

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

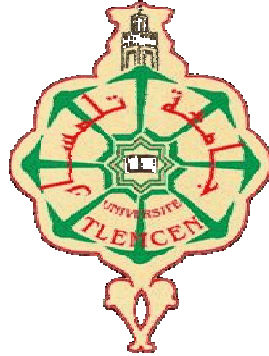
**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان -

Université Aboubakr Belkaïd- Tlemcen –  
Faculté de TECHNOLOGIE



## **MEMOIRE**

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTER**

En : **Génie Industriel**

Spécialité : **Ingénierie de Production**

Par :

**BOUGUERN SIHAM  
KHELIL SEIF EDDINE**

**Sujet**

**Etude de Dimensionnement de Déshydrateur au Sein de Complexe  
HAMRA de SONATRACH**

Soutenu publiquement, le **30 Septembre 2020**, devant le jury composé de :

Mme MEROUFEL Bahia	MCA	Univ. Tlemcen	Président
M MALIKI Fouad	MCB	ESSA. Tlemcen	Directeur de mémoire
Mr ZENASNI Mohamed Amine	MCA	Univ. Tlemcen	Examinateur 1







# Remerciement

Nous allouons **ALLAH** pour tous les bienfaits dont il nous a fait part. Ce travail de thèse de master n'aurait pas été aussi fructueux sans l'aide de plusieurs personnes. Nous remercions tous ceux qui nous ont soutenu et encouragé pendant cette année et qui, à leur manière, permis à ce travail d'aboutir.

Au terme de ce travail nous tenons à remercier en premier lieu notre cher encadreur **Dr. Fouad MALIKI**, qui était toujours présente pour nous soutenir durant toute cette année. Ses idées, sa disponibilité, ses remarques et nombreuses discussions, à jouer un grand rôle dans l'élaboration de ce travail.

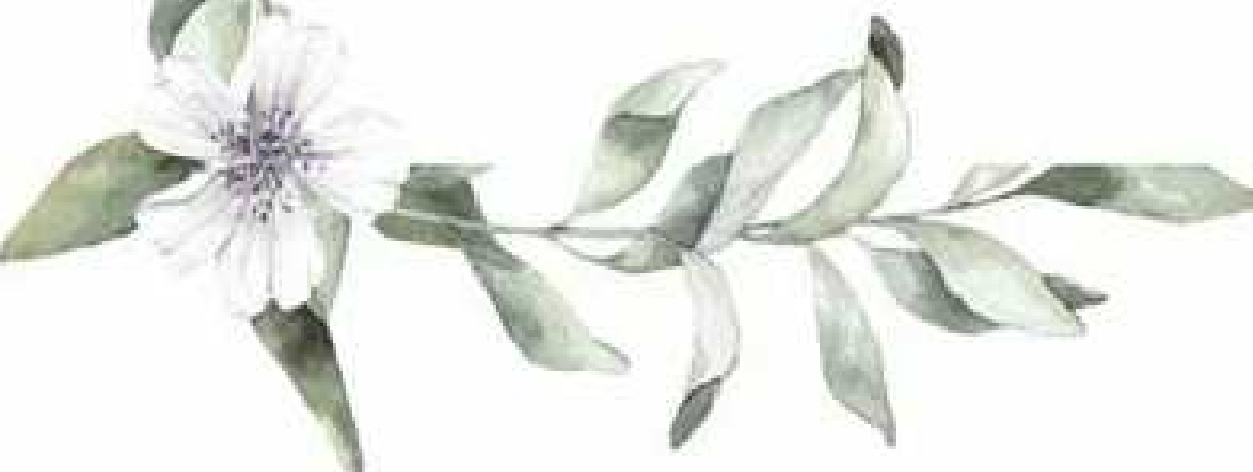
Par ailleurs, nous remercions **les membres du jury** qui ont accepté d'évaluer notre travail et qui ont bien voulu nous faire l'honneur de participer à ce jury.

Nous remercions également tous les enseignants du département **Génie Industriel** pour leur contribution à cette formation. Nous demandant à dieu de gratifier nos maîtres de l'université d'**Abou Bekr Belkaid** de Tlemcen, pour le savoir et les connaissances qu'ils nous ont transmis.

Nous tenons à remercier tout tous le personnel de **Complexe HAMRA de SONATRACH**.

Nous remercions l'ingénieur d'exploitation **Monsieur Abdelhalim FEHIM**, notre tuteur durant le stage pratique réaliser au sein de Complexe HAMRA pour tous ses efforts à l'élaboration de ce travail.

Enfin, nos humbles respects, considérations et toute notre reconnaissance à nos **chères familles**, qui nous ont mis sur la bonne voie de la réussite.



# إهداء

إهدائي إلى والدي دائما وأبدا...  
أهدي هذا المشروع إلى والدي المخلصان المحبان، الذين علماني  
إتقان الأمور والجد في العمل والسعي لطموحي وإثبات نفسي في هذه  
الحياة.

إلى أبي الذي علمني أن لا أمجد أراء الاخرين.  
إلى أمي التي علمتني أن من عمل عملا فليتقنه.  
إهدائي إلى أخوي إسماعيل ويونس وأختي أسماء، لوجودهم دوما إلى  
جانبي ومساندتي في كل خطوة من حياتي.

إهدائي أيضا لأخي الراحل قرة عيني سفيان، الراحل عن الوجود  
والموجود في قلبي دوما.

إهدي هذا العمل إلى أصدقائي، من عاشوا معي كل لحظاتي  
المهمة وجعلوها بوجودهم أهم وأكثر سرورا!

سهام بوقرن



# *Dédicace*

Je remercie ALLAH Le Tout Puissant d'avoir me  
donné le courage d'accomplir ce travail.

Tout d'abord, je dédie ce modeste travail à mes très  
chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour,  
leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long  
de mes études.

A mes chers frères pour leur appui et leur  
encouragement.

A toute ma famille pour leur soutien tout au long de  
mon parcours universitaire.

A tout le groupe de HAMRA.

Merci d'être toujours là pour moi.

**KHELIL SEIF EDDINE**

## Table de Matières

Liste des Tableaux .....	3
Liste des Figures .....	4
Nomenclatures .....	6
Introduction Générale.....	9
<b>Chapitre I: Généralités sur le Gaz Naturel</b>	
I. 1. Introduction .....	13
I. 2. Définition du Gaz Naturel .....	13
I. 3. Composition Chimique du Gaz Naturel.....	13
I. 4. Caractéristiques du Gaz Naturel .....	14
I. 5. Les Différents Types de Gaz Naturel.....	16
I. 6. Les Sources du Gaz Naturel .....	16
I. 7. Historique du Gaz Naturel .....	17
I. 8. Transport du Gaz Naturel.....	18
I. 9. Gaz Naturel en Algérie .....	18
I. 10. Traitement du Gaz Naturel .....	20
I. 11. Les Etapes de Traitement d'un Gaz Naturel.....	22
I. 12. Critères de la Qualité .....	23
I. 13. Principaux produits du traitement du gaz naturel.....	24
I. 14. Conclusion .....	25
<b>Chapitre II: Présentation du Complexe et Description du Procédé de Traitement de Gaz Naturel</b>	
II. 1. Introduction .....	28
II. 2. Présentation de SONATRACH .....	28
II. 3. Historique de la SONATRACH .....	29
II. 4. L'organigramme de la SONATRACH .....	29
II. 5. La Production de Gaz en Algérie .....	30
II. 6. Présentation du Complexe HAMRA.....	31
II. 7. Description du procédé de traitement au sein de HAMRA .....	37
II. 8. Conclusion .....	39
<b>Chapitre III: Généralités sur les hydrates et Etude de Déshydrations du gaz</b>	
III. 1. Introduction .....	41
III. 2. Généralités sur les Hydrates de Gaz .....	41
III. 3. Déshydratation du Gaz Naturel .....	49
III. 4. La Déshydratation par Adsorption.....	52
III. 5. Les Tamis Moléculaires.....	57
III. 6. Description de la section de déshydratation du gaz.....	63
III. 7. Etude de Cycle d'Adsorption.....	70
III. 8. Conclusion .....	72
<b>Chapitre IV: Optimisation de Temps de Cycle et Simulation du procédé de Déshydratation</b>	
IV. 1. Introduction .....	74
IV. 2. Le Dimensionnement du Procédé d'adsorption.....	84
IV. 3. Optimisation de temps de cycle .....	91
IV. 4. Présentation du Logiciel HYSYS .....	93
IV. 5. Validation par Simulation.....	94

**IV. 6. Conclusion et Recommandation**..... 94  
**Conclusion Générale et Perspectives** ..... 97  
**Références** ..... 98  
**Annexe** ..... 99



Liste des Tableaux

Tableau 1 les composantes du Gaz Naturel.....	14
Tableau 2 Données cristallographiques sur les hydrates.....	45
Tableau 3 Les propriétés physiques des glycols commerciaux.....	51
Tableau 4 Comparaison entre l'adsorption physique et l'adsorption chimique. ....	54
Tableau 5 Comparaison des propriétés physique et chimique des adsorbants.....	55
Tableau 6 composition chimique du tamis UOP UI94 .....	60
Tableau 7 Différents types des tamis moléculaires.....	60
Tableau 8 Caractéristiques générales des tamis moléculaires. ....	61
Tableau 9 La séquence temporelle du système de déshydratation.....	71
Tableau 10 Composition du gaz entrant les sécheurs .....	84
Tableau 11 Résultats de calcul obtenus.....	90
Tableau 12 Les Résultats Obtenus .....	91
Tableau 13 Composition du gaz.....	93

**Liste des Figures**

Figure 1 Consommation de gaz en Algérie 1965-2015 (en millions de tonnes).....	19
Figure 2 Production de gaz naturel en Algérie 1970-2015 (en millions de tonnes).....	19
Figure 3 Historique des réserves de gaz en Algérie .....	20
Figure 4 Production annuelle de gaz de l'Algérie .....	20
Figure 5 Processus de Transformation de gaz Naturel.....	21
Figure 6 II. 4. L'organigramme de la SONATRACH.....	30
Figure 7 Evolution des exportations   Période: premier trimestre des années 2019-2020 .....	31
Figure 8 Situation géographique de HAMRA.....	31
Figure 9 Implantation générale des installations.....	32
Figure 10 Plan d'implantation de l'usine HAMRA. ....	34
Figure 11 Usine de HAMRA. ....	35
Figure 12 Aire de stockage de GPL. ....	37
Figure 13 Schéma Simplifier de traitement ET de compression de HAMRA.....	39
Figure 14 Structures des hydrates .....	43
Figure 15 Courbe de rosée d'un gaz naturel. ....	46
Figure 16 Courbe de formation des hydrates. ....	47
Figure 17 Unité de déshydratation de gaz naturel au tri éthylène glycol.....	50
Figure 18 Schéma de déshydratation par membrane.....	52
Figure 19 Procédé de déshydratation par adsorption. ....	53
Figure 20 Structure des tamis moléculaires. ....	58
Figure 21 Structure de Zéolithes. ....	59
Figure 22 Différentes étapes de transfert d'un soluté lors de son adsorption sur un matériau microporeux ; d'après WEBER et SMITH (in De Laat, 1988).....	63
Figure 23 Evolution de la zone de transfert de matière au cours du temps.....	64
Figure 24 Adsorption idéale en colonne (ZMT). ....	64
Figure 25 Evolution de la concentration de l'adsorbat au cours de l'adsorption.....	65

Figure 26 Représentation d'une courbe de rupture. .... 65

Figure 27 Schéma d'une colonne de déshydratation..... 68

Figure 28 Présentation d'une charge du déshydrateur..... 68

Figure 29 Déshydrateurs de gaz. .... 71

Figure 30 Simulation de Procédé par Hysys ..... 94

## Nomenclatures

**UOP**: Universel Oil Product

**°F**: degré Fahrenheit

**ft**: foot

**in**: inch

**lb** : Pound ou livre

**MMscf**: Million standard cubique feet.

**ppm**: partie par million.

**Psi**: Pound square inch.

**Sm<sup>3</sup>**: Standard mètre cube.

**T<sub>cm</sub>**: température critique du mélange.

**P<sub>cm</sub>**: pression critique du mélange.

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

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

**y<sub>i</sub>**: Fraction molaire du constituant i.

**T<sub>rm</sub>**: Température réduite du mélange.

**P<sub>rm</sub>**: Température réduite du mélange.

**T** : température de service (K).

**P** : pression de service (psi).

**M<sub>g</sub>** : Masse moléculaire du gaz.

**d<sub>G</sub>**: Densité relative du gaz.

**μ** : viscosité du gaz (cP).

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

**q<sub>a</sub>**: débit volumique de gaz dans les conditions opératoires.

**p<sub>s</sub>**: pression à la condition standard (KPa).

**T<sub>s</sub>** : température à la condition standard (K).

**Q** : débit de gaz (MMScF/D)

**y<sub>w</sub>** : la teneur en eau.

**R<sub>h</sub>** : humidité relative (100%).

**m<sub>w</sub>** : Quantité d'eau adsorbée pendant la durée du cycle (Kg/cycle).

**X** : Capacité d'adsorption.

**dp/dz** : perte de charge par de longueur du lit, (PsF/ft).

**dp<sub>0</sub>**: diamètre effectif des grains et des billes de céramique, (ft).

**ε**: fraction de vide externe.

**G** : vitesse massique de gaz.

**ρ<sub>B</sub>** : masse volumique du tamis tassé.

**D<sub>p</sub>**: diamètre du grain.

**ρ<sub>g</sub>** : Masse volumique du gaz.

**g<sub>c</sub>** : facteur de conversion.

**R<sub>e</sub>** : est le nombre de Reynolds

**ΔP**: perte de charge due à l'expansion (PsF).

**g<sub>c</sub>**: Facture de conversion.

- $M_T$** : masse du tamis moléculaire, (lb).
- $C_{pT}$**  : chaleur spécifique du tamis (Btu/lb.°F).
- $T_F$** : température final (de régénération), (°F).
- $T_I$**  : température initiale (de régénération), (°F).
- $M_c$**  : masse total de céramique, (lb).
- $C_{pc}$** : chaleur spécifique de la céramique.
- $M_{dv}$** : masse de déshydrateur vide, (lb).
- $C_{p_{dv}}$** : chaleur spécifique du métal, (Btu / lb. °F).
- $M_e$** : quantité d'eau adsorbée par cycle (lb).
- $C_{pe}$** : chaleur spécifique de l'eau.
- $\Delta H_e$** : chaleur latente de désorption de l'eau.
- $M_h$** : quantité d'hydrocarbure adsorbée par cycle.
- $C_{ph}$** : chaleur spécifique du gaz.
- $H_h$** : chaleur spécifique de désorption d'hydrocarbure.
- $Q_{ch}$** : Débit de gaz de régénération en phase chauffage (lb/hr).
- $c_{pGR}$** : chaleur spécifique du gaz de régénération (Btu /lbF°).
- $\theta_{ch}$** : Temps de régénération (hr).
- $\theta_r$** : Temps de refroidissement.
- $t_B$** : Le temps de rupture en heure.
- $\rho_B$** : Densité de tamis.
- $h_B$** : Hauteur total de tamis.
- $h_z$** : hauteur total de la zone de Transfer de masse.
- $X_s$** : la capacité à la saturation = 22 lbH<sub>2</sub>O /100lb tamis (fiche technique).
- $q$** : débit massique d'eau à l'entrée du sécheur.

