de masse. La vitesse en phase d'adsorption en phase liquide est pratiquement égale à 1/10 de la vitesse d'adsorption en phase gazeuse.

Ceci signifie que la vitesse de passage d'un système liquide doit être relativement faible pour maintenir la hauteur de la zone de transfert de masse, et par conséquent celle de la colonne, dans un ordre de grandeur raisonnable.

✓ Vitesse de passage

La possibilité de compenser une vitesse de transfert de masse faible par un temps de contact prolongé est applicable dans certaines limites. Une vitesse de passage trop faible pourrait soulever des problèmes de distribution. En phase gazeuse la vitesse superficielle la plus favorable varie entre 5 et 15 mètres par minute.

Par ailleurs, on ne doit pas descendre en dessous de limite correspondant au régime turbulent, car au régime laminaire, le transfert de masse s'effectue dans une mauvaise condition. Par contre, une vitesse de passage trop élevée pourrait entraîner la formation de tourbillons.

II.2.6 Avantages et inconvénients de la déshydratation par adsorption

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

- ❖ aptitude à fournir des points de rosée très bas.
- ❖ Insensibilité du dessiccant aux variations modérées de température, de débit ou de pression du gaz. simplicité de fonctionnement et de conception des unités.
- ❖ non corrosif et non toxique.
- ❖ pertes de charge modérées.

Le procédé présente les inconvénients suivants :

- ❖ coût initial important.
- ❖ besoins calorifiques pour la régénération relativement importants.
- ❖ pertes de performances et d'efficacité avec le temps d'où nécessité de procéder à des changements.

II.3 Procédé de déshydratation appliqué dans l'unité 1414

II.3.1 Description :

Le système de déshydratation du gaz reçoit le gaz traité provenant de l'unité de décarbonatation et issue du ballon de sortie d'amine.

Le but du système de déshydratation est de :

- ❖ Enlever l'eau du gaz d'alimentation pour obtenir la spécification de teneur en eau requise afin de prévenir la corrosion et la formation d'hydrates (en aval du procédé et du gazoduc).
- ❖ Enlever l'eau du gaz d'alimentation pour répondre aux spécifications du gaz de vente (≤ 50 ppmv à un point de rosée de l'eau < -7 ° C).
- ❖ Fournir le débit de gaz nécessaire à la régénération des tamis moléculaires.

Le gaz traité provenant du séparateur de sortie d'amine passe à travers le coalesceur d'entrée du système de déshydratation, dans lequel des gouttelettes d'eau libre sont éliminées dans la partie inférieure ; le gaz est ensuite déshydraté en utilisant la méthode d'adsorption par tamis moléculaire. L'eau accumulée dans les sections supérieure et inférieure du coalesceur est acheminée vers le ballon de flash d'Amine Riche sous un contrôle de niveau respectivement à travers les vannes.

Le gaz sortant du coalesceur entre dans les lits de tamis moléculaires des deux sécheurs qui sont en Adsorption. Fournir une alimentation de gaz sec au système de contrôle de dewpoint.

II.3.2 Disposition des composants du lit

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

- Un distributeur d'entrée et une crépine de sortie.
- Un trou d'homme de chargement de tamis et un autre pour la vidange.
- Un support pour le lit.
- Des poutres et des grilles capables de supporter le lit du tamis.
- Une grille métallique de 20-24 Mesh placée entre le lit de billes en céramique de 1/2".
- UOP TAMIS MOLÉCULAIRE TYPE UI-945 1/8".
- UOP TAMIS MOLÉCULAIRE TYPE UI-900 1/8".
- UOP TAMIS MOLÉCULAIRE TYPE UI-900 1/16".
- TAMIS MOLÉCULAIRE UOP TYPE HgSIV-1.
- BILLES EN CÉRAMIQUE 1/8".
- BOULES EN CÉRAMIQUE 1/4".

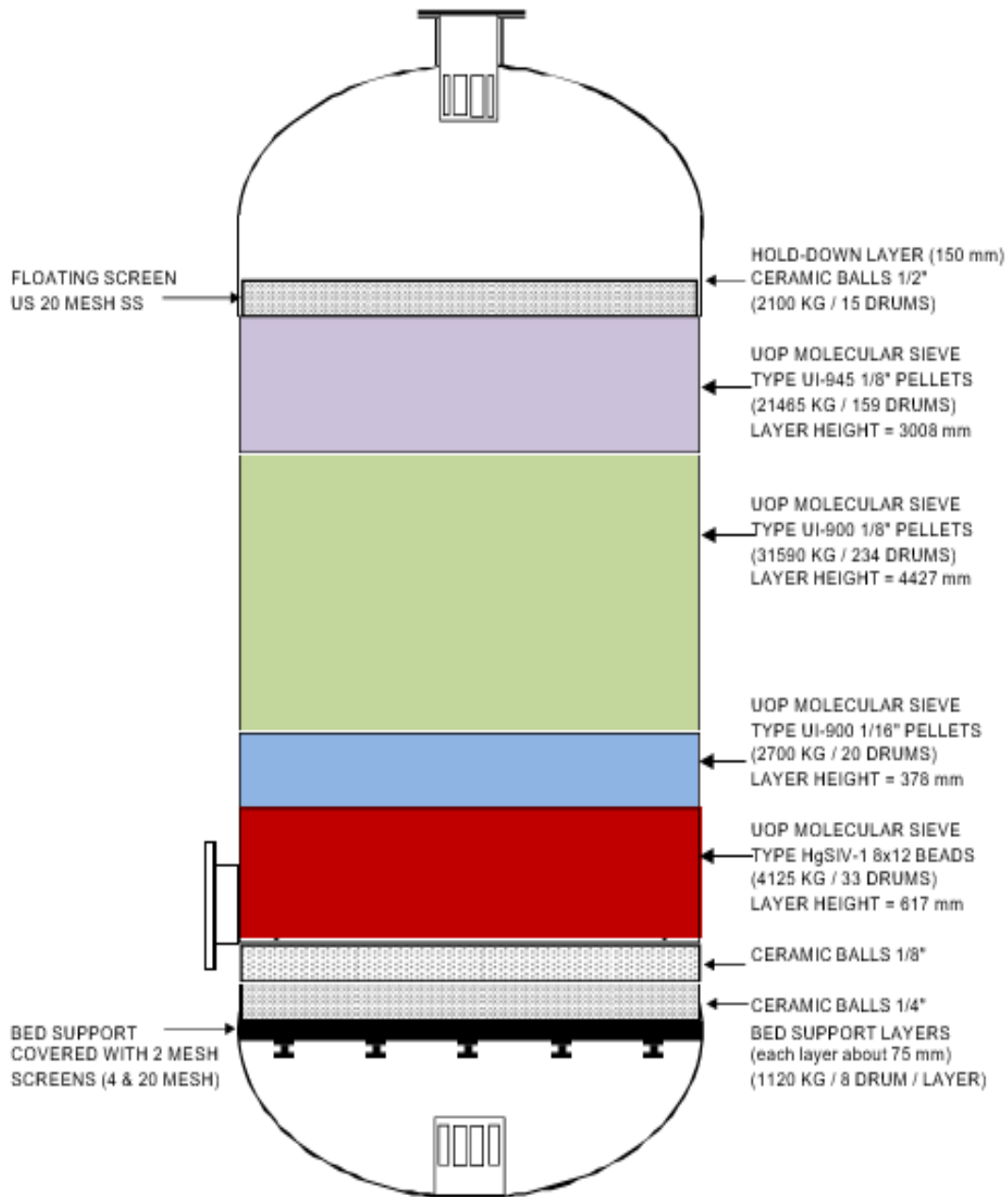


Figure 8: schéma d'une colonne de déshydratation

II.3.3 Cycle de fonctionnement :

Tableau 2: Cycle d'adsorption et régénération.