---

# **Introduction Générale**

### Introduction Générale

Les branches de l'industrie sont nombreuses, et parmi elles, celle des hydrocarbures dont la matière de base est le pétrole ainsi que le gaz. Les hydrocarbures restent la mine d'énergie la plus utilisée pour la bonne marche de l'économie mondiale et ils continueront à jouer ce rôle stratégique aussi longtemps et largement que l'homme n'aura pas trouvé d'autres sources d'énergies, qui pourront remplir leurs rôles avec plus de rentabilité et d'efficacité. Ils sont les plus épandus et seuls capables de satisfaire l'accroissement des besoins en énergie et répondre au besoin de l'énergie mondiale.

Les Hydrocarbures continueront à jouer ce rôle stratégique dans l'économie des pays et parfois ils influent beaucoup dans la politique internationale. Le secteur des hydrocarbures est le pilier de l'économie nationale, actuellement 98% des recettes à l'exportation de la vente des hydrocarbures qui sont la principale source de financement de tous les projets.

Parallèlement au pétrole, l'énergie gazière occupe une place très importante dans le marché mondial grâce à ses réserves importantes. Vu sa propreté et sa souplesse d'utilisation, elle dispose d'avantages certains pour devenir une importante source d'énergie et occuper ainsi une place en première ligne dans la satisfaction du besoin énergétique mondial.

Vu la richesse de l'Algérie en gaz et en pétrole, elle figure parmi les plus grands pays producteurs du gaz naturel. L'économie nationale se base essentiellement sur l'industrie des hydrocarbures. L'Algérie s'attelle depuis plusieurs années à une gestion rationnelle, optimale et efficace de ses réserves d'hydrocarbures, par le développement d'une stratégie de valorisation de ces ressources.

L'industrie gazière nécessitait l'implantation de diverses unités de traitement avec l'installation d'équipements coûteux. Suite aux efforts déployés, la SONATRACH se positionne en tant que groupe d'envergure parmi les firmes internationales, elle maîtrise tous les métiers relatifs aux hydrocarbures, depuis la recherche, l'exploitation, la production jusqu'à la transformation des hydrocarbures et leurs dérivées.

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<sub>4</sub>). 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<sub>2</sub>S), 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'épuration. 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

adapté au transport et à l'utilisation, il doit être traité de différentes manières pour éliminer les impuretés.

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 qu'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 progressif ces dernières années. La recherche d'une optimisation technicoéconomique 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 basés sur différentes technologies de traitement, tels que, la déshydratation par absorption, séparation par membrane et adsorption par tamis moléculaires.

En général, la déshydratation du gaz naturel est le processus d'élimination de la vapeur d'eau à partir du gaz pour abaisser le point de rosée et donc d'empêcher la formation des hydrates. L'élimination de l'eau par la déshydratation du gaz est le but de notre projet au sein de SONATRACH.

L'objectif de notre travail consiste d'optimisation des paramètres de fonctionnement de la section de déshydratation de Complexe de HAMRA. Pour cela on a préféré étudier la méthode de calcul pour l'optimisation des cycles d'adsorption et régénération afin d'avoir une meilleure exploitation des tamis moléculaires et d'augmenter la durée d'utilisation de ces derniers.

Pour ce faire, nous avons procédé par une étude théorique afin de mieux cerner le contexte de notre travail suivi par une étude pratique pour valider les résultats trouvés. Cette étude fait partie des objectifs de notre rapport qui est subdivisé en quatre chapitres :

1. Une généralité sur le gaz naturel est donnée au premier chapitre.



2. Une présentation du Complexe et description du procédé de traitement de gaz naturel est détaillée au deuxième chapitre.
3. Le troisième chapitre est consacré à l'étude de déshydrations du gaz et les hydrates.
4. Le quatrième chapitre est réservé à une partie calcul sur l'optimisation des cycles d'adsorption plus la simulation par logiciel HYSYS.
5. Enfin, nous terminerons par une conclusion générale.

---

# **Chapitre I: Généralités sur le Gaz Naturel**

### 1. Introduction

Le gaz naturel est un combustible fossile, telle que le pétrole ou le charbon. Il est de plus en plus utilisé de nos jours, vu les avantages qu'il apporte, tels que la souplesse d'utilisation, le prix compétitif, l'intérêt écologique et autres.[1]

Le gaz naturel occupe désormais une place majeure dans le bouquet énergétique. Il est considéré comme l'une des sources d'énergie alternatives pour le pétrole. Le gaz extraite dans les roches poreuses naturelle sous forme gazeuse. Il 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"[2].

Dans le premier chapitre, nous allons donner une généralité sur le gaz naturel, sa définition, ses caractéristiques et une bref historique sur l'exploitation de gaz naturel.

### 2. Définition du Gaz Naturel

On appelle un gaz naturel un mélange d'hydrocarbures saturés gazeux (méthane, éthane, propane, butane), contenant aussi des hydrocarbures liquides (pentane, hexane, et homologues supérieures) et d'autres composants tels que l'oxyde de carbone, le dioxyde de carbone, l'azote et l'hydrogène sulfuré. Il peut contenir aussi de l'hydrogène et de l'oxygène mais en faibles quantités[3]. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70 % à 95% est de méthane (CH<sub>4</sub>). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure[4].

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[4].

Le gaz naturel est généré à partir de la sédimentation de la matière organique vieille de plusieurs millions d'années. Le plus souvent enterré dans le sous-sol et sous l'effet de la pression et de la température, la matière organique se transforme d'abord en kérogène lorsque la température augmente (entre 50 et 120°C), le kérogène se décompose, (pyrolyse), expulsant le pétrole et le gaz naturel, qui constituent dans une roche imperméable, un gisement[5].

### 3. Composition Chimique du Gaz Naturel

La composition chimique d'un gaz c'est la nature des hydrocarbures et les autres constituants qu'il renferme, leur importance relative dans le mélange et leur fraction volumique ou moléculaire[6]. Le méthane (CH<sub>4</sub>) représente la plus grande proportion de gaz (70%-90%)[4].

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures : éthane, propane, butane, pentane, et à des concentrations plus faibles, des hydrocarbures plus lourds[7].

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour étudier la vaporisation et calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et la température[6].

Le Tableau 1 suivant donne en détailles les composantes du gaz naturel[3]:

Tableau 1 les composantes du Gaz Naturel

Composant	Moléculaire %	Masse Molaire
Méthane (CH <sub>4</sub> )	0.862	16.04
Ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0.093	30.07
Propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0.013	44.09
n-Butane (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.001	58.12
i-Butane (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.001	58.12
n-Pentane (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.000	72.15
i-Pentane (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.000	72.15
n-Hexane (n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	-	86.18
n-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	-	100.21
Hydrogen sulfur H <sub>2</sub> S	-	34.08
Gaz carbonique	0.020	44.01
Azote N <sub>2</sub>	0.010	28.01
Helium He	0.000	
Masse Molaire		18.47

#### 4. Caractéristiques du Gaz Naturel

Le gaz naturel, essentiellement composé de méthane, est :

1. Incolore ;
2. Inodore (il est odorisé par THT pour le rendre détectable) ;
3. Insipide ;

4. Plus léger que l'air ;
5. Peu soluble dans l'eau ;
6. Les points de liquéfaction et de solidification sont respectivement de -162 °C et -185 °C (dans des conditions ordinaires de pression et de température).
7. Le comportement du gaz naturel est influencé par le nombre de molécules, la pression, la température et le volume qu'il occupe[8].

A son stade d'exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes[9]:

### **La Densité :**

La densité d'un gaz est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standard[10]. Elle peut aussi être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation suivante[4]:

$$\text{Densité de gaz} = \text{masse moléculaire} / 28,97$$

### **La masse volumique :**

La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en kg/m<sup>3</sup>. Elle est fonction de la température et de la pression. Le volume massique représente le volume occupé par une unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique, et s'exprime en m<sup>3</sup>/kg[10].

### **Pouvoir calorifique :**

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz[11]. La combustion étant effectuées à la pression atmosphérique et à une température le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube (J/m<sup>3</sup>)[4]. Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

#### **1. Pouvoir calorifique supérieur (PCS):**

C'est la quantité de chaleur dégagé lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide[11].

#### **2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI):**

C'est la quantité de chaleur dégagé lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur[11].

### 3. 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[1]:

#### 1. Le Gaz Sec :

Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas une formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane[6].C'est-à-dire les conditions de formation ne favorisent pas la phase liquide.

#### 2. Le Gaz Humide :

Est le gaz formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface [4] sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement[1].La phase liquide est formé suite à la pression élevée et l'action des bactéries anaérobies[5]. Un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec[8].

#### 3. Le Gaz Associé :

Le gaz de pétrole associé (APG), ou gaz associé, est une forme de gaz naturel qui coexiste dans la roche-réservoir avec un gisement de pétrole et peut être présent sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture situé au-dessus de la réserve de pétrole[8].

#### 4. Le Gaz à Condensat :

Dans le cas d'un gaz à condensat, une phase liquide se forme dans le réservoir, au cours de la production par condensation rétrograde, la phase condensée est riche en constituants lourds[5]et la composition du gaz produit évolue en fonction du temps[8].

### 5. Les Sources du Gaz Naturel

On peut classer les gaz naturels selon leur origine en[6]:

#### 1. Gaz naturel bactérien :

C'est un gaz formé par l'action des bactéries sur les débits organiques qui s'accumulent dans les sédiments[6]. Le gaz former est appelé gaz bactérien, organique ou biochimique[12].

#### 2. Gaz naturel thermique :

C'est un gaz formé par la dégradation thermique des sédiments qui portés à des températures et pressions croissantes au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, est donne à côté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbures[6].

#### 3. Gaz naturel 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[12].

### 4. Historique du Gaz Naturel

Le gaz naturel a été découvert au Moyen-Orient au cours de l'antiquité. Il y a de cela quelques milliers d'années, l'apparition soudaine de gaz naturel s'enflammant brutalement était assimilée à des sources ardentes[9].

Bien que le gaz naturel soit connu depuis l'antiquité, son exploitation à grande échelle est une affaire relativement récente. Au début, la consommation du gaz provenait de la captation d'émanations naturelles et était utilisé surtout pour l'éclairage, cette pratique était courante dans l'ancienne Chine[3] donc c'est la Chine qui a compris l'importance de ce produit autour de l'année 900 avant Jésus-Christ et foré le premier puits aux alentours de l'année 21 avant Jésus-Christ[9].

En Europe, il fallut attendre jusqu'à 1659 pour que la Grande-Bretagne découvre le gaz naturel et le commercialise à partir de 1790[9].

En 1821, à Fredonia (Etats-Unis), les habitants ont découvert le gaz naturel dans une crique par l'observation de bulles de gaz qui remontaient à la surface[9].

Au cours du XIXème siècle, le gaz naturel a presque exclusivement été utilisé comme source de lumière. Sa consommation demeurait très localisée en raison du manque d'infrastructures et de transport qui rendaient difficile l'acheminement de grandes quantités de gaz naturel sur de longues distances[9].

Cependant ce n'est qu'en 1824 que le premier puits commercial de gaz fut foré dans l'état du New Jersey, et le premier gazoduc important de 160 km fut construit aux Etats- Unis d'Amérique en 1891[3].

Au début de l'année 1910, une industrie organisée du gaz ayant pour objectif le long terme a commencé à faire son apparition. A partir de cette époque, le gaz naturel commence à gagner du terrain comme source d'énergie (essentiellement aux Etats-Unis). Ce pays demeurera pratiquement le seul producteur, consommateur du monde jusqu'à la deuxième guerre mondiale[3].

En Algérie, les premières découvertes de champs gaziers a eu lieu en 1956 sous le régime colonial. Depuis, les capacités de production et d'exportation du gaz naturel n'ont cessé de se développer, à tel point que l'Algérie occupe actuellement le rang du troisième pays producteur de gaz à l'échelle mondiale[3].

Dans les premiers temps de l'exploration du pétrole, le gaz naturel était souvent considéré comme un sous-produit sans intérêt qui entravait même le travail des ouvriers forcés de s'arrêter pour laisser échapper le gaz des poches découvertes lors du forage. Aujourd'hui, et

en particulier depuis les crises pétrolières des années 70, le gaz naturel est devenu une source importante d'énergie dans le monde[9].

### 5. Transport du Gaz Naturel

#### Par gazoduc

C'est l'option la plus répandue, et elle est 4 à 5 fois plus coûteuse que le transport du pétrole par pipeline. Le gaz doit être comprimé tous les 120 à 150 Km par des stations de compression car c'est la différence de pression qui provoque le déplacement du gaz à une vitesse de 15 à 20 Km/h[8].

#### Par méthanier

Dans le cas de longues distances ou de difficultés liées aux conditions géopolitiques ou géographiques des pays traversés, le transport est fait par méthanier. Cela nécessite de liquéfier le gaz naturel pour simplifier son transport. Le taux de progression des échanges par méthanier augmente de 7 % par an. Ce type d'échange pourrait représenter 38 % du commerce mondial en 2020 contre 22 % aujourd'hui[8].

### 6. Gaz Naturel en Algérie

L'Algérie a une importante industrie de gaz naturel et est un important producteur de gaz au niveau mondial[9].

La découverte du gaz naturel pour la première fois en Algérie remonte à l'année 1956, au mois de novembre, dans les champs de HASSI R'MEL et IN-AMENAS au sud du pays. Ces champs renferment l'une des plus importantes réserves mondiales du gaz naturel.

Par la suite, ils se sont reliés aux usines de production du gaz naturel liquéfié GNL aux côtes Est et Ouest du pays (SKIKDA et Arzew), par des gazoducs comme moyen d'acheminement.

La première compagnie algérienne du gaz nommée CAMEL a été installée à Arzew en décembre 1961, par les sociétés françaises AIR LIQUIDE et SN RIPAL, et la société anglaise CONTH INTERNATIONAL[8].

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel, et elle occupe la 10<sup>ème</sup> place dans le monde en matière de production de gaz naturel. La production de l'Algérie en gaz naturel a atteint 94.8 milliards de m<sup>3</sup> en 2017 (Source: <https://fr.statista.com>). En 2015, l'Algérie a produit 8.03 million de tonnes. Voir la Figure 1 (Source: <https://perspective.usherbrooke.ca/>).

La consommation de l'Algérie en gaz naturel a atteint 35.12 million de tonnes en 2015. Voir la Figure 2 (Source: <https://perspective.usherbrooke.ca/>).

L'Algérie a exporté la majorité de son gaz vers l'Europe, essentiellement vers l'Espagne 26 %, vers l'Italie 45 % et vers la France 17 %, et il y a bien sûr les autres pays tels que la Belgique,



le Portugal, la Grèce, sans parler aussi de la Turquie, de la Slovénie, de la Tunisie et des Etats-Unis d'Amérique. Le volume des exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) de l'Algérie en deuxième semestre de 2018 était 2.6 million de tonnes (Source: <https://fr.statista.com>).

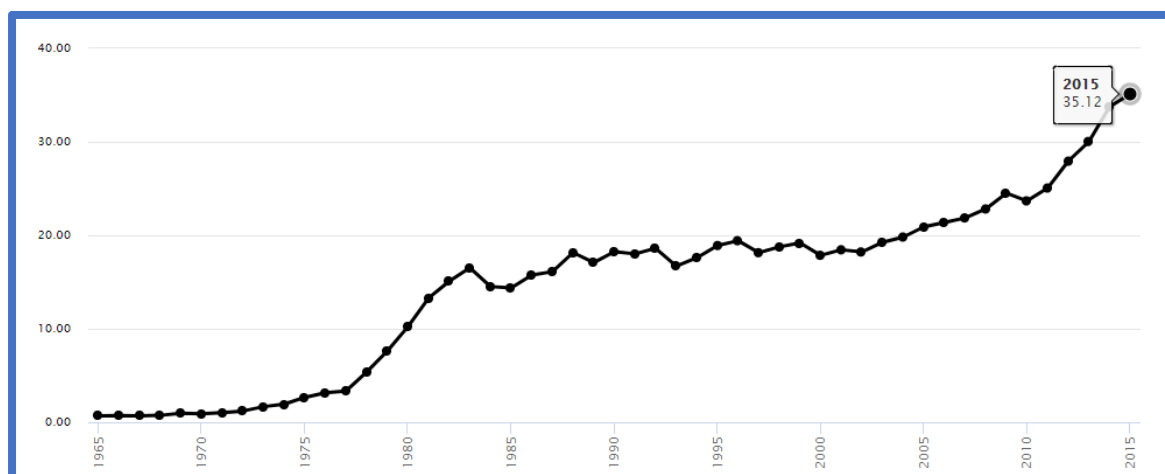


Figure 1 Consommation de gaz en Algérie 1965-2015 (en millions de tonnes)

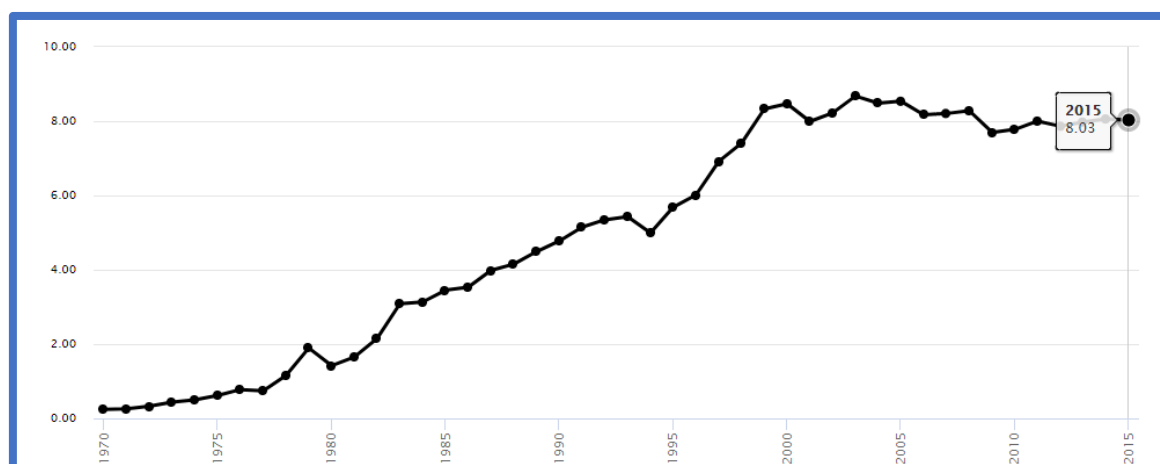


Figure 2 Production de gaz naturel en Algérie 1970-2015 (en millions de tonnes)

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel. Le champ de Hassi R'Mel est le plus grand à l'échelle mondiale.

L'Algérie détient 159 billions de pieds cubes (Tcf) de réserves prouvées de gaz en 2017, se classant 11e dans le monde et représentant environ 2% des réserves mondiales de gaz naturel totales de 6923 (Tcf) (Source: <https://www.worldometers.info/>). Voir la Figure 3.

L'Algérie dispose de réserves prouvées équivalentes à 109,1 fois sa consommation annuelle. Cela signifie qu'il lui reste environ 109 ans de gaz (Source: <https://www.worldometers.info/>). Voir la Figure 4.

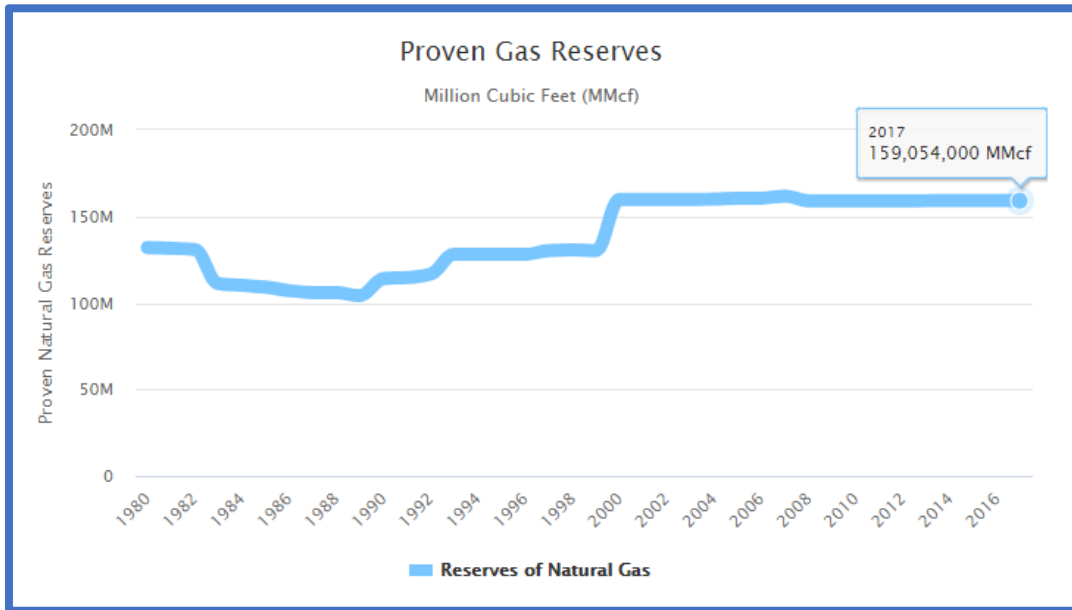


Figure 3 Historique des réserves de gaz en Algérie

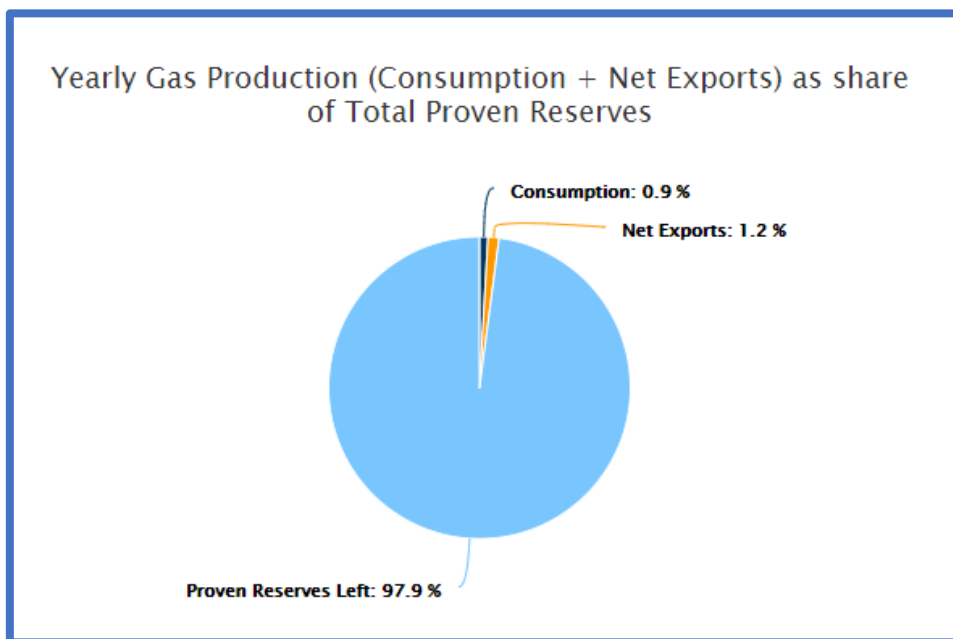


Figure 4 Production annuelle de gaz de l'Algérie

## 7. Traitement du Gaz Naturel

Le processus de production du gaz naturel est très simple et très proche de celui du pétrole. Le gaz naturel est tout d'abord extrait du sol ou des océans par forage, puis transporté par gazoducs (sur terre) ou méthaniers (par mer) jusqu'à l'installation de traitement et de transformation pour être ensuite acheminé vers une zone de stockage[3].



Figure5 Processus de Transformation de gaz Naturel.

A sa sortie du gisement, le gaz naturel est inutilisable. Le gaz brut extrait est composé essentiellement de méthane, mais contient une quantité variable d'autres composants dont certains sont impropres à la consommation[8].

Le gaz naturel subit une série d'opérations de traitement pour éliminer les éléments nocifs[8]. 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[1].

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 :

1. Qualité de l'effluent brut.
2. Taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
3. Spécification des produits finis.
4. Coût global des investissements[4].

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[1]:

1. L'hydrogène sulfuré **H<sub>2</sub>S** toxique et corrosif.

2. Le dioxyde de carbone **CO<sub>2</sub>** corrosif.
3. Le mercure corrode les équipements fabriqués en aluminium.
4. L'eau conduisant à la formation des hydrates.
5. Les hydrocarbures lourds condensant dans les réseaux de transport[1].

Pour les types de procédés qui sont mis en œuvre, il y a :

### **Le Procédé PRITCHARD :**

Il se base sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des détentes simples avec en plus l'utilisation du propane comme fluide réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de - 23 °C[9].

### **Le Procédé HUDSON :**

Il se base sur le refroidissement de gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées par une détente à travers une machine dynamique appelée Turbo-Expander qui permet d'atteindre une température de - 40 °C[9].

Le procédé **HUDSON** est plus performant et permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides[9].

Le choix d'un procédé de traitement se fait sur la base des critères suivants:

6. Le taux de récupération des hydrocarbures liquides visés ;
7. La spécification des produits finis ;
8. Le coût global des investissements[9].

## **9. Les Etapes de Traitement d'un Gaz Naturel**

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

### **1. 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[4].

### **2. Séparation des hydrocarbures gazeux et liquides :**

Elle est basée sur le principe de refroidissement progressif du gaz pour condenser tous les hydrocarbures liquides (condensables) contenus dans le gaz. Ces liquides sont récupérés dans des ballons séparateurs puis envoyés vers la section de stabilisation et de fractionnement.

Le refroidissement de gaz est obtenu en trois étapes :

1. Refroidissement dans des échangeurs de chaleur par échange thermique avec un fluide froid.
2. Refroidissement par détente (chute de pression) à travers une vanne qui entraîne une chute de température.
3. Refroidissement supplémentaire par échange thermique en utilisant un fluide réfrigérant tel que le propane[6].
4. **La Stabilisation et le fractionnement**

Cette section de la chaîne permet le traitement des hydrocarbures liquides extraits de l'effluent, en deux phases et par distillation.

### 1. La stabilisation:

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

### 2. Le fractionnement:

Il consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensât et GPL[2].

### 3. Ré-compression des gaz moyenne pression:

Les gaz des séparateurs à moyenne pression (MP) ont les mêmes qualités que le gaz sec produit. C'est pourquoi ils sont récupérés puis ré-comprimés avant d'être mélangés au gaz sec. Leur récupération permet d'éviter le torchage du gaz et d'éviter par voie de conséquence, la perte de production et la pollution de l'environnement[2].

## 4. Critères de la Qualité

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées soit aux conditions de transport, soit aux conditions d'utilisation (gaz commercial)[12].

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[12].

### 1. Point de rosée « eau » :

Le point de rosée « eau » est la température à laquelle se produit le début du changement de phases pour une température donnée. C'est une fonction croissante de la pression et de la teneur en eau dans le gaz. Cette variable est utilisée pour apprécier les risques associés à la présence d'eau. Cette dernière peut se condenser ou former de la glace ou des hydrates[6].

### 2. Teneur en H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> :

Ces impuretés provoquent une corrosion acide de l'acier et du cuivre, en cas de condensation aqueuse, H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> existants naturellement dans certains gaz. On limite leur concentration dans le gaz pour rendre la corrosion négligeable[6].

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[12].

### 3. Principaux produits du traitement du gaz naturel

#### Gaz sec :

Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide[6].