Temps(h)	0 à 6	6 à 12	12 à 18	18 à 24
V-101 A	Service	Service	Régénération	Régénération
V-102 B	Service	Régénération	Régénération	Service
V-102 C	Régénération	Régénération	Service	Service
V-102 D	Régénération	Service	Service	Régénération

II.3.3.1 Adsorption

La déshydratation du gaz se fait à travers quatre sécheurs (2 sécheurs en adsorption et 2 sécheurs en régénération, dont un en réchauffage et l'autre en refroidissement). Le fonctionnement séquentiel des quatre sécheurs est contrôlé par un contrôleur séquentiel master. Le gaz provenant du coalesceur entre par le haut des lits des tamis moléculaires de deux sécheurs qui sont en mode adsorption et sort par le fond des lits. En fonctionnement normal, les lits de tamis moléculaire fonctionnent selon un cycle de 24 heures (12 heures d'adsorption et 12 heures de régénération) et la commutation des lits du mode d'adsorption au mode de régénération est une opération temporisée prédéfinie à travers le contrôleur séquentiel master. En fonction du taux d'humidité effectué par le contrôleur séquentiel master, l'opérateur a la flexibilité de passer à un cycle de temps d'adsorption variable. Un analyseur d'humidité situé à la sortie de chaque sécheur avertit l'opérateur en cas d'un taux d'humidité élevé. Le gaz séché sortant du lit est filtré dans des filtres à poussière pour éliminer la poussière des tamis moléculaires s'il y en a et est ensuite refroidi à travers l'aéro-réfrigérant avant d'arriver au système de contrôle de dewpoint (système de refroidissement et réfrigération).

II.3.3.2 Mode de régénération

La régénération se fait en série (réchauffage et refroidissement) en réchauffant d'abord le lit tandis qu'un autre courant de gaz froid refroidi le deuxième lit.

La régénération du lit de tamis moléculaire saturé se fait à l'aide de gaz chaud. Le four de chauffage de gaz de régénération fournit la chaleur requise au gaz de régénération pour augmenter progressivement la température du gaz de régénération jusqu'à un maximum de 280 ° C. Cette température est maintenue par le réchauffeur de gaz de régénération à travers un système dédié de gestion de brûleur utilisant le gaz de carburant LP ou le condensat comme carburant. La vitesse

d'augmentation de la température du gaz de régénération est maintenue par le contrôleur maître en mélangeant le gaz sec frais avec le gaz chaud sortant du réchauffeur de gaz de régénération.

Le gaz chaud provenant du réchauffeur de gaz de régénération est introduit à partir de la base de lit. Le gaz régénéré saturé sortant du sommet est refroidi dans le refroidisseur de gaz de régénération. L'eau condensée est séparée dans le séparateur de gaz de régénération. Le gaz de sortie du séparateur est comprimé dans le compresseur de gaz de régénération au niveau de pression du gaz traité du contacteur Amine. Ce courant rejoint le courant de gaz de sortie du contacteur Amine pour un cycle de séchage supplémentaire.

II.3.3.3 Mode de refroidissement

Une partie du gaz sec provenant du filtre de sortie de l'unité de déshydratation est circulée à travers le lit de tamis moléculaire régénéré chaud pour le refroidissement. Le gaz chaud sortant du haut du lit est envoyé au réchauffeur de gaz de régénération pour le service de régénération (mode chauffage). Il est prévu de contourner ce dispositif de chauffage pour maintenir le compresseur de gaz de régénération en marche pendant les temps de repos. Il est également prévu de contourner le lit sous chauffage pour aider à maintenir le brûleur principal en position «ON».

II.3.3.4 Schéma de la section de déshydratation 1414 :

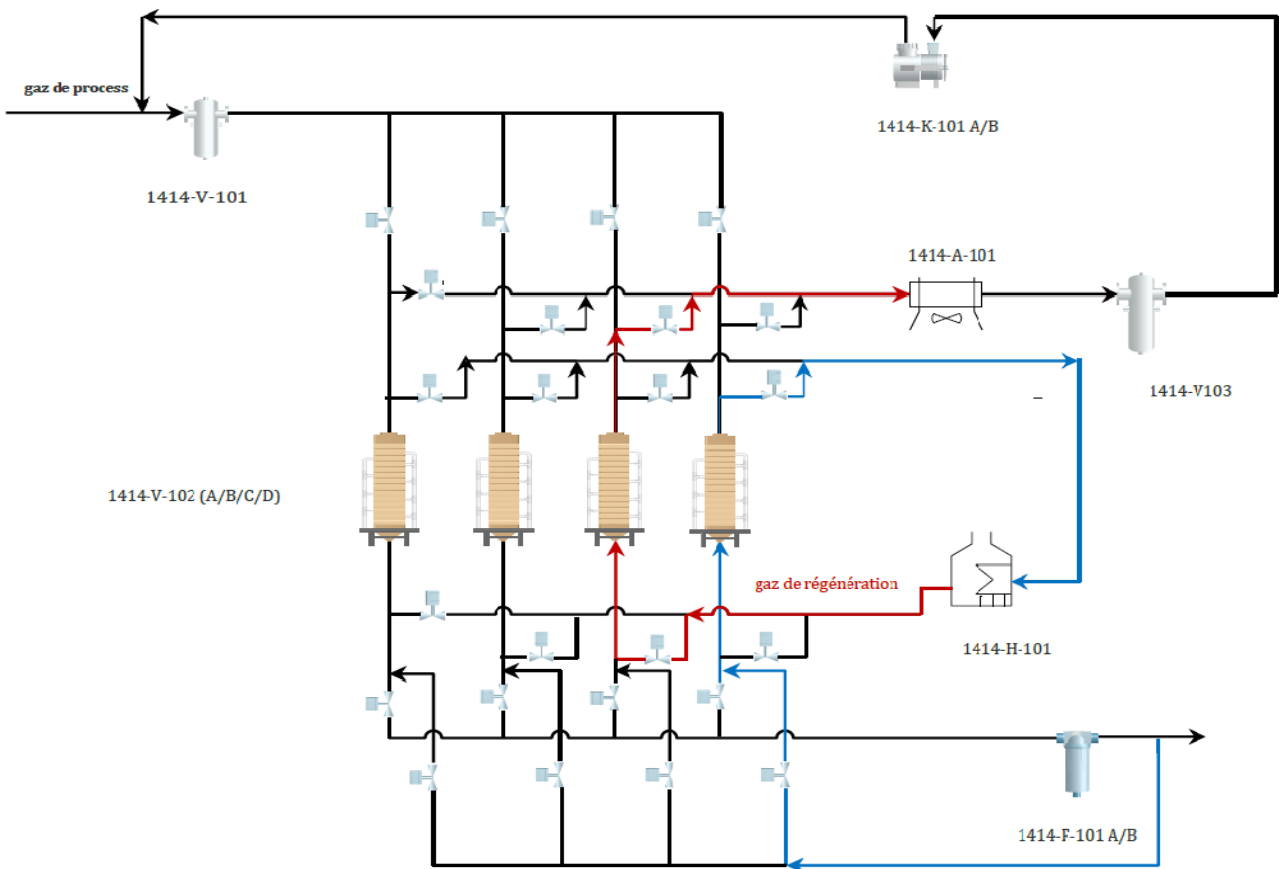


Figure 9: Schéma simplifié de la section déshydratation du gaz.

Avec : V-101 : coalisseur

V-102 (A/B/C/D) : les tours de déshydratation.

F-101 A/B : filtre de sortie.

A-101 A/B : Aéro-réfrigérant.

V-103 : Séparateur.

K-101A/B : compresseur.

1414-H-101 : four.