#### Caractéristiques de gaz sec:

1. Pouvoir calorifique supérieur PCS : 9350 à 9450 Kcal / m<sup>3</sup>.
2. Teneur en C<sub>5+</sub> : ≤ 0.5 % molaire.
3. Teneur en eau : ≤ 50ppm.
4. Point de rosée : -5 °C à une pression de 75 Kgf / cm<sup>2</sup>. [6]

#### Gaz pétrole liquéfié GPL :

Le GPL est un mélange d'hydrocarbures ayant un poids moléculaire peu élevé. Contenant principalement le propane et le butane, ayant une température de vaporisation respectivement de -42°C et 0°C à pression normale permettant de les maintenir liquides à une température ordinaire sous une pression modérée 14 et 5 Kpa respectivement[6].

#### Caractéristiques de GPL[6]:

1. **Odeur** : les GPL sont inodores à l'état naturel, mais on doit ajouter un odorant pour des raisons de sécurité, dans des limites à des fins de commercialisation.
2. **Tension de vapeur** : les GPL ont une tension de vapeur à 20°C égale à 2 bars pour le butane et 8 bars pour le propane.
3. **Dilatation** : à l'état liquide, ils ont un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage (les sphères ne doivent jamais être complètement remplies.)

4. **Densité :** Aux conditions normales de température et pression, les GPL sont plus lourds que l'air. La densité du propane commercial en est une fois et demie plus lourde et le butane commercial en phase vapeur est deux fois plus lourd que l'air
5. **Température d'ébullition :** à la pression atmosphérique : la température d'ébullition du propane est de  $-42^{\circ}\text{C}$ . Celle de butane est de  $-6^{\circ}\text{C}$ .
6. **Pouvoir calorifique :** c'est la propriété la plus intéressante étant que les GPL sont traditionnellement utilisés pour les besoins domestiques : Butane = 29460 (i-C4); 29622 (n-C4) - Propane = 22506
7. **Impuretés :** les plus importants sont le soufre dans le GPL, la teneur en soufre est inférieure ou égale à 0.005% en masse. Et pour le propane l'eau constitue la plus importante impureté.

### Condensât :

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de (iC<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) jusqu'au (C<sub>12</sub>H<sub>26</sub>) et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression[6].

### Caractéristiques de condensât [6]:

8. **Aspect :** C'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.
9. **Poids spécifique :** Poids spécifique du condensât est compris entre 0,7 à 0,8.
10. **Point d'éclair:** Son point d'éclair est inférieur à  $-40^{\circ}\text{C}$ .
11. **Limites d'inflammabilité:** Il est très inflammable, car il a un point d'éclair inférieur à zéro, ses limites d'inflammabilité sont approximativement : 1,4 et 7,6% (dans l'air).
12. **Densité de vapeur :** Les vapeurs du condensât sont plus lourdes que l'air, la densité de ces vapeurs est de 3 à 4 plus grande que celle de l'air.
13. **Explosivité et d'inflammabilité:** Le condensât est un fluide hautement inflammable et évaporable à une température et pression normales, du fait qu'il n'est pas électro-conducteur, présente un danger d'inflammation ou explosion du fait de l'étincelage électrostatique amorcé par coulage, filtration, chute, pulvérisation, etc.
1. **Toxicité physiologique :** Les vapeurs du condensât sont toxiques.

## 2. Conclusion

Le gaz naturel est le plus propre des combustibles fossiles, il a moins de polluants nocifs dans l'atmosphère, par conséquent il peut être utilisé de plusieurs façons pour aider à réduire les émissions de polluants dans l'atmosphère[6].

La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de production, de traitement et de transport. Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour les 21<sup>ème</sup> siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique[4].

Dans le chapitre suivant, nous allons commencer par une mise en contexte de notre projet, en spécifiant le cadre de son élaboration, présentant l'organisme d'accueil au sein duquel nous avons effectué le stage relatif au présent projet ainsi qu'un survol sur la méthodologie suivie pour réaliser ce travail.



---

# **Chapitre II: Présentation du Complexe et Description du Procédé de Traitement de Gaz Naturel**

### 1. Introduction

Dans le cadre de l'objectif stratégique de valorisation des ressources en gaz naturel, des usines de gaz naturel ont été construites dans le pays dont le but principal est la production et l'exportation du gaz naturel.

Parmi ces usines, nous citons le **complexe HAMRA du traitement du gaz naturel au sud d'Algérie**. Avant qu'il soit commercialisé, le gaz passe par plusieurs étapes de traitement, dont l'étape de déshydratation, qui est une étape cruciale du traitement du gaz naturel, et qui fera l'objet de notre étude.

Dans ce chapitre, nous allons donner un petit aperçu sur l'entreprise SONATRACH qui assure les différentes étapes de traitements du gaz naturel au niveau national, ainsi une présentation de **complexe HAMRA à Illizi** où nous avons réalisé notre étude et ses différentes unités qui le compose. Nous allons ensuite parler des différentes étapes de traitement du gaz naturel dans le complexe avant qu'il soit prêt à des utilisations divers.

### 2. Présentation de SONATRACH

La société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures SONATRACH a été créée le 31 décembre 1963 par le décret No491 paru au journal officiel du 10 novembre 1964 pour assurer la responsabilité de la production, du transport et de commercialisation des hydrocarbures[3].

L'entreprise nationale a vu ses tâches s'étendre à l'ensemble des activités pétrolières (Recherche, Production, Transport, Transformation et Commercialisation) suivant le décret No292-66 du 22 septembre 1966, confirmant son rôle prépondérant dans l'économie nationale, notamment après la nationalisation de nos ressources hydrocarbures le 24 février 1971[3].

SONATRACH est un acteur majeur au service de la satisfaction de la demande domestique en énergie. Première compagnie d'hydrocarbures en Afrique, SONATRACH est aussi un important fournisseur d'énergie dans le monde[13].

Elle a pour mission de valoriser les importantes réserves en hydrocarbures de l'Algérie. Cet acteur majeur de l'industrie pétrolière, surnommé la major africaine, tire sa force de sa capacité à être un groupe entièrement intégré sur toute la chaîne de valeur des hydrocarbures.

Dans l'Amont, SONATRACH opère, en effort propre ou en partenariat avec des compagnies pétrolières étrangères, des gisements parmi les plus importants du monde dans différentes régions du Sahara algérien : **Hassi Messaoud, Hassi R'Mel, Hassi Berkine, Ourhoud, Tin Fouyé Tabankort, Rhourde Nouss, In Salah et InAmenas**.

En matière de transport, le Groupe dispose d'un réseau de canalisations extrêmement dense qui s'étend aujourd'hui sur près de 22 000 kilomètres sur le territoire national. La Compagnie

a également aménagé trois ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures : *Alger, Arzew, Bejaia* et *Skikda* afin de permettre le chargement et le déchargement de gros tankers d'une capacité de 80 000 à 320 000 TM et deméthaniers[14].

### **3. Historique de la SONATRACH**

Le développement de la société nationale de transport et commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH) est passé par plusieurs phases[3]:

1. Phase 1 : 1963/1971 « Création et constitution de SONATRACH » ;
2. Phase 2 : 1971/1982 « Phase de croissance et d'intégration » ;
3. Phase 3 : 1982/1987 « La restructuration et l'essaimage de SONATRACH » ;
4. Phase 4 : 1987/1998 « La maturité et la modernisation » ;
5. Phase 5 : 1998/2000 « Les nouveaux statuts organisant SONATRACH en société par actions (S.P.A) ».

### **6. L'organigramme de la SONATRACH**

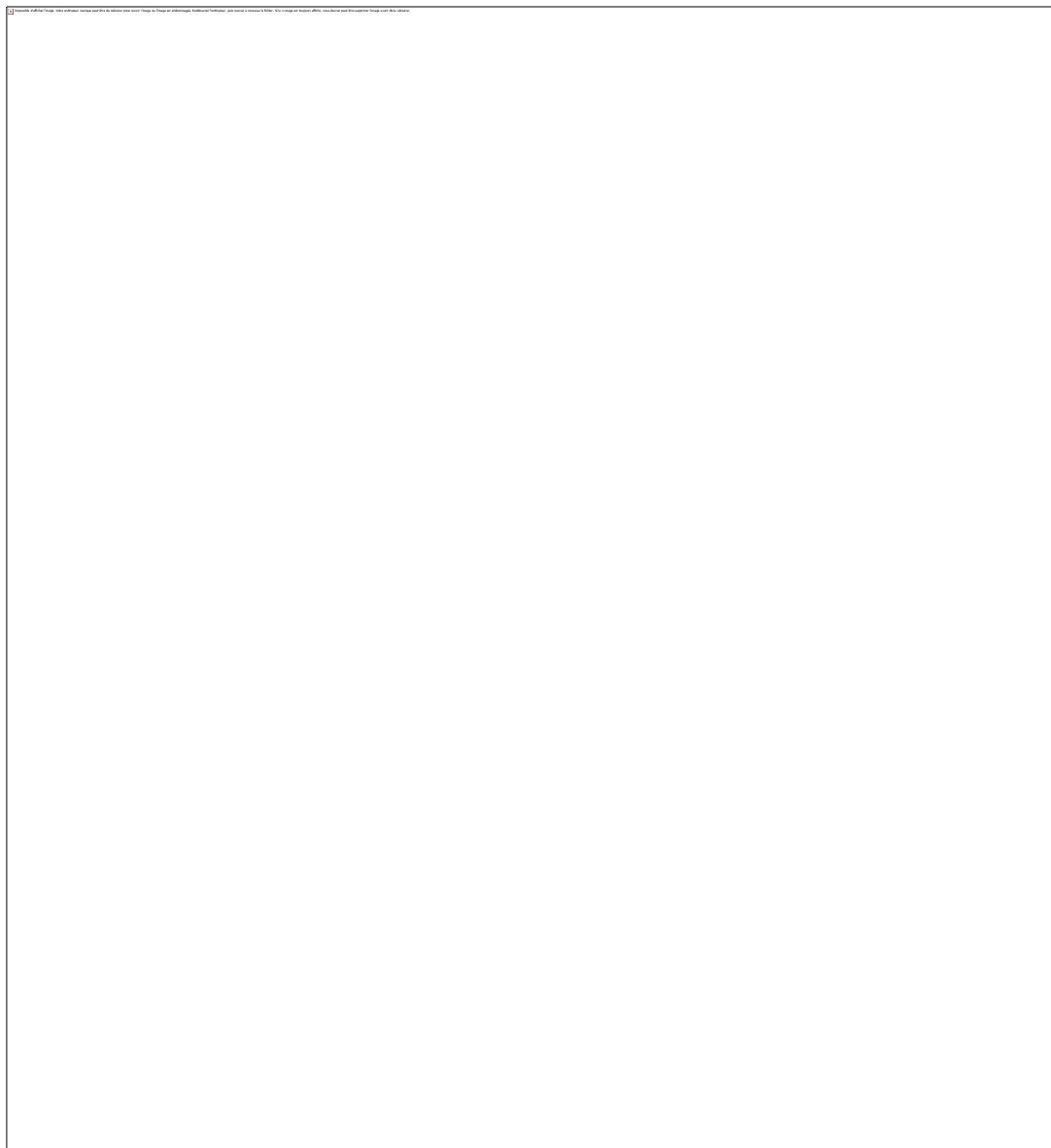


Figure 6 II. 4. L'organigramme de la SONATRACH

## **7. La Production de Gaz en Algérie**

SONATRACH joue un rôle important dans l'économie algérienne. Il convient de noter que la SONATRACH procure plus de 95% des recettes d'exportation du pays et qu'elle assure plus de 51% des recettes budgétaires. SONATRACH est classée comme étant la treizième compagnie pétrolière mondiale, deuxième exportateur en GNL et GPL, troisième en gaz naturel et premier exportateur de condensat[10].

En premier trimestre de l'année 2020, l'Algérie a exporté 848 117,84 million de DZD de produits hydrocarbures. Voir la Figure 7 (Source: <https://www.douane.gov.dz>).



Figure 7 Evolution des exportations | Période: premier trimestre des années 2019-2020

### 8. Présentation du Complexe HAMRA

#### Position du complexe HAMRA

Le complexe de traitement et recyclage de gaz naturel de HAMRA se trouve dans l'aire de l'ERG Oriental à une altitude de 285m et à une distance de 800km du chef-lieu de Wilaya d'ILLIZI et à 300km au sud-est de HASSI MESSAUOD[15].

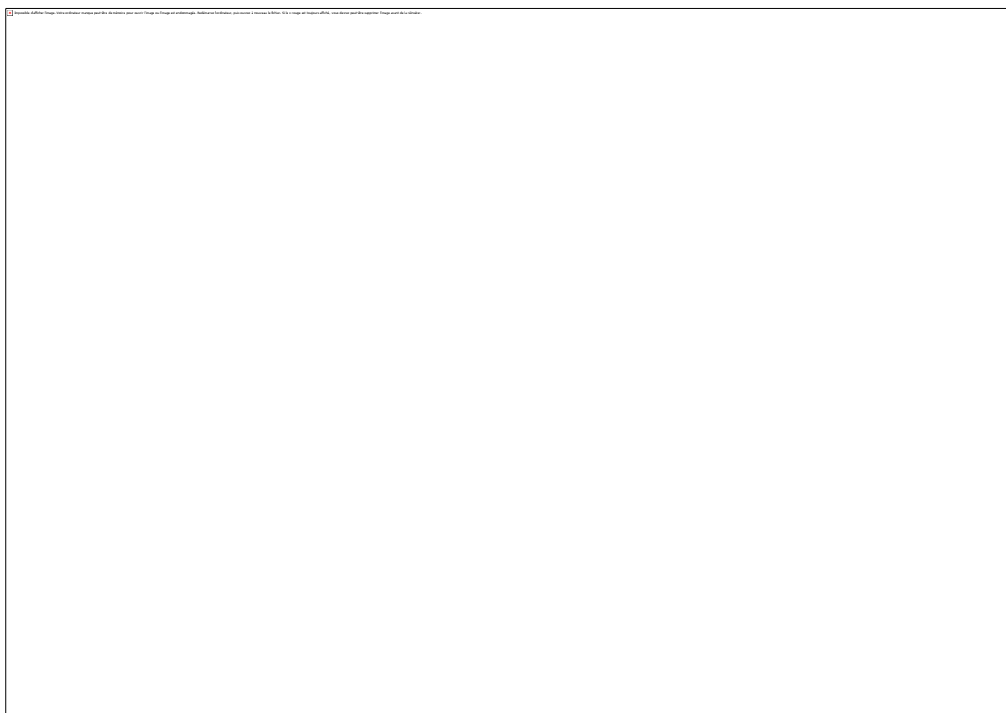


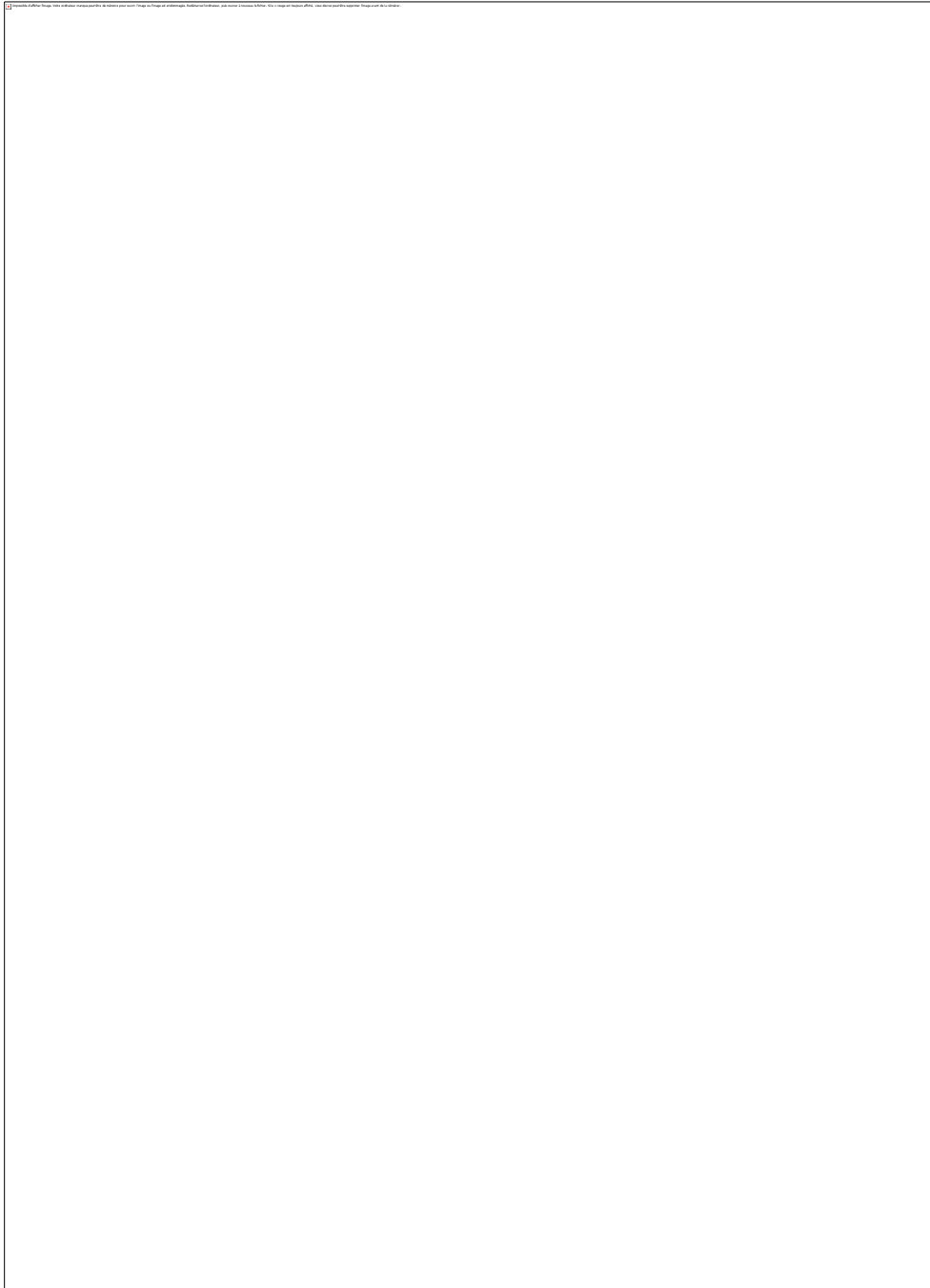
Figure8 Situation géographique de HAMRA.

#### Architecture du complexe HAMRA

Dans le complexe HAMRA, nous trouvons l'architecture suivant [15]:

1. Usine de production de HAMRA.
2. Base de vie de HAMRA.
3. Base annexe de GTP.

4. 19 puits de gaz entourent l'usine d'une quinzaine de kilomètres.
5. Pipes d'expédition vers le nord.



**Figure9** Implantation générale des installations.

### **Historique du complexe HAMRA**

SH/DP/HAMRA appartient à la direction régionale de *RHOURDE NOUSS*. Le gisement de gaz de HAMRA a été trouvé grâce à des travaux d'exploitation dirigés par l'entreprise nationale SONATRACH dans les années 80.

L'exploitation de ce gisement a fait le sujet d'un partenariat entre SONATRACH et la société française pétrolière TOTAL cette dernière a assuré le financement de la réalisation du projet. Les travaux de construction de l'usine ont débuté en 1992 et se sont achevés en 1995[15].

### **But de l'usine**

Le complexe de Hamra traite journalièrement 15 millions de mètres cubes de gaz brut humide pour produire[15]:

1. 14.7 millions de mètres cubes de gaz sec.
2. 1000 tonnes de Condensât.
3. 512 tonnes de GPL.

### **Représentation des unités de l'usine**

Le complexe de traitement de gaz naturel de HAMRA se compose principalement des unités suivantes [15]:

#### **1. Puits producteurs**

Le réseau de collecte d'une longueur de 42km relie onze (11) puits producteurs au complexe par l'intermédiaire de quatre manifolds de diamètres 8", 12", 16". La capacité moyenne de chaque puits est de 1.5 million de mètres cubes de gaz brut par jour.

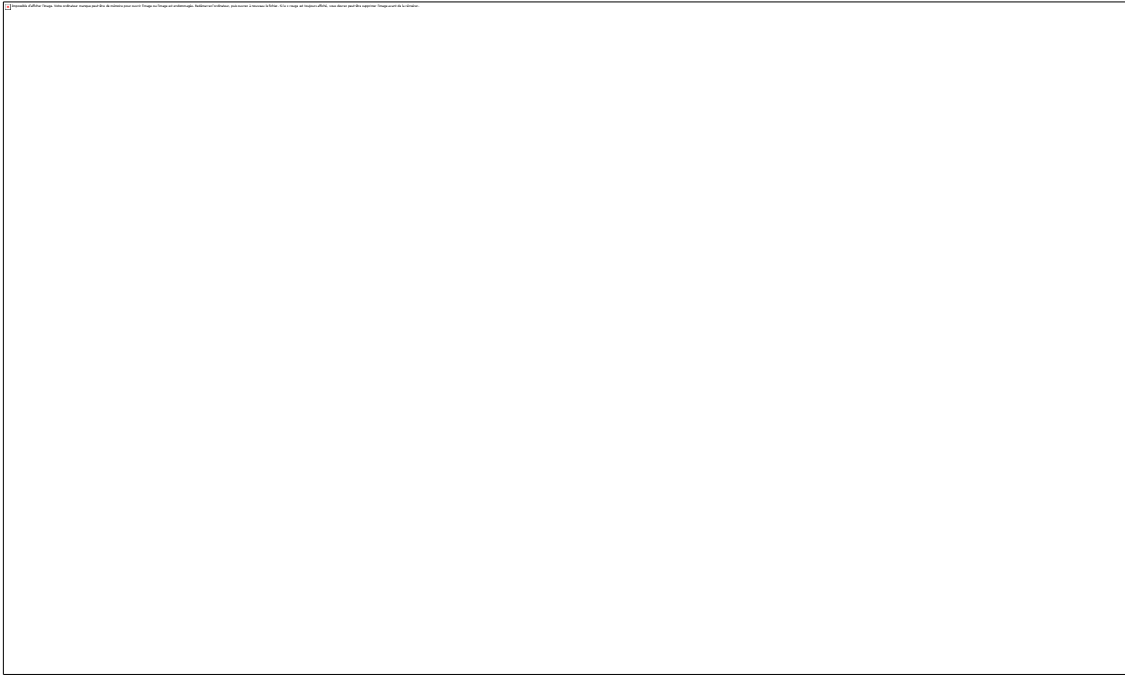


Figure10 Plan d'implantation de l'usine HAMRA.

## **2. Trains de traitement de gaz**

Deux trains de traitement de gaz pour la récupération des hydrocarbures lourds contenus dans le gaz brut et la stabilisation des condensats récupérés. La capacité de chacun des deux trains est de 7.5 millions de mètres cubes de gaz brut par jour.



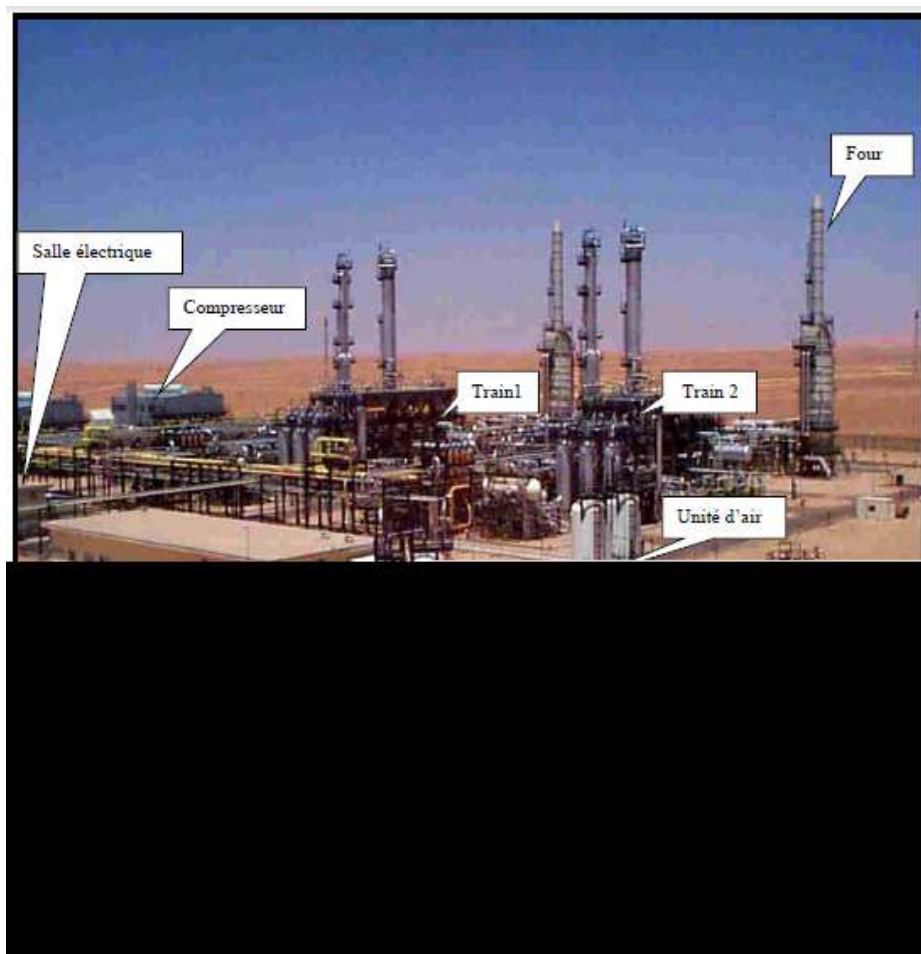


Figure11 Usine de HAMRA.

### 3. Boosting

La section de boosting se compose de deux turbocompresseurs de fabrication NUOVO PIGNONE de type centrifuge BCL506. Chaque compresseur est entraîné par une turbine GENERAL ELECTRIQUE de type MS3002. Les deux machines ramènent la pression du gaz traité de 40 bars à 75 bars.

### 4. Réinjection

La station de réinjection se compose de deux turbocompresseurs de fabrication NUOVO PIGNONE de type centrifuge BCL405A et BCL304B, entraîné chacun par une turbine à gaz de marque GENERAL ELECTRIQUE et de type MS5002. La station de réinjection comprime le gaz sec de 75 bars à 270 bars.

*Remarque :* L'unité de réinjection est arrêtée depuis septembre 2015.

### 5. Puits injecteurs

Le complexe est relié aux huit (08) puits injecteurs par deux dessertes d'une longueur totale de 36km avec des diamètres de 12'' et 6''.

### **6. Aire de stockage de condensât**

La zone de stockage et d'expédition de condensât se compose de :

1. Deux bacs ont toits flottants d'une capacité de 6000 mètres cubes chacun.
2. Un bac a toit fixe pour le condensât hors spécifications d'une capacité de 2000 mètres cubes.
3. Trois pompes d'expédition de condensât d'un débit de 130 mètres cubes par heure.

### **4. Aire de stockage de GPL**

La zone de stockage et d'expédition de GPL se compose de :

5. Trois sphères d'une capacité de 2000 mètres cubes chacune.
6. Une sphère d'une capacité de 900 mètres cubes pour le GPL hors spécifications.
7. Deux pompes boosters d'un débit de 190 mètres cubes par heure chacune.
8. Trois pompes de ligne d'un débit de 95 mètres cubes par heure chacune.