II.3.4 Unité de déshydratation

Le gaz humide désacidifié issu de l'AGRU sera déshydraté pour obtenir la spécification requise de la teneur en eau afin d'éviter la corrosion et la formation d'hydrates et aussi pour satisfaire les spécifications des gaz de vente par pipeline. Technologie de tamis moléculaire a été sélectionnée. L'unité contient principalement quatre sécheurs (1414-V-102 A/B/C/D).

La teneur en eau du gaz d'alimentation est à la saturation. Celui-ci traverse du haut en bas les sécheurs contenant le lit du 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 (1414-F-101A/B) 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 sont 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).

II.3.5 Unité de contrôle du point de rosé

Afin de respecter l'exigence du point de rosée d'hydrocarbures dans le réseau de transport, les composants lourds doivent être supprimés (supprimés du gaz et récupérés). La technologie

d'expansion de Turbo s'est révélée être le processus le plus fiable dans l'industrie du traitement de gaz algérien. Cette expérience positive a conduit à la sélection de cette technologie pour le groupement.

Après d'être refroidis dans l'aéro-réfrigérant (1414-A-102), le gaz sec sortant de l'unité déshydratation traverse l'échangeur à plaques (1414-E-201) dans lequel, il est refroidi par un courant de gaz froid en provenance du séparateur (1414-V-202) jusqu'à atteindre -1°C , Le gaz ainsi refroidi passe ensuite dans le séparateur d'entrée de l'expander (1414-V-201) dans lequel le liquide condensé est séparé du gaz. Le gaz est acheminé ensuite vers le turbo- expander.

Le turbo-expander (1414-X-202) permet d'utiliser l'énergie du gaz par détente, réduisant ainsi la pression du gaz sortant du séparateur à 52.8 bars et la température à -8°C en vue d'obtenir une meilleure récupération des hydrocarbures lourds. L'énergie provenant de la détente du gaz sur les ailettes de la roue expander est ensuite utilisé pour entraîner le compresseur qui augmente la pression de gaz dans le but de le préparer à l'export.

L'unité passe automatiquement à un fonctionnement de vanne Joule-Thomson (1414-PV-2025) située sur la ligne de by-pass du turbo-expander pendant le démarrage et en cas de non disponibilité de Turbo-Expander.

Le compresseur (1414-K-201) est relié à l'expander et entraîné par l'énergie libérée par la détente du gaz sur les ailettes de la roue expander. Il est utilisé pour comprimé le gaz à 53 bars avant la section compression.

Il est à noter que lors de la mise en production de puits pauvres en hydrocarbures lourds, le point de rosée des hydrocarbures sera dans la limite de spécification de gaz de vente par conséquent toute l'unité sera by-passée pendant ce scénario.

II.3.6 Compression du gaz de vente

Deux trains de Compresseurs d'Export (2 X 50%) (1419-K-101A / B) sont fournis pour élever la pression de gaz de vente afin de s'aligner avec la pression de raccordement (Tie-In) de GR-5 (71 bar). Chaque train est pourvu d'un ballon d'aspiration KOD (1419-V- 101A / B) et un aéro-réfrigérant (1419-A-101A / B). Le gaz est comprimé jusqu'à une pression de distribution de gaz de vente au point de livraison qui est le nouveau pipeline de SONATRACH (GR-5) situé à environ 75 Km du CPF.

II.3.7 Analyse et comptage fiscal

Le système de comptage consiste en :

Système de comptage fiscal des gaz à l'exportation (1419-MS-201).

- Système de comptage fiscal des gaz de rachat (1419-MS-202).
- Système de comptage opérationnel au point de raccordement GR5 (1510-MS-101).
- Système de comptage de condensats (1415-MS-101).

Le système de comptage fiscal de gaz (1419-MS-201) à l'exportation est composé d'un skid de comptage de gaz, contenant 2 x 100% de courants de comptage à ultrasons pour le comptage de gaz d'exportation et un seul courant de comptage de 100% Simplex Orifice pour le comptage de gaz de retour (pour le démarrage et la mise en service de l'installation) . Le système est fourni avec un shelter et une instrumentation associée et un panneau de système de mesure pour loger les calculateurs de flux du système.

Chaque flux de mesure se compose de 2 débitmètres à ultrasons en série, 2 transmetteurs de pression, 2 transmetteurs de température, 2 ordinateurs et un Ordinateur redondant de supervision.

Les analyseurs sont :

- Deux chromatographes de gaz en ligne, à mesurer 11 composants du gaz naturel (C₁, C₂, C₃, nC₄, iC₄, nC₅, iC₅, C₆, CO₂, N₂, He)
- Deux chromatographes de gaz en ligne sont installés, Pour mesurer les composantssoufrés (H₂S, COS, RSH, soufre total).
- Deux analyseurs simultanés de point de rosée d'hydrocarbures et de l'eau (2x100%). Un analyseur d'oxygène en ligne.

Partie calcul

III.1 Introduction:

A cause d'une chute de pression dans les gisements de Reggane Nord avec la diminution de débit de gaz brut dans l'unité de traitement de gaz (environ $7.44 \cdot 10^6$ Sm³/jour). La composition de la charge tend vers un changement graduel et significatif avec la diminution de la richesse en hydrocarbures liquides (GPL et condensat). Puisque la pression du gaz naturel diminue avec le temps, et la teneur en eau augmente à l'entrée de l'UTG à cause de l'épuisement de gisement du gaz naturel. Pour éviter la formation des hydrates au cours du refroidissement, le gaz doit passer dans un sécheur, ce dernier va diminuer la teneur en eau dans le gaz à l'entrée jusqu'à moins de 50 ppmv de la sortie de sécheur. Dans ce chapitre, on va :

Vérifier des résultats obtenus par la méthode de calcul utilisée afin de faire la comparaison entre les données de design et les données utilisées pour le cas actuel (le redimensionnement).

III.2 Procédé d'évaluation :

1. Calcul de sécheur dans les conditions actuelles :

Le calcul consiste de diamètre :

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

2. Vérification de désigne :

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

3. Comparaison entre les résultats obtenus et désigne.

III.3 Acquisition des données.

III.3.1 Donnée sur le sécheur :

📄 Fiche technique :

- ✓ Nombre de sécheur : 04 (02 en service et 02 en régénération).
- ✓ Diamètre intérieur de la colonne : 3.6 m = 11.811 ft.
- ✓ Hauteur totale de lit : 8.7 m = 28.543ft.
- ✓ Temps de cycle : 24 heures
 - Adsorption 12 h.
 - Chauffage 7 h.
 - Refroidissement 3h.

- Stand-by 2h.
- ✚ Condition opératoire de désigne :
 - ✓ Pression : 64 bar = 928 psia
 - ✓ Température : 50°C = 122°F = 582°R.
 - ✓ Débit de gaz : 340000Sm³/h = 12007100ft³/h.
- ✚ Gaz de régénération du désigne :

La régénération du tamis moléculaire s'effectue par un gaz déshydraté soutiré à la sortie du sécheur en service (adsorption)

- ✓ Température de régénération : 280°C = 536°F = 996°R.
- ✓ Pression de régénération : 61.4 bar = 890.3 psia.
- ✓ Débit du gaz de régénération : 60000 Sm³/h.
- ✚ Condition opératoire actuelle :
 - ✓ Pression : 61.6 bar = 893.2 psia
 - ✓ Température : 49°C = 120.2°F = 580.2°R.
 - ✓ Débit de gaz : 310000 m³/h = 7440000 m³/j

Tableau 3: la composition de gaz alimentant actuelle.

Composent	Fraction molaire %
C ₁	96.6569
C ₂	1.7901
C ₃	0.2751
i-C ₄	0.0259
n-C ₄	0.0353
i-C ₅	0.0110
n-C ₅	0.0070
C ₆ +	0.0024
CO ₂	0.7818
N ₂	0.3406
He	0.0739
Totale	100

- ✚ Gaz de régénération actuelle :

La régénération du tamis moléculaire s'effectue par un gaz déshydraté soutiré à la sortie du sécheur en service (adsorption).