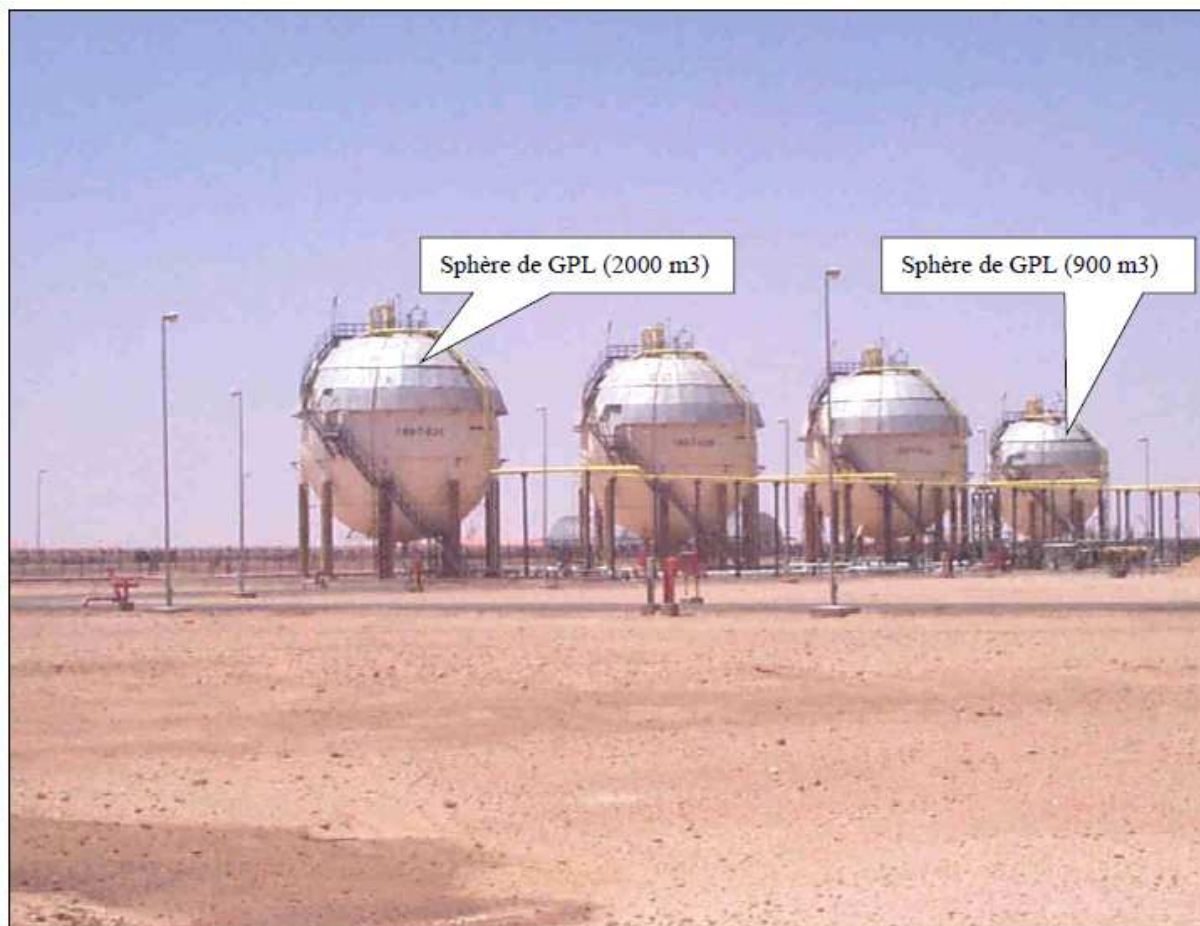


Figure12 Aire de stockage de GPL.

## 9. Les utilités

La zone des utilités se compose des sections suivantes :

10. La centrale électrique : composée de deux turbo-alternateurs d'une puissance de 39Mw et de deux groupes de secours.
11. Une unité de production d'aire service et d'aire instrument.
12. Une unité de production d'azote pour l'inertage des équipements lors des travaux.
13. Une unité de traitement des eaux de service qui consiste en une filtration à travers des lits de sable et une chloration.
14. Une unité de stockage et de régénération des huiles de graissage par centrifugation.
15. Une unité de stockage et de distribution de l'huile diathermique.
16. Description du procédé de traitement au sein de HAMRA

Le gaz brut provenant des puits producteurs alimente les trains sous contrôle de pression maintenue à 101 bars et une température de 50°C.

Le gaz brut est refroidi dans le premier échangeur de chaleur jusqu'à 29°C par le gaz sec. Puis est envoyé à la section de déshydratations par tamis moléculaires.

A la sortie de cette section la teneur en eau est inférieure à 10 parties par million (ppm).

Ensuite le gaz passe dans une série d'échangeurs de chaleur (gaz brut/gaz sec) et (gaz brut/liquide froid) pour ramener sa température jusqu'à 3°C. A ce stade le gaz est détendu dans le turbo-expandeur de 98 bars à 30 bars ce qui provoque un refroidissement de -2°C à -54°C.

Les frigories du gaz sec sont récupérées dans les précédents échangeurs de chaleurs pour refroidir le gaz brut entrant dans le train. Une fois avoir cédé ses frigories le gaz sec est comprimé par le compresseur entraîné par le turbo-expandeur de 30 bars jusqu'à 40 bars.

Puis le gaz est envoyé à la section boosting où il est comprimé de 40 bars jusqu'à 75 bars. A ce niveau une partie est injectée dans le gazoduc 48'' GR1, comme gaz de vente. L'autre partie est comprimée de 75 bars à 270 bars est injectée dans le gisement pour le maintien de pression.

Les liquides récupérés dans le Slug catcher, le premier séparateur de la section haute pression, les ballons d'aspiration et refoulement de turbo-expandeur sont flashés dans le séparateur de la section de stabilisation.

Les gaz produits sont utilisés comme fuel ou envoyer ver gaz de vente et les liquides sont séchés dans les lits de tamis moléculaires. Ensuite ils alimentent le déethaniseur sous une pression de 31 bars.

Les produits de tête à -11°C constitués de (C2) sont mélangés avec le gaz de procédé.

Les produits de fond (C3) à 144°C alimentent le débuthaniseur à 16 bars.

Le produit de tête, GPL, est refroidi par une batterie d'aéroréfrigérants jusqu'à la température ambiante ensuite envoyé aux sphères de stockage pour être expédié par la ligne 8'' LR1.

Les produits de fond, condensât stabilisé, sont refroidis de 148°C à la température ambiante puis ils sont acheminés vers l'aire de stockage d'où ils sont expédiés par l'oléoduc 12'' vers HEH via Rhourd Nous.

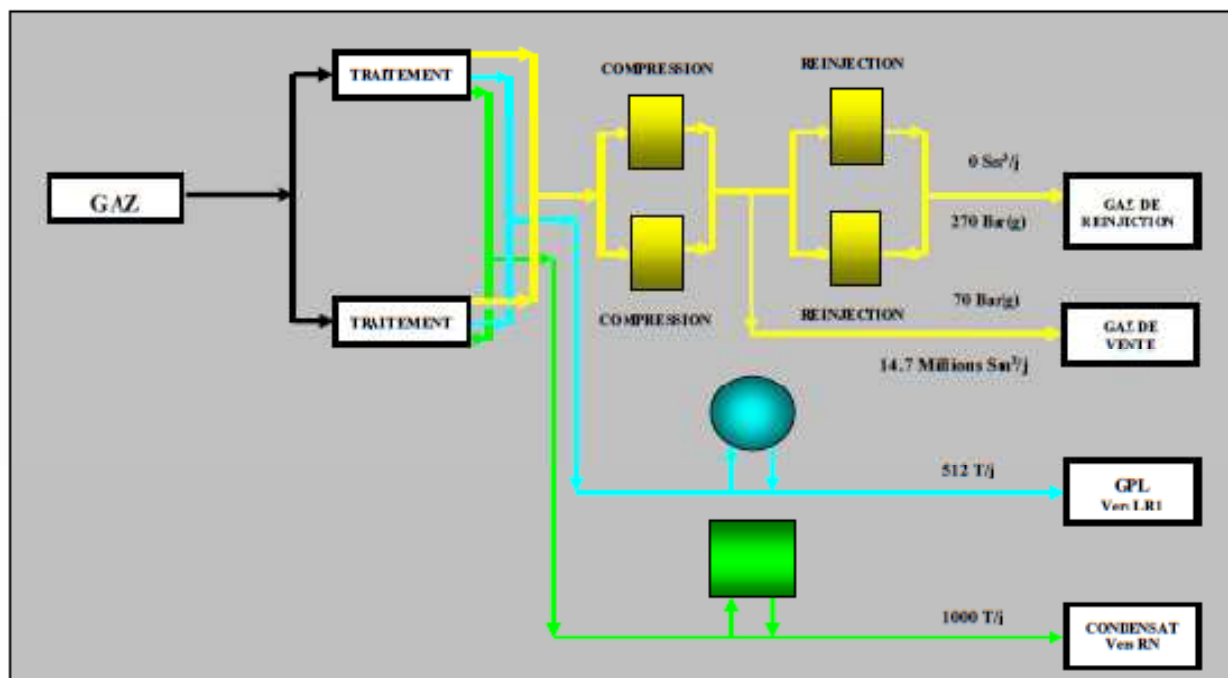


Figure13 Schéma Simplifié de traitement ET de compression de HAMRA.

## 17. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé le contexte du sujet de notre projet et présenté l'entreprise SONATRACH et le rôle majeur qui joue dans l'économie nationale ainsi que le COMPLEXE HAMRA au sein de laquelle notre stage a été effectué, finissant par énumérer les étapes de procédé de traitement de gaz au niveau de ce complexe.

Dans le chapitre suivant, nous allons aborder en détail les hydrates et le processus de déshydratation de gaz naturel qui est le principal intérêt de nos recherches. Nous verrons en détail tout ce qui concerne les hydrates et en détail le processus de déshydratation.

---

# **Chapitre III: Généralités sur les hydrates et Etude de Déshydrations du gaz**

### 1. Introduction

L'eau est naturellement présente dans le gaz naturel. Si celle-ci se trouve sous forme liquide dans les canalisations de transport, des installations de refroidissement (échangeurs, turbines...)[9]. La présence d'eau diminue également la valeur thermique et les spécifications commerciales du gaz[4] ainsi entraîne des différents problèmes pour les exploitants, suivants les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation. Les vapeurs d'eau peuvent se condenser et provoquer la formation d'hydrates[1].

Les hydrates sont des cristaux solides qui se forment lorsque les molécules de gaz se trouvent en présence d'eau dans les conditions de pression et de température les plus usuelles en production et lors du transport du gaz par pipeline[9].

Les hydrates causent de blocage et de corrosion des canalisations et des équipements[4]. Pour éviter le bouchage des canalisations, les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation des hydrates[7]. Donc, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz par la déshydratation de gaz naturel[7].

La déshydratation du gaz naturel est réalisée par différents types de procédés : adsorption, absorption, etc. [16]

Ce chapitre sera consacré à donner une généralité sur les hydrates et à la description et le fonctionnement de l'unité de déshydratation du gaz.

### 2. Généralités sur les Hydrates de Gaz

#### Définition des Hydrates

Un hydrate est une combinaison physique de l'eau et d'autres petites molécules de gaz, produisant un solide qui a une apparence semblable à la glace, mais de structure différente de celle-ci[10]. Ils se forment avec les hydrocarbures suivants  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  et également  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ [7]. Sa masse volumique est comprise entre 880 et 900  $\text{kg/m}^3$ [17].

Les hydrates appartiennent à la classe des clathrates qui sont des composés d'inclusion. Le mot « clathrates » a été utilisé la première fois par Powell en 1948 et il dérive du mot latin « clathrates » qui signifie « encapsuler ». Les clathrates sont des solides cristallisés dont lesquels certains atomes ou molécules sont piégés dans des cages aménagées par l'assemblage d'un autre type de molécules. Lorsque le réseau cristallin est formé par des molécules d'eau liées entre elles par des liaisons d'hydrogène et les cavités sont occupées par des molécules gazeuses, les clathrates formées sont appelés hydrates[9].

Donc les clathrates de gaz, appelés couramment hydrates, sont des solides cristallins non stœchiométriques, qui se forment à partir d'eau et de gaz. Ils se forment sous certaines conditions de pression et de température, dans les conduites de transport d'hydrocarbures qu'ils finissent par s'obstruer totalement. Le bouchage des équipements pétroliers entraîne pour les exploitants un surcoût considérable, lié à l'arrêt de la production, à la réparation ou

au remplacement d'une pièce cassée, ou à la mise en place d'une procédure de destruction des bouchons d'hydrate.

Outre cet aspect économique, les hydrates posent des problèmes de sécurité liés à leur instabilité, et à la quantité de gaz qu'ils renferment dans un volume restreint. C'est pourquoi la connaissance des conditions de la formation des hydrates de gaz est devenue un enjeu majeur de l'industrie pétrolière, et le sujet de recherches abondantes[16].

### Bref historique sur les Hydrates

Les hydrates ont été découverts pour la première fois par Humphrey Davy et Michael Faraday alors qu'ils travaillaient sur une solution de chlore et d'eau.

De Forcrand et Villard découvrirent plus tard plusieurs corps qui forment des hydrates.

En 1930, Hammer schmidt expliqua le bouchage des pipe-lines hautes pressions par la formation d'hydrates.

Durant le milieu du vingtième siècle, l'industrie du gaz naturel de l'Amérique du Nord intensifia les recherches sur les conditions favorables à la formation d'hydrates et l'université du Michigan sous la direction de Katz réalisa la plupart de ces recherches.

Entre 1940 et 1950, Von Stackelberg étudia la structure des hydrates en les caractérisant par la diffraction aux rayons X.

En 1959, Vander Waals et Platteeuw furent les premiers à publier un modèle thermodynamique rigoureux permettant la prédiction de la température de formation des hydrates à une pression donnée[9].

### Types des Hydrates

On distingue deux types d'hydrates :

1. Des hydrates avec les hydrocarbures à chaîne courte (C1, C2, CO<sub>2</sub>). Ce sont les hydrates faisant intervenir des molécules de petites tailles[10]:
  1. Le méthane lié avec 6 à 7 molécules d'eau (CH<sub>4</sub>, 7 H<sub>2</sub>O).
  2. L'éthane lié à 7 molécules d'eau (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 7 H<sub>2</sub>O).
  3. Le dioxyde de carbone lié avec 6 à 7 molécules d'eau (CO<sub>2</sub>, 7 H<sub>2</sub>O).
4. Des hydrates avec les hydrocarbures plus longs (C3, C4). Ce sont les hydrates faisant intervenir des molécules de grandes tailles liées avec 17 molécules d'eau [10]:
  1. (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, 17 H<sub>2</sub>O)
  2. (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, 17H<sub>2</sub>O).



Les tailles des molécules au-delà du n-C4 sont importantes et ne permettent donc pas la pénétration dans le réseau cristallin, et par conséquent inhibent la formation d'hydrates[18].

### 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 laquelle sont piégées les molécules de gaz[10].

Le réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogène entre les molécules d'eau et il est stabilisé par les molécules de gaz qui sont-elles mêmes retenues dans les cages par des forces de Van Der Waals[16].

Trois types de structures ont été clairement identifiés : cubique SI, cubique SII et hexagonale SH représentée sur la Figure 14. Leur stabilité dépend de la pression, de la température et de la composition des gaz[9].