- ✓ Température de régénération : $255^{\circ}\text{C} = 491^{\circ}\text{F} = 951^{\circ}\text{R}$.
- ✓ Pression de régénération : $60.1 \text{ bar} = 871.45 \text{ psia}$.
- ✓ Débit du gaz de régénération : $40000 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

III.3.2 Données sur l'absorbant :

- Tamis moléculaire : type "4A UOP UI 94 "
- Masse volumique du tamis tassé : $652 \text{ kg/m}^3 = 43 \text{ lb/ft}^3$
- Diamètre moyen des bâtonnets de T.M : 0.00525 ft
- Longueur moyenne des bâtonnets de T.M : $0,0131 \text{ ft}$
- Masse d'adsorbant dans chaque sécheur : 59820 kg/sécheur

III.4 Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :

La méthode de calcul repose sur les données suivantes :

- La composition de la charge. (y_i).
- Le débit de la charge. (Q).
- Le temps de cycle choisis. (Θ).
- La teneur en eau dans la charge. (Y_w)
- Mode et critères de régénération.

III.4.1 Calcul du coefficient de compressibilité Z :

Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange : T_{cm} : température critique du mélange, elle est donnée par :

$$T_{cm} = \sum y_i T_{ci} \dots\dots\dots(1)$$

P_{cm} : pression critique du mélange, et est donnée par :

$$P_{cm} = \sum y_i P_{ci} \dots\dots\dots(2)$$

Avec :

T_{ci} : Température critique du constituant i.

P_{ci} : Pression critique du constituant i.

y_i : Fraction molaire du constituant i.

$T_{r,m}$: Température réduite du mélange, elle est donnée par:

$$T_{r,m} = \frac{T}{T_{cm}} \dots\dots\dots (3)$$

$P_{r,m}$: Pression réduite du mélange, elle est donnée par:

$$P_{r,m} = \frac{P}{P_{cm}} \dots\dots\dots (4)$$

Avec :

T: température de service (K).

P: pression de service (psi).

En utilisant l'abaque universel de l'annexe A: a ($T_{r,m}$, $P_{r,m}$), on trouve Z.

Tableau 4: Composition du gaz et leurs propriétés critiques.

Composant	Fraction molaire Y_i	M_{wi}	P_{ci} (psia)	$Y_i * P_{ci}$	T_{ci} (°R)	$Y_i * T_{ci}$	$Y_i * M_{wi}$
C ₁	0.966569	16	667.8	645.474	343.37	331.891	15.465
C ₂	0.017901	30	707.8	12.670	550.09	9.861	0.537
C ₃	0.002751	44	616.3	1.695	666.01	1.832	0.121
i-C ₄	0.000259	58	529.1	0.137	734.98	0.190	0.015
n-C ₄	0.000353	58	550.7	0.194	765.65	0.270	0.020
i-C ₅	0.00011	72	490.4	0.054	829.10	0.091	0.008
n-C ₅	0.00007	72	488.6	0.034	845.70	0.059	0.005
C ₆₊	0.000024	86	433.5	0.010	914.1	0.022	0.002
CO ₂	0.007818	44	1071.0	8.373	547.90	4.283	0.344
N ₂	0.003406	28	493.0	1.679	227.6	0.775	0.095
He	0.000739	4	32.93	0.024	9.67	0.007	0.003
Totale	1	/	/	670.344	/	349.281	16.615

Donc :

$$T_{cm} = \sum y_i T_i = 349.281^\circ R.$$

$$P_{cm} = \sum y_i P_i = 670.344 \text{ psia.}$$

$$T_{r,m} = T/T_{cm} = 1.66$$

$$P_{r,m} = P/P_{cm} = 1.33$$

En utilisant l'abaque universel (Annexe 1), nous avons : X (1.66 ; 1.38), on trouve :

$$Z = 0.92.$$

III.4.2 Calcul de la densité relative de gaz :

M_w = Masse moléculaire de gaz, $M_w = 16.615 \text{ g/mol.}$

$$d_g = \frac{M_w}{M_{air}} \dots\dots\dots(5)$$

d_g : densité relative de gaz.

$M_{air} = 29 \text{ g/mol.}$

$$d_g = 0.573.$$

III.4.3 Calcul de la masse volumique du gaz :

$$\rho_g = \frac{P M_w}{Z R T} = \frac{893.2 * 16.615}{0.92 * 10.73 * 580.2} = 2.59 \text{ lb/ft}^3 \dots\dots\dots(6)$$

III.4.4 Calcul de la vitesse superficielle admise du gaz V_g :

$$V_g = \frac{G Z R T}{29.P.d_g} \dots\dots\dots(7)$$

G : vitesse massique du gaz.

Z : facteur de compressibilité.

T : température de service $T = 49^\circ C = 580.2^\circ R.$

P : pression de service $P = 61.6 \text{ bar} = 893.2 \text{ psi.}$

R: Constante des gaz parfaits $10.73 \text{ psi.ft}^3.\text{ }^\circ R$

$$G = 3600. [1.06 * \rho_g * \rho_b * D_p]^{0.5} \dots\dots\dots(8)$$

ρ_b = masse volumique du tamis tassé $\rho_b = 43 \text{ lb/ft}^3.$

D_p = diamètre moyen des bâtonnets de T.M : 0.00525 ft.

AN:

$$G = 3600(1.06 * 2.59 * 43 * 0.00525)^{0.5} = 2834.126 \text{ lb}_m/\text{h.ft}^2.$$

Donc:

$$V_g = \frac{G Z R T}{29.P.dg} = \frac{2834.126*0.92*10.73*580.2}{29*893.2*0.573}$$

$V_g = 1093.66 \text{ ft/h.}$

$V_g = 18.23 \text{ ft/min.}$

III.4.5 Débit volumique de gaz dans les conditions opératoires :

$$q_a = (Q/1440) (P_s / P) (T_s / T)Z \dots\dots\dots(9)$$

Q : débit de gaz (sm³/J).

q_a : débit volumique de gaz dans les conditions opératoires.

P₁ : pression à la condition standard (KPa).

p : pression de service (KPa).

T₁ : température à la condition standard (K).

T : température de service (K).

AN:

$Q = 7440000 \text{ m}^3/\text{j} \quad P = 61.6 \text{ bars} = 6160 \text{ KPa} \quad T = 46^\circ\text{C} = 319.15^\circ\text{k}$

$T_1 = 15^\circ\text{C} = 288.15 \text{ }^\circ\text{k}$

$P_1 = 1\text{bar} = 100 \text{ KPa}$

$q_a = (7440000/1440) (100 /6160)(288.15 /322.15) 0.92.$

$q_a = 69.02\text{m}^3 / \text{min} = 2437.44 \text{ ft}^3 / \text{min}$

III.4.6 Diamètre de lit (bed) :

$$d = \left[\frac{4*qa}{\pi Vg} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(10)$$

AN:

$d = \left[\frac{4*2437.44}{3.14*18.23} \right]^{0.5} = 13.05 \text{ ft.}$

$d = 3.98\text{m.}$

III.4.7 Quantité d'eau adsorbée pendant la durée de cycle:

Masse d'eau absorbée /cycle = Q × Y_w × 0.5.....(11)

Q : débit de gaz (MMScF/D).

Y_w : la teneur en eau, déduit à partir de l'annexe B.

AN:

$$Q = 7440000 \text{ Sm}^3/\text{J} = 262.741368 \text{ MMScF/D}$$

Utilisant l'abaque donnant la teneur en eau dans le gaz (voir annexe B) on aura : A (120.2°F et 893.2 psia) ; $Y_w = 115 \text{ lb / MM scuft de gaz}$.

$$W = (262.741368 \times 115 \times 0.5).$$

$$W = 15107.63 \text{ kg H}_2\text{O/cycle}.$$

III.4.8 Calcul de la hauteur minimale du lit d'adsorbant :

$$H_t = H_{\dot{e}q} + 0.45H_z \dots\dots\dots(12)$$

H_z : hauteur de la zone de transfert de masse [ft].

- Calcul du flux d'adsorption q : [lb H₂O / h ft²]

$$q = \frac{Q \times Y_w}{D^2} \times 0.054 \dots\dots\dots(13)$$

Q: débit de gaz (MMScF/D).

D : diamètre de la colonne (ft)

Y_w : teneur en eau dans le gaz.

En utilisant l’abaque donnant la teneur en eau dans la gaz ; on aura : A (120.2°F ; 893 psia),

Y_w = 115 lb/MMscf de gaz.

AN:

$$q = \frac{262.741368 \times 115}{13.05^2} \times 0.054$$

q = 9.58 lb H₂O/h ft².

- **Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse ZTM :**

$$H_z = A * \left[\frac{Q_{eau}^{0.7895}}{V_g^{0.5506} \times R_s^{0.2646}} \right] \dots\dots\dots(14)$$

A : constante, pour les tamis moléculaires [A=225]

H_z : hauteur de la zone de transfert de masse [ft]

q_{eau} : quantité d’eau dans le gaz par unité de surface du déshydrateur [lb / h ft]

V_g : vitesse superficielle du gaz [ft / mn]

R_s: Saturation relative du gaz d’entrée en % [100% pour notre cas]

AN:

$$H_z = 225 * \left[\frac{9.58^{0.7895}}{18.23^{0.5506} \times 100^{0.2646}} \right]$$

$$H_z = 225. \frac{5.95}{4.945 \times 3.382}$$

H_z = 80 inch = 6.66 ft

H_z = 2.032 m.

- **Calcul de la hauteur d’équilibre :**

$$H_{\text{éq}} = \frac{127.4 \times W}{D^2 \times \rho_b \times x \times 0.5} \dots\dots\dots(15).$$

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

$$H_{\text{éq}} = \frac{127.4 \times 15107.63}{13.05^2 \times 43 \times 22 \times 0.5}$$

$H_{\text{éq}} = 23.89 \text{ ft} = 7.283 \text{ m.}$

- **Calcul de la hauteur totale :**

$H_t = H_{\text{éq}} + 0.45 H_z.$

$H_t = 7.283 + 0.45 \times 2.032$

$H_t = 8.1974 \text{ m.}$

III.4.9 La masse totale du tamis moléculaire:

$\rho_b = \frac{m}{V} \dots\dots\dots(16)$

$m = \rho_b * V = \rho_b * S * H_{\text{éq}} \dots\dots\dots(17)$

$m = \frac{\rho_b * \pi * H_{\text{éq}} * D^2}{4} \dots\dots\dots(18)$

ρ_b : masse volumique de tamis moléculaire [43 lb/ft³]

$H_{\text{éq}}$: hauteur d'équilibre.

AN:

$m = \frac{43 \times 3.14 \times 23.89 \times 13.05^2}{4}$

$m = 137333.12 \text{ lb}$

$m = 62293.2 \text{ kg.}$

III.4.10 Calcul du temps de service :

$T_s = 0.01 \frac{\rho_b \times H_{\text{éq}} \times 0.5 \times X}{Q} \dots\dots\dots (19)$

$T_s = 11.795 \text{ h.}$

III.4.11 La régénération du tamis moléculaire :

- ✓ **Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération :**

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

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

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

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

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

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

✓ **La quantité de chaleur consommée pendant la période (A) :**

T1 = 49 °C Température du gaz d'alimentation

T2 = 110 °C Température du palier

$$Q_{Ai} = M_i * C_{p_i} * (T_2 - T_1) \text{ en kcal} \dots\dots\dots (21)$$

✚ **La quantité de chaleur de dessiccant (tamis moléculaire) :**

$$Q_{At} = m_i * C_{p_t} * (T_2 - T_1) \dots\dots\dots (22)$$

AN :

$$Q_{At} = 59820 * 0.23 * (110 - 49)$$

$$Q_{At} = 839274.6 \text{ kcal.}$$

✚ **La quantité de chaleur des billes céramiques :**

$$Q_{Ab} = m_b * C_{p_b} * (T_2 - T_1) \dots\dots\dots (23)$$

C_{p_b} : chaleur spécifique de billes de céramiques C_{p_b}=0,25 kcal/kg.k

m_b : masse de billes de céramique

$$m_b = \pi (D^2/4) hc * \rho_B.$$

hc : hauteur de la couche formée par les billes hc = 0,225 m

ρ_B : masse volumique de billes ρ_B = 1200 Kg/m³

AN:

$$m_b = 3.14 (3.982/4) * 0.225 * 1200.$$

$$m_b = 3357.37 \text{ kg.}$$

$$Q_{Ab} = 3357.37 * 0.25 * (110 - 49).$$

$$Q_{Ab} = 51199.89 \text{ kcal.}$$

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

$$Q_{Ac} = m_c * C_{pc} * (T_2 - T_1) \dots\dots\dots (24)$$

m_c : la masse de la colonne vide $m_c = 313200 \text{ kg.}$

AN:

$$Q_{Ac} = 313200 * 0.12 * (110 - 49).$$

$$Q_{Ac} = 2292624 \text{ kcal}$$

✚ La quantité de chaleur de l'eau adsorbée :

$$Q_{eau} = m_{eau} * C_{peau} * (T_2 - T_1) \dots\dots\dots (25)$$

m_{eau} : quantité d'eau adsorbée par cycle (lb).

$$m_{eau} = Y_w * Q * \theta \dots\dots\dots (26)$$

Y_w : teneur en eau à saturation des gaz naturel $Y_w = 115 \text{ lb H}_2\text{O/MMSCF.}$

Q : débit de gaz de service $Q = 7440000 \text{ sm}^3/\text{j} = 10947557 \text{ ft}^3/\text{h.}$

θ : temps de cycle d'adsorption $\theta = 12 \text{ heures.}$

AN:

$$m_{eau} = 115/106 * 10947557 * 12$$

$$m_{eau} = 15107.63 \text{ lb H}_2\text{O /sécheur.}$$

$$m_{eau} = 6852.7 \text{ kg H}_2\text{O /sécheur.}$$

$$Q_{eau} = 15107.63 * 1 * (230 - 120.2)$$

$$Q_{eau} = 1658817.774 \text{ Btu}$$

$$Q_{eau} = 6585572.915 \text{ kcal.}$$

✚ La quantité de chaleur pour le chauffage et la vaporisation des hydrocarbures :

$$Q_{Hc} = m_{Hc} * C_{pHc} * (T_2 - T_1) + (m_h * H_h) \dots\dots\dots (27)$$

m_{Hc} : Quantité d'hydrocarbures adsorbée par cycle (kg/cycle)

C_{pHc} : Chaleur spécifique de gaz à $0.6837 \text{ Btu/lb.F}^\circ.$

H_h : La chaleur latente de vaporisation des hydrocarbures $H_h = 111 \text{ Kcal/kg.}$

AN:

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

$$m_{Hc} = 0.1 * M_{eau}$$

$$m_{Hc} = 0.1 * 15107.2$$

$$m_{Hc} = 1510.72lb$$

$$m_{Hc} = 658.27 \text{ kg.}$$

$$H_h = 111 \text{ kcal/kg} = 440.67 \text{ Btu/kg.}$$

$$Q_{Hc} = m_{Hc} \cdot C_{pHc} (T_2 - T_1) + (m_{Hc} \cdot H_h).$$

$$Q_{Hc} = 1510.72 \times 0.6837 \times (230 - 120.2) + (658.27 \times 440.67)$$

$$Q_{Hc} = 403489.9841 \text{ kcal.}$$

✚ Quantité de chaleur nécessaire pendant la phase (A) :

$$Q_A = \sum_{i=1}^{i=5} Q_{Ai} \dots\dots\dots (28)$$

$$Q_A = Q_{At} + Q_{Ab} + Q_{Ac} + Q_{eau} + Q_{Hc}$$

$$Q_A = 10172161.39kcal.$$

✓ La quantité de chaleur consommée pendant la période (B) :