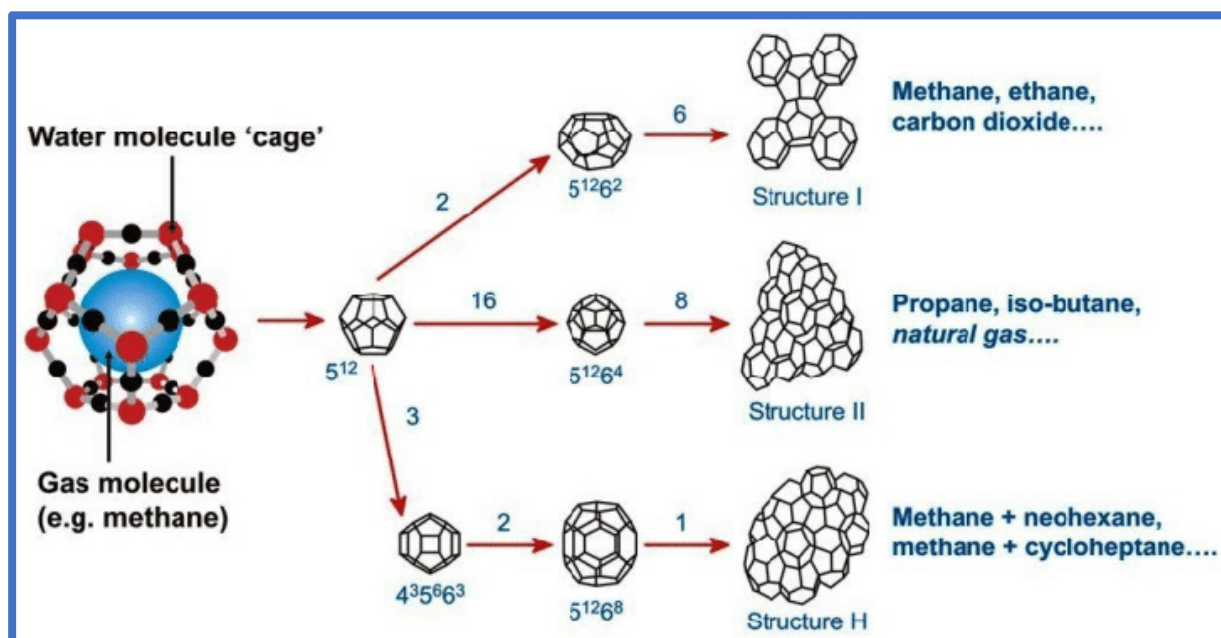


Figure 14 Structures des hydrates

### Hydrates de structure I

C'est une combinaison entre molécules d'eau avec des molécules de gaz de petites tailles[17]:

1. Eau + méthane.
2. Eau + éthane.
3. Eau + dioxyde de carbone.

La structure I est constituée de deux types de cavités[9]:

1. Deux cavités constituées de 12 faces pentagonales (512).
2. Six cavités constituées de 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales (51262).

Cette structure est composée de 46 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :

Structure I: 2M1 6M2 46H<sub>2</sub>O

Où:

1. M1 représente deux petites cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et référencées 512).
2. M2 représente les six grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales et référencées 512 62)[16].

#### Hydrates de structures II

C'est une combinaison entre molécules d'eau avec des molécules de gaz de grandes tailles[17]:

1. Eau + propane.
2. Eau + isobutane.
3. Eau + n-butane.

La structure II est constituée de deux types de cavités [9]:

1. 16 cavités constituées de 12 faces pentagonales (512).
2. 8 cavités constituées de 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales (51264).

Cette structure est composée de 136 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :

Structure II : 16M1 8M3 136H<sub>2</sub>O.

Où:

1. M1 représente deux petites cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et référencées 512).
2. M3 représente les huit grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 4 faces hexagonales et référencées 512 64)[16].

#### Hydrates de structure H

La structure H est composée de trois types de cavités [9]:

1. Trois petites cavités constituées de 12 faces pentagonales (512).

2. Une grande cavité constituée de 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales (51268).
3. Deux cavités intermédiaires entourées de 3 faces carrées, 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales (435663).

Cette structure est composée de 34 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :

Structure H: 3M1 2M3 34H<sub>2</sub>O.

Où :

1. M1 représente les petites cavités.
2. M2 représente la cavité intermédiaire.
3. M3 représente la grande cavité[16].

Le Tableau2 résume les données cristallographiques des trois structures.

Tableau 2 Données cristallographiques sur les hydrates.

Structure d'hydrate	SI		SII		SH		
	5 <sup>12</sup>	5 <sup>12</sup> 6 <sup>2</sup>	5 <sup>12</sup>	5 <sup>12</sup> 6 <sup>4</sup>	5 <sup>12</sup>	4 <sup>3</sup> 5 <sup>6</sup> 6 <sup>3</sup>	5 <sup>12</sup> 6 <sup>8</sup>
Type de cavité	5 <sup>12</sup>	5 <sup>12</sup> 6 <sup>2</sup>	5 <sup>12</sup>	5 <sup>12</sup> 6 <sup>4</sup>	5 <sup>12</sup>	4 <sup>3</sup> 5 <sup>6</sup> 6 <sup>3</sup>	5 <sup>12</sup> 6 <sup>8</sup>
Nombre de coordinations totales (z)	20	24	20	28	20	20	36
Nombre de cavité/unités d'hydrates	2	6	16	8	3	2	2
Nombre de cavité/nombre de molécule d'eau (V <sub>m</sub> )	1/13	3/23	2/17	1/17	3/34	2/34	1/34
Nombre de molécules d'eau/unités d'hydrates	46		136		34		
Type du cristal	Cubique		Cubique		Hexagonale		
Taille du réseau (°A)	12		17.2		a = 12.26 c = 10.17		

### Conditions de Formation des Hydrates

Les risques formation d'hydrates est thermodynamiquement possible, les conditions qui favorisent la formation d'hydrates sont de formation d'hydrates se situent à des endroits bien précis dans l'unité là où la[10]:

#### a) Facteurs primaires :

1. **Les basses températures et les hautes pressions** : 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[9].

2. **Présence d'eau dans le gaz :** La formation des hydrates 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[17].
3. **Présence d'hydrocarbures légers :** Seuls les quatre premiers hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane) sont susceptibles de former des hydrates en présence d'eau liquide. A ce jour, on n'a jamais mis en évidence la formation d'hydrates de pentane et d'homologues supérieurs. D'autres corps tels que le gaz carbonique ou l'hydrogène sulfuré peuvent également former des hydrates avec l'eau[9].

### b) Facteurs secondaires :

1. **L'agitation :** L'augmentation de la turbulence de l'écoulement, tels que la vitesse d'écoulement élevée, pulsation de pression et toutes type d'agitation[16].
2. **Présence de petits cristaux d'hydrates:** La présence des fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation telles que microcristaux d'hydrates et particules solides (poussières, oxydes de corrosion) « jouent un rôle catalytique dans la réaction de formation »[6].
3. **Les fluctuations de pression.**

### Point de Rosée Hydrocarbure

Le point de rosée hydrocarbure d'un gaz est déterminé par un couple de valeur de pression et de température. Le point de rosée hydrocarbure d'un gaz soumis à un refroidissement à pression constante est déterminé par la valeur de la température à laquelle apparaît la première goutte de liquide constitué d'hydrocarbures, tous les constituants présents dans le gaz sont également présents dans la goutte mais avec des concentrations plus importantes pour les constituants lourds[16].

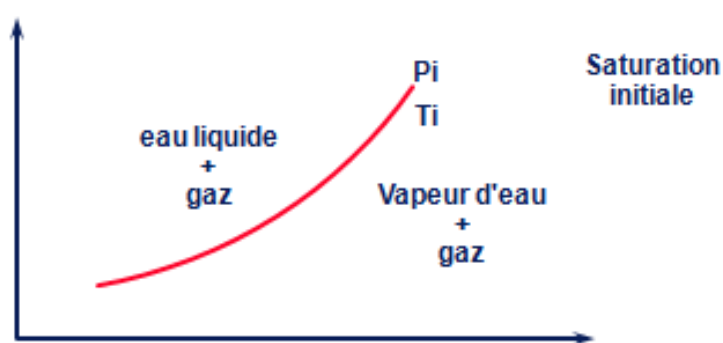


Figure15 Courbe de rosée d'un gaz naturel.

### Courbe (P, T) de Formation d'Hydrates

Les conditions de formation d'hydrates dans un domaine (P, T) sont définies par une courbe séparant le plan en 2 zones (Figure 16). La zone à hautes pressions et basses températures (à gauche de la courbe) est la zone de formation des hydrates[9].

La zone à basses pressions et hautes températures (à droite de la courbe) est la zone de non formation des hydrates[9].

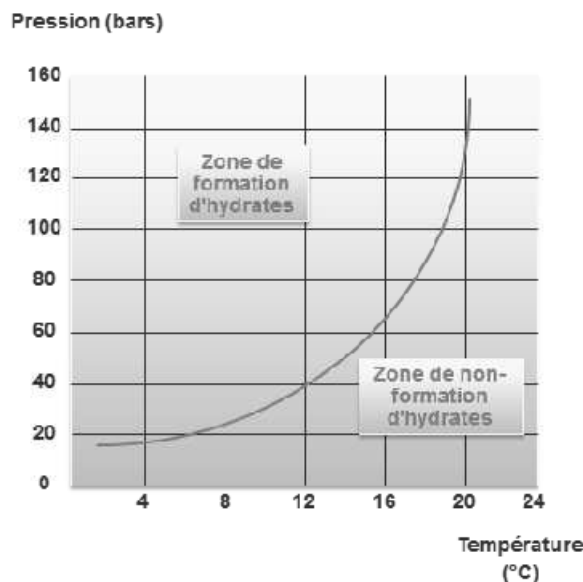


Figure16 Courbe de formation des hydrates.

### 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 abaissant la pression à une température donnée[10].

Si c'est impossible, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs[7].

Les inhibiteurs agissent comme des « antigels » ce sont des solvants miscibles en phase aqueuse qui en modifiant la fugacité de l'eau permettant d'abaisser la température de formation des hydrates[9].

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[2].

Les techniques de prévention d'hydrates sont :

#### 1. Utilisations d'inhibiteurs

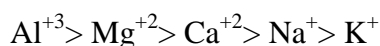
Les inhibiteurs agissent comme des antigels, ce sont des solvants miscibles en phase gazeuse, qui en modifiant la fugacité de l'eau, permettant d'abaisser la température de formation des hydrates[2].

Il est intéressant de souligner que le méthanol a un rôle préventif, c'est-à-dire, qu'il n'est efficace que quand il est injecté avant le début de formation d'hydrates[7].

### 1. Les Sels

Les électrolytes constituent des inhibiteurs très efficaces. Les sels en solution agissent par attraction des dipôles formés par les molécules d'eau ; les molécules d'eau tendent à s'associer avec les ions en solution, plutôt qu'à former un réseau autour des molécules de gaz en solution[10].

Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs correspondent aux cations suivants[2]:



### 2. Les Alcools

Les alcools, notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs[2].

Les glycols présentent l'avantage de pouvoir être facilement récupérés en phase liquide, régénérés par distillation et recyclés, mais l'inconvénient d'être relativement visqueux.

Le méthanol est très fréquemment utilisé soit temporairement pour détruire un bouchon, soit en continu pour éviter la formation des hydrates[10].

### 3. L'ammoniac

L'ammoniac c'est une base et c'est un inhibiteur très efficace mais il est corrosif, toxique en présence d'eau libre et il réagit avec le CO<sub>2</sub> pour donner du bicarbonate d'ammonium (solide). On peut utiliser l'ammoniac comme inhibiteur si le gaz est dépourvu de CO<sub>2</sub>[9].

### 4. Le MEA (mono-éthanol amine)

Elle a été préconisée comme inhibiteur, à une concentration massique donnée (20%)[2]. Elle s'avère plus efficace que le di éthylène glycol (DEG). Son utilisation peut être intéressante si le même solvant est utilisé à l'issue de l'étape de transport pour désacidifier le gaz[9].

### 5. Réduction de Pression

Baisse pression effectuée 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[10].

### 6. Chauffages

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation des hydrates, le chauffage de la conduite est une solution particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, si le transport du gaz est effectué sur une distance relativement importante, cette méthode en général ne suffit pas ou devient d'un coût élevé[4].

Le dispositif d'isolation des conduites est souvent associé à un chauffage d'appoint électrique, le chauffage est assuré soit par des rubans chauffants électriques, soit par induction d'un courant électrique superficiel dans la conduite à chauffer[7].

### 7. Déshydratation du Gaz Naturel

#### Définition de Déshydratation

Le système de déshydratation est conçu pour éliminer l'eau du gaz pour la réduire à une valeur inférieure à 0,1 ppm au moyen des déshydrateurs (à lit de tamis moléculaire...)[1]. La déshydratation est la technique de prévention d'hydrates la plus commune appliquée aux centres de traitement de gaz. Les systèmes de production peuvent aussi réduire le débit d'eau dans les conduites[10].

#### Pourquoi déshydrater le Gaz Naturel ?

La présence d'eau provoque différents problèmes dans une installation[7]:

1. Risque de corrosion des pipes (surtout en présence de gaz acide).
2. Risque de formation des hydrates (bouchages).
3. Écoulement diphasique et augmentation de la perte de charge.
4. Risque de solidification dans les procédés cryogéniques.
5. Diminution du pouvoir calorifique du gaz.

Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz au moyen de techniques de déshydratation appropriées.

#### Les Techniques de Déshydratation du Gaz

Les procédés de déshydratation peuvent être divisés en cinq catégories principales[18]:

1. Déshydratation par condensation par refroidissement.
2. Procédé de détente - réfrigération.
3. Déshydratation par absorption.
4. Déshydratation par membrane
5. Déshydratation par adsorption.

### 1. Déshydratation par Condensation par refroidissement.

La teneur en eau du gaz naturel au point de saturation diminue lorsque la pression augmente ou la température diminue. Par conséquent la compression ou le refroidissement est généralement utilisés comme étape de pré-déshydratation, avant un procédé d'adsorption ou d'absorption. La température minimale ou pression maximale est déterminés par les conditions de formation d'hydrates[18].

### 2. Procédé de détente-refrigération

Le procédé consiste à former volontairement des hydrates par détente du gaz contenant de l'eau à des points de rosée assez bas afin de les éliminer et d'éviter une formation ultérieure[18].

### 3. Déshydratation par absorption

Le séchage du gaz naturel est assuré dans ce cas par un lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau ; ce solvant est le plus souvent le glycol. Le gaz déshydraté sort en tête de colonne ; le glycol sortant en fond est régénéré par distillation et recyclé. Le tri-Ethylène Glycol (TEG) représente le meilleur compromis cout/performances et il est le plus fréquemment employé[10] (Voir la Figure 17).