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

$$T_3 = 190 \text{ °C Température de vaporisation des hydrocarbures.}$$

✚ La quantité de chaleur de dessicant (tamis moléculaire) :

$$Q_{Bt} = m_t \cdot C_{pt} \cdot (T_3 - T_2) \dots\dots\dots (29)$$

AN:

$$Q_{Bt} = 59820 \cdot 0.23 \cdot (190 - 110)$$

$$Q_{Bt} = 1100688 \text{ kcal.}$$

✚ La quantité de chaleur des billes céramiques :

$$Q_{Bb} = m_b \cdot C_{pb} \cdot (T_3 - T_2) \dots\dots\dots (30)$$

$$Q_{Bb} = 3357.37 \cdot 0.25 \cdot (190 - 110).$$

$$Q_{Bb} = 67147.4 \text{ kcal.}$$

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

$$Q_{Bc} = m_c \cdot C_{pc} \cdot (T_3 - T_2) \dots\dots\dots (31)$$

AN:

$$Q_{Bc} = 313200 * 0.12 * (190 - 110).$$

$$Q_{Bc} = 3006720 \text{ kcal}$$

✚ La quantité de chaleur de l'eau adsorbée :

$$Q_{eau} = m_{eau} * C_{peau} * (T_3 - T_2) + (m_{eau} * H_h) \dots\dots\dots (32)$$

$$Q_{eau} = 15107.2 \times 1 \times (374 - 230) + (15107.2 \times 1800)$$

$$Q_{eau} = 29368396.8 \text{ kcal.}$$

✚ La quantité de chaleur des hydrocarbures adsorbés :

$$Q_{Hc} = m_{Hc} * C_{pHc} (T_2 - T_1) + (m_{Hc} * H_h).$$

$$Q_{Hc} = 1510.72 \times 0.6837 \times (374 - 230) + (658.27 \times 440.67)$$

$$Q_{Hc} = 519521.61 \text{ kcal.}$$

✚ Quantité de chaleur nécessaire pendant la phase (B) :

$$Q_B = \sum_{i=1}^{i=5} Q_{Bi} \dots\dots\dots (33)$$

$$Q_B = Q_{Bt} + Q_{Bb} + Q_{Bc} + Q_{eau} + Q_{Hc}$$

$$Q_B = 34062473.81 \text{ kcal.}$$

✓ La quantité de chaleur consommée pendant la période (C) :

T₃ = 190 °C Température de vaporisation des hydrocarbures.

T₄ = 255 °C Température du gaz de régénération

✚ La quantité de chaleur de dessicant (tamis moléculaire) :

$$Q_{Ct} = m_t * C_{pt} * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots (34)$$

AN :

$$Q_{Ct} = 59820 * 0.23 * (255 - 190)$$

$$Q_{Ct} = 894309 \text{ kcal.}$$

✚ La quantité de chaleur des billes céramiques :

$$Q_{Cb} = m_b * C_{pb} * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots (35)$$

$$Q_{Cb} = 3357.37 * 0.25 * (255 - 190).$$

$$Q_{Cb} = 54557.26 \text{ kcal.}$$

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

$$Q_{Cc} = m_c * C_{pc} * (T_4 - T_3) \dots\dots\dots (36)$$

AN:

$$Q_{Cc} = 313200 * 0.12 * (255 - 190)$$

$$Q_{Cc} = 2442960 \text{ kcal.}$$

✚ La quantité de chaleur de l'eau adsorbée :

$$Q_{\text{eau}} = m_{\text{eau}} * C_{p_{\text{eau}}} * (T_3 - T_2) + (m_{\text{eau}} * H_h) \dots\dots\dots (37)$$

$$Q_{\text{eau}} = 15107.2 \times 1 \times (491 - 374) + (15107.2 \times 1800)$$

$$Q_{\text{eau}} = 28960502.4 \text{ kcal.}$$

✚ Quantité de chaleur nécessaire pendant la phase (C) :

$$Q_C = \sum_{i=1}^{i=4} Q_{Ci} \dots\dots\dots (38)$$

$$Q_C = Q_{Ct} + Q_{Cb} + Q_{Cc} + Q_{\text{eau}}$$

$$Q_C = 32352328.66 \text{ kcal}$$

III.4.12 Calcul de débit du gaz de régénération nécessaire pour le chauffage :

La chaleur spécifique totale est calculée par la formule :

$$C_{pi} = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_i) + (2,25 \times 10^{-6} * T_i^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_i^3) \dots\dots\dots (39)$$

$$T_A = \frac{T_2 + T_1}{2} = 79.5 \text{ }^\circ\text{C.}$$

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

$$T_C = \frac{T_4 + T_3}{2} = 222.5 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Donc, les chaleurs spécifiques seront égales :

$$C_{pA} = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_A) + (2,25 \times 10^{-6} * T_A^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_A^3) \dots\dots\dots (40)$$

$$C_{pA} = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * 79.5) + (2,25 \times 10^{-6} * 79.5^2) - (3,75 \times 10^{-9} * 79.5^3).$$

$$C_{pA} = 0.506182 \text{ kcal/kg }^\circ\text{C.}$$

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

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

$$C_{pB} = 0.55917 \text{ kcal/kg }^\circ\text{C.}$$

$$C_{pC} = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_i) + (2,25 \times 10^{-6} * T_i^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_i^3) \dots\dots\dots (42)$$

$$C_{pC} = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * 222.5) + (2,25 \times 10^{-6} * 222.5^2) - (3,75 \times 10^{-9} * 222.5^3).$$

$$C_{pC} = 0.619413 \text{ kcal/kg }^\circ\text{C.}$$

$$G * t_a = \frac{Q_A}{C_{pA} (T_H - T_A)} \quad G * t_b = \frac{Q_B}{C_{pB} (T_H - T_B)} \quad G * t_c = \frac{Q_C}{C_{pC} (T_H - T_C)}$$

$$G * T_{CH} = \frac{Q_A}{Cp_A (T_H - T_A)} + \frac{Q_B}{Cp_B (T_H - T_B)} + \frac{Q_C}{Cp_C (T_H - T_C)} \dots\dots\dots (43)$$

Avec : $T_{CH} = t_a + t_b + t_c = 7$ h temps de chauffage en heure.

Le temps de la régénération est de 12 heures (7 h de chauffage, 3 h de refroidissement et 2 h en stand-by)

$$G = \left(\frac{Q_A}{Cp_A (T_H - T_A)} + \frac{Q_B}{Cp_B (T_H - T_B)} + \frac{Q_C}{Cp_C (T_H - T_C)} \right) \cdot \frac{1}{T_{CH}} \dots\dots\dots (44)$$

AN:

$$G = \left(\frac{10172161.39}{0.506182 (255-79.5)} + \frac{34062473.46}{0.55917 (255- 150)} + \frac{32352328.66}{0.619413 (255- 222.5)} \right) \times \frac{1}{7}$$

$$G = 328822.304 \text{ kg/h.}$$

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

On suppose que le gaz de refroidissement a un débit G_r et une température $T_5 = 50$ °C.

$$G_r * t_d = \frac{Q_D}{Cp_D (T_D - T_5)} \dots\dots\dots (45)$$

Avec:

$$T_D = \frac{T_4 + T_5}{2} = 152.5 \text{ °C.}$$

$t_d = 3$ h temps de refroidissement.

$T_4 = 255$ °C.

$T_5 = 50$ °C.

$$Cp_r = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * T_D) + (2,25 \times 10^{-6} * T_D^2) - (3,75 \times 10^{-9} * T_D^3) \dots\dots\dots(46)$$

$$Cp_r = (4,63 \times 10^{-1}) + (3,88 \times 10^{-4} * 152.5) + (2,25 \times 10^{-6} * 152.5^2) - (3,75 \times 10^{-9} * 152.5^3).$$

$$Cp_r = 0.561197 \text{ kcal/kg °C.}$$

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

- Tamis moléculaire.
- Les billes céramiques.
- La colonne (l'adsorbent).

✚ La quantité de chaleur de dessicant (tamis moléculaire) :

$$Q_{Dt} = m_t * Cp_t *(T_4 - T_5) \dots\dots\dots (47)$$

AN:

$$Q_{Dt} = 59820 * 0.23 *(255 - 50)$$

$$Q_{Dt} = 2820513 \text{ kcal.}$$

✚ La quantité de chaleur des billes céramiques :

$$Q_{Db} = m_b * Cp_b *(T_4 - T_5) \dots\dots\dots(48)$$

$$Q_{Db} = 3357.37 * 0.25 *(255 - 50).$$

$$Q_{Db} = 172065.212 \text{ kcal.}$$

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

$$Q_{Dc} = mc * Cp_c * (T_4 - T_5) \dots\dots\dots (49)$$

AN:

$$Q_{Dc} = 313200 * 0.12 * (255 - 50)$$

$$Q_{Dc} = 77002920 \text{ kcal.}$$

✚ Quantité de chaleur nécessaire pendant la phase (D) :

$$Q_D = 0.9 \sum_{i=1}^{i=3} Q_{Di} \dots\dots\dots (50)$$

$$Q_D = 0.9 (Q_{Dt} + Q_{Db} + Q_{Dc})$$

$$Q_D = 71996002.39 \text{ kcal}$$

$$G_r = \frac{Q_D}{Cp_D (T_D - T_5) * t_d} \dots\dots\dots (51)$$

$$G_r = \frac{71996002.39}{0.561197 (152.5 - 50) * 3}$$

$$G_r = 417203.48 \text{ kg/h}$$

Comparaison entre les résultats obtenus (actuels) et du design :

Le tableau suivant représente une comparaison entre les résultats de dimensionnement obtenu dans le cas actuel et du design.

Tableau 5: Comparaison entre les résultats obtenus (actuels) et du design.

Paramètre	Valeurs calculée	Cas design	AAD% = (design – actuel)/design.
Masse moléculaire (g/mole)	16.615	17	2.26
Densité relative du gaz	0.573	0.6	0.168
Facteur de compressibilité	0.92	0.9	2.22
Diamètre, (mm)	3980	3600	10.55
Hauteur total du lit, (mm)	8197	8700	5.78
Quantité d'eau adsorbée par cycle, (Kg/lit)	15107.63	14400	4.9
Masse de tamis, (kg)	62293.2	59820	4.13
Débit de gaz, (Nm3/jour)	7162538.952	7440000	3.73
temps de service (h)	11.795	12	1.7

III.4.13 Interprétations et commentaires :

Après le calcul des dimensions des sécheurs à base de tamis moléculaire (V1414 A/B/C/D), on distingue que la section de déshydratation est sous-dimensionnée, donc l'unité ne peut pas traiter la charge actuelle d'une façon efficace.

Les résultats obtenus assurent un bon fonctionnement des sécheurs pour obtenir une bonne qualité de GPL/gaz lift /gaz de vente, à savoir :

- Le diamètre de sécheur $D=3.98$ m au lieu de 3.6 m valeurs du design.
- La hauteur de sécheur $H= 8.197$ m au lieu de 8.7 m valeurs du design.
- La masse du tamis moléculaire $M=62293.2$ Kg au lieu de 59820 Kg valeur du design.
- Le temps de service $T_s =11.795$ h au lieu de $T_s =12$ h valeur du design.

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant. L'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorise son utilisation.

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

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

L'étude de la section de déshydratation de l'unité de traitement de gaz a abouti aux conclusions suivantes :

- la teneur en eau dans le gaz est un facteur clé pour déterminer et optimiser une unité de déshydratation.
- la diminution de la température d'alimentation du sécheur permet de réduire la teneur en eau dans le gaz brut, qui peut être exploitée en augmentant le temps d'adsorption.

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

Pour ne pas affronter de problèmes on recommande :

- ✓ Installer un autre ballon de flash en amont des sécheurs ce qui permet de éliminer plus d'eau libre et soulager les tamis.
- ✓ Augmenter le temps de saturation pour assurer une bonne efficacité de déshydratation

BIBLIOGRAPHIES

Bibliographies:

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

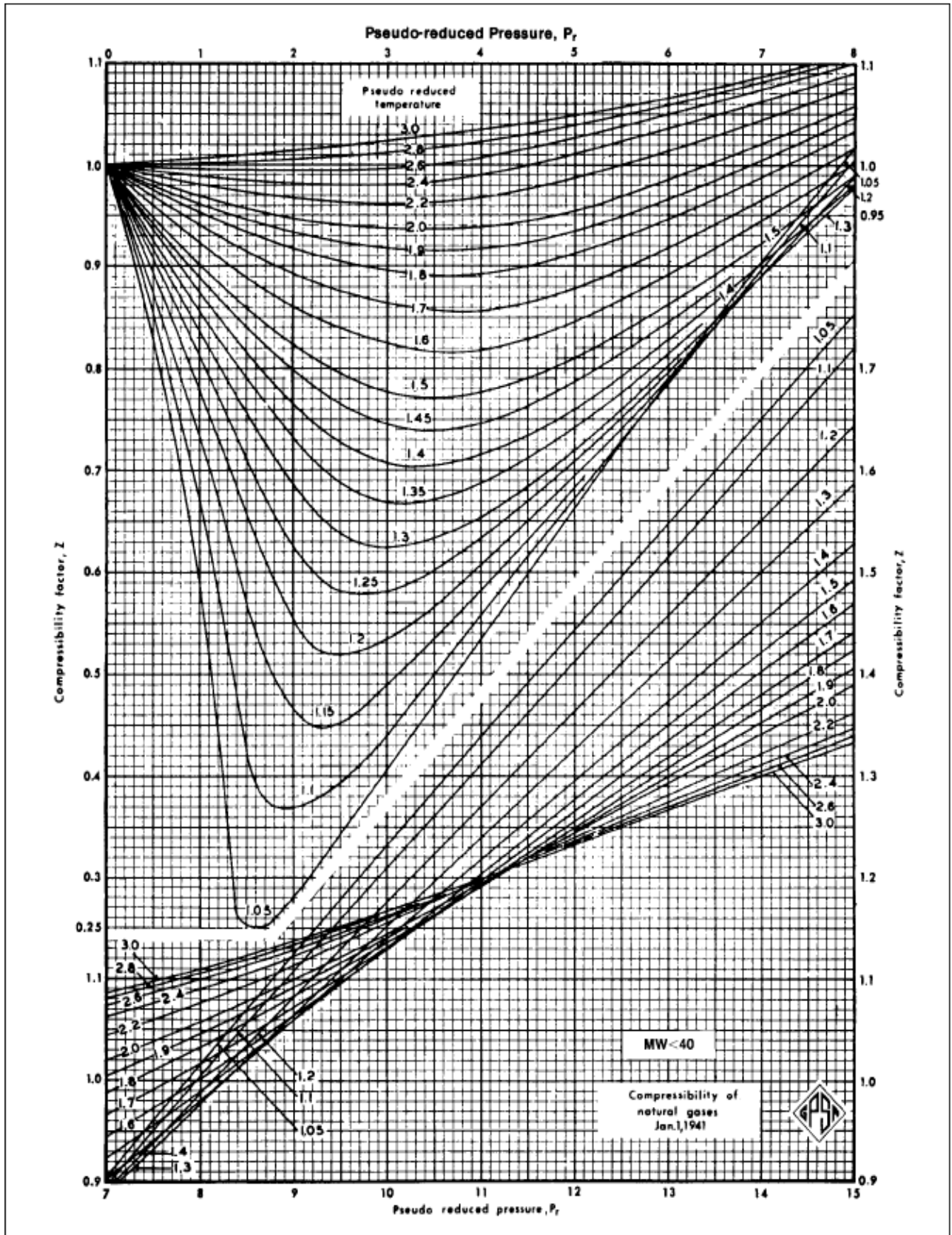
[2]: ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux -75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p. (L'Institut Français du Pétrole).

[3]: Manuel opératoire de complexe d'alrar.

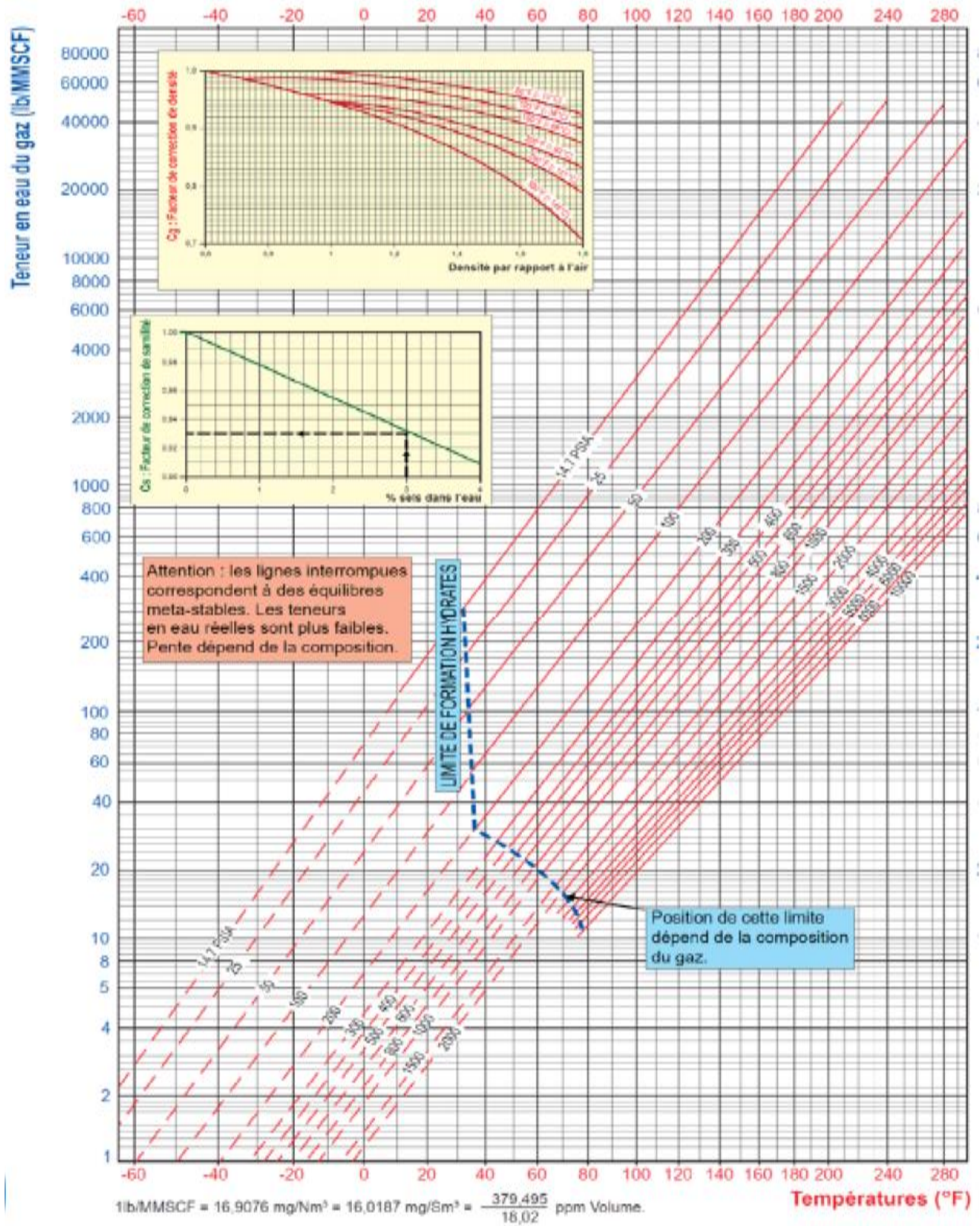
[4]: mémoire: étude de l'effet de changement du diamètre des tamis moléculaires sur le système de séchage (unité GLA/HBK). Université Ouargla 2004

[5]: A.Nacer ; dimensionnement des colonnes d'adsorption ; IAP ; 2002.

Annexes



Annexe A : Facteur de compressibilité pour le gaz.



Annexe B : teneur d'eau dans hydrocarbure gazeux.

الملخص:

يلعب الغاز الطبيعي دورًا متزايدًا في الطاقة نظرًا لأهمية احتياطياته والمزايا التي يقدمها اقتصاديًا وبيئيًا. لا يتم استخدام الغاز الطبيعي الخارج من الآبار بشكل مباشر ويجب معالجته وتجريده من مكوناته غير المرغوب فيها. يتمثل هذا العلاج في التخلص من بعض المكونات الموجودة عند مخرج الآبار مثل الماء والغازات الحمضية. يعد وجود الماء، حتى في المحتوى المنخفض، مشكلة معروفة على نطاق واسع في صناعة الغاز والتي تسبب تكوين الهيدرات التي تسبب انسداد الأنابيب وتؤدي إلى انخفاض معدلات التدفق والضغط. لتجنب تكوين الهيدرات أثناء التبريد، يجب أن يمر الغاز عبر مجفف لتقليل محتوى الماء. في هذا الفصل، سوف نتحقق من النتائج التي تم الحصول عليها بطريقة الحساب المستخدمة من أجل إجراء مقارنة بين بيانات التصميم والبيانات المستخدمة للحالة الحالية (تغيير الحجم). يوضح التحليل التفصيلي لهذا القسم أن المشكلة ترجع أساسًا إلى عدم كفاية كمية المناخل الجزيئية لمعالجة هذا المحتوى المائي.

Abstract:

Natural gas plays an increasing role in energy given the importance of its reserves and the advantages it presents economically and environmentally. The natural gas coming out of the wells is not used directly, it must be treated and stripped of its undesirable constituents. This treatment consists in eliminating certain constituents present at the outlet of the wells such as water and acid gases. The presence of water, even in low content, is a widely known problem in the gas industry which causes the formation of hydrates which cause blockages in the pipes and lead to a reduction in flow rates and pressures. To avoid the formation of hydrates during cooling, the gas must pass through a dryer to reduce the water content. In this chapter, we will check the results obtained by the calculation method used in order to make the comparison between the design data and the data used for the current case (resizing). The detailed analysis of this section shows that the problem is mainly due to the insufficient quantity of molecular sieves to treat this water content.

Résumé

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant vu l'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan économique et environnemental. Le gaz naturel à sa sortie des puits n'est pas directement utilisé, il faut qu'il soit traité et débarrassé de ses constituants indésirables. Ce traitement consiste à éliminer certains constituants présents à la sortie des puits tels que l'eau et les gaz acides. La présence de l'eau même en faible teneur est un problème largement connu dans l'industrie gazière qui provoque la formation des hydrates qui causent des bouchages au niveau des canalisations et entraînent la diminution des débits et des pressions.

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). L'analyse détaillée de cette section montre que le problème est principalement dû à l'insuffisance de la quantité des tamis moléculaires pour traiter cette teneur en eau.