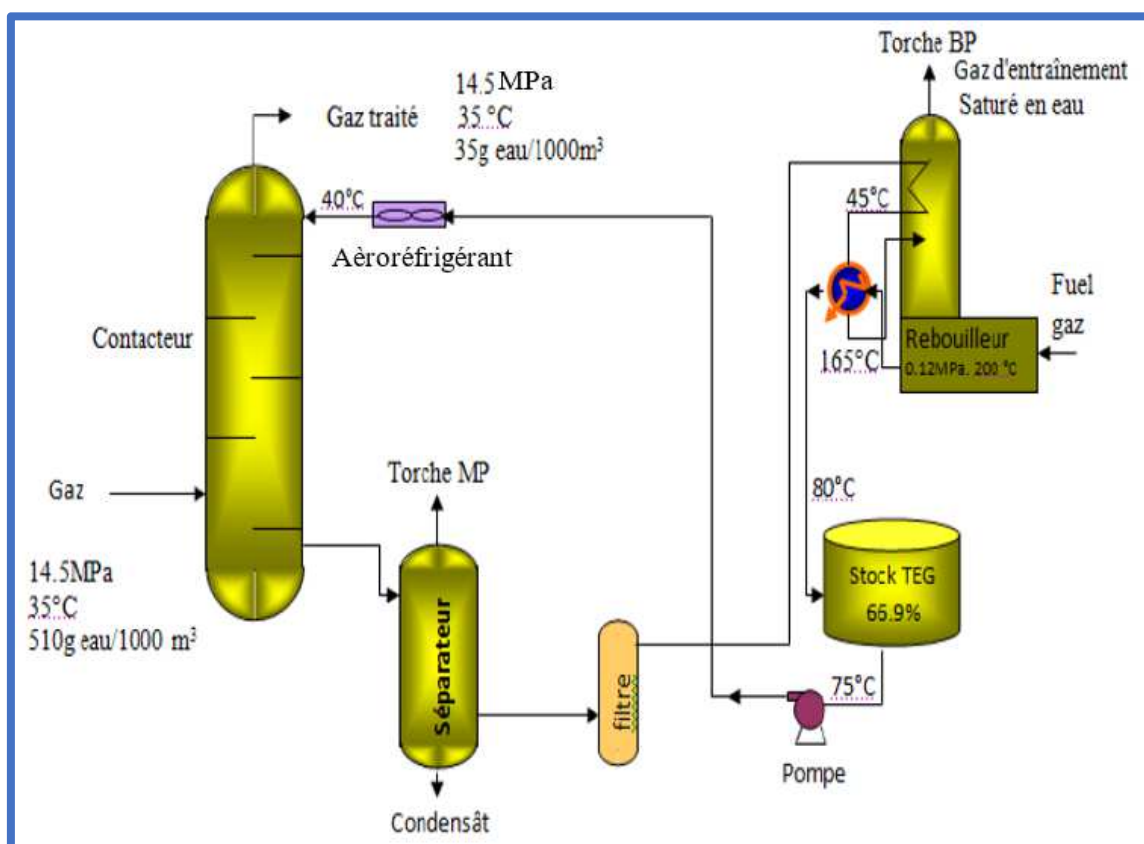


Figure17 Unité de déshydratation de gaz naturel au tri éthylène glycol.



Le Tableau 3 présente les principales propriétés physiques des glycols commerciaux[7].

Tableau 3 Les propriétés physiques des glycols commerciaux.

	Ethylène glycol	Di éthylène glycol	Tri éthylène glycol	Tétra éthylène glycol
sigle	EG	DEG	TEG	T4EG
Formule chimique globale	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$	$C_8H_{18}O_5$
Masse molaire (Kg/Kmol)	62.068	106.122	150.175	194.228
Point de fusion (°C)	-13.00	-10.45	-7.35	-5.00
Point d'ébullition (°C/101325Pa)	197.30	245.00	277.85	307.85
Tension de vapeur à 25 °C(Pa)	12.24	0.27	0.05	0.007
Masse volumique à 25 °C (Kg/m <sup>3</sup> )	1110	1115	1122	1122
Viscosité absolue à 25°C (Pa.S)	0.01771	0.030321	0.030989	0.04271
Chaleur spécifique à 25 °C (J/Kg.K)	2395	2307	2190	2165
Point d'éclair	111.11	123.89	176.67	196.11

#### 4. Déshydratation par membrane

Dans les procédés à membrane le gaz passe à travers une membrane qui le sépare de l'eau. Les procédés membranaires ont un rendement en teneur en eau entre 20 et 100 ppm[17] (Voir la Figure 18).

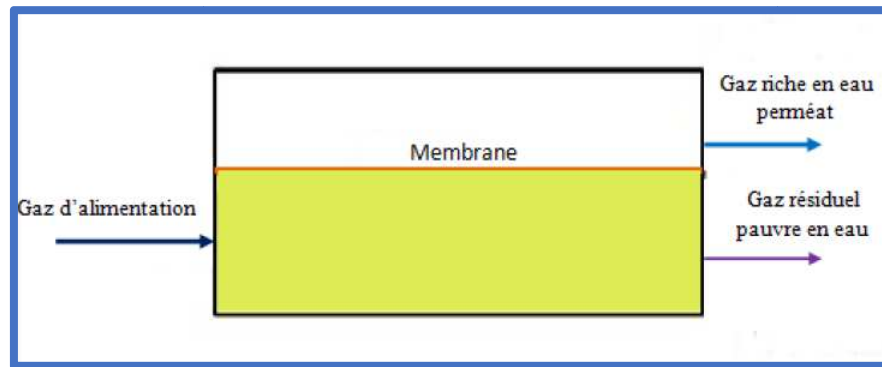


Figure18 Schéma de déshydratation par membrane.

### 5. Déshydratation par adsorption.

Par définition l'adsorption est un transfert de matière d'une phase gazeuse à une phase solide appelé dessiccant. Au cours de l'adsorption, le gaz à traiter est envoyé sur le lit adsorbant qui fixe l'eau [10].

**Le procédé de déshydratation utilisé à la complexe HAMRA est le procédé d'adsorption qui est généralement le procédé le plus utilisé. Dans que se suit, nous allons expliquer en détails le procédé d'adsorption.**

### 6. La Déshydratation par Adsorption

#### Historique

Les premiers adsorbants utilisés, il y a plusieurs siècles, furent développés les argiles et les terres décolorantes, puis à la fin du 21<sup>em</sup> siècle furent développées les charbons actifs. La première guerre mondiale vit apparaître les gels de silice, puis, dans les années 1939 - 1940, les alumines activées. En 1945 sont reconnues les propriétés d'adsorption exceptionnelles des zéolithes naturelles : en 1950, les premières zéolithes synthétiques ouvrent la voie au développement des tamis moléculaires comme catalyseurs et adsorbants[6].

#### Définition de l'adsorption

L'adsorption est le processus au cours duquel des molécules d'un fluide (gaz ou liquide), appelé un adsorbat, viennent se fixer sur la surface d'un solide, appelé adsorbant. Par la surface du solide, on sous-entend les surfaces externes et internes engendrées par le réseau de pores et cavités à l'intérieur de l'adsorbant[7]. Donc lorsque les molécules gazeuses sont en contact avec une surface solide, la vapeur d'eau dissoute dans le gaz est d'abord condensée dans les pores puis maintenues à la surface des pores par des forces qui dépendent des réactions ou des interactions physiques[2].

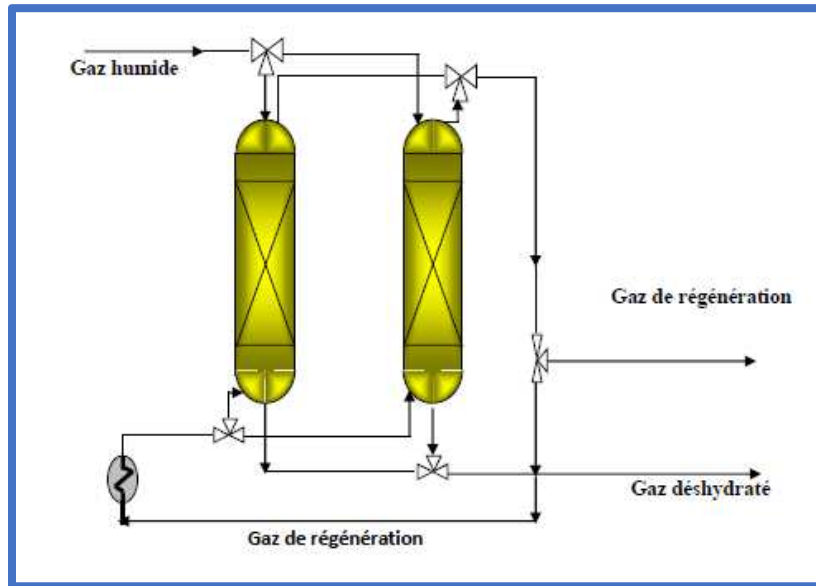


Figure19 Procédé de déshydratation par adsorption.

D'une façon générale on admet deux types d'adsorption:

#### L'adsorption physique :

L'adsorption physique ou physisorption intellectuelle implique des liens faibles, du type de forces Van der Waal, semblable à ceux impliqués dans la monétisation, ça arrive bien avant que le gaz atteigne une pression égale à la pression de la vapeur de saturation, les températures sont très basses et proches du point d'ébullition au stade absorbé, sont dans Le dépôt de vapeur réversible général peut être comparé à un mur froid. L'équilibre est obtenu lorsque les taux d'évaporation et de condensation sont égaux. Adsorption physique Alors préférez une température basse[4].

Donc l'adsorption physique est caractérisée par:

1. Mise en jeu des forces résiduelles de Van Der Waals.
2. Elle est exothermique (dégagement de chaleur).

#### L'adsorption Chimique:

Dans d'autres cas, l'adsorption implique des énergies de liaison importantes. On parle puis adsorption chimique ou chimisorption. L'adsorption chimique est accompagnée d'un changement profond dans la distribution des charges électroniques des molécules adsorbées Les forces impliquées sont du même type que celles impliquées dans l'entraînement liaisons chimiques. Souvent irréversible (ou à peine réversible) et génère un couche mono-moléculaire[4].

Donc l'adsorption chimique est caractérisée par:

1. Mise en jeu des forces d'attraction dues aux liaisons chimiques ioniques.

2. Elle est sélective mais la désorption nécessite une température élevée.

Le Tableau 4 est une comparaison entre l'adsorption physique et l'adsorption chimique :

Tableau 4 Comparaison entre l'adsorption physique et l'adsorption chimique.

propriétés	Adsorption physique	Adsorption chimique
Types de liaison	Liaison de Van Der Waals	Liaison chimique
Température du processus	Relativement faible comparé à la température d'ébullition de l'adsorbat	Plus élevée que la température d'ébullition de l'adsorbat
Désorption	Facile	Difficile
Cinétique	Rapide, indépendant de la température	Très lente
Chaleur d'adsorption	Inférieur à 10kcal/mol	Supérieur à 10kcal/mol
Energie mise en jeu	Faible	Elevée
Type de formation	Formation en multicouche et monocouche	Formation en monocouche

#### La désorption

La désorption est l'opération inverse de l'adsorption, elle peut être effectuée par différentes méthodes[4] :

3. Abaissement de la pression.
4. Balayage par un gaz inerte, ou par du gaz traité, pour abaisser la pression partielle du constituant à désorber.
5. Chauffage pour accélérer la désorption mais suivant une procédure évitant les chocs thermiques.

#### Adsorbants utilisés industriellement

Les adsorbants utilisés industriellement sont généralement de synthèse :

1. Alumine activée
2. Gel de silice (silica-gel)
3. Charbon actif

4. Terre naturelle et terre activée
5. Tamis moléculaires

Ils sont souvent sous forme de billes, extrudés, pastilles, de taille appropriée à l'application envisagée[6]. Dans le Tableau 5 une comparaison entre les propriétés des différents adsorbants est effectuée[18].

Tableau 5 Comparaison des propriétés physique et chimique des adsorbants.

	Alumine activée	Silica gel	Tamis moléculaire
Principaux composants :	-	99.8%	40-42%
SiO <sub>2</sub>	99%	-	33-36%
AL <sub>2</sub> O <sub>3</sub>			
Surface spécifique (m <sup>2</sup> /g)	300-350	750	700-800
Volume des pores (ml/g)	0.35	0.43	0.30
Diamètre moyen des pores (Angstrom)	40	22	3A°-4A°-5A°-10A°
Stabilité chimique :			
Acide	Instable	Inerte	Instable
Alcalin	Instable	Inerte	Instable
Activité catalytique	Elevée	Basse	Elevée, mais seulement quand la molécule entre dans les pores
Température moyenne de régénération °C	170-200	200-270	200-300
Capacité d'adsorption de l'eau à des températures ambiantes Kg d'eau/100 Kg	19	42	22 Type 4A° 21.5 Type 5A° 28.5 Type 13X

absorbant			
-----------	--	--	--

#### Caractéristiques des adsorbants

Un adsorbant doit présenter les caractéristiques suivantes[6]:

1. Capacité importante d'adsorption
  2. Adsorption réversible permettant de régénérer l'adsorbant
  3. Bonnes propriétés mécaniques (résistance à l'écrasement)
  4. Une inertie chimique
  5. Densité élevée (occupe un volume faible dans la colonne)
  6. Pas d'effet de dilatation de volume avec la température
  7. Faible dégradation des performances en fonction de la durée de service
1. Cinétique d'adsorption rapide
  2. Faible perte de charge

#### Facteurs influençant sur l'adsorption

L'adsorption des constituants diffère d'un composé à un autre et cela dépend surtout des caractéristiques suivantes[6]:

1. La composition chimique, les propriétés physiques et la configuration de la surface de l'adsorbant
2. Les propriétés de l'adsorbat (la masse moléculaire, la polarité et la pression de vapeur)
3. La concentration de l'adsorbat dans le fluide
4. La température et la pression du système

#### 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[18]:

1. Aptitude de fournir des points de rosée très bas (inférieur à  $-60^{\circ}\text{C}.$ ).
2. Insensibilité du dessicant aux variations modérées de température, de débit ou de pression du gaz.
3. Simplicité de fonctionnement et de conception des unités.

4. Non corrosif et non toxique.
5. Pertes de charge modérées

Le procédé présente les inconvénients suivants :

6. Coût initial important.
7. Besoins calorifiques pour la régénération relativement importants.
8. Pertes de performances et d'efficacité avec le temps d'où nécessité de procéder à des changements
9. Chute de pression en générale plus élevée.

**Dans ce qui suit, nous allons nous intéresser à l'adsorption par tamis moléculaires.**

## **10. Les Tamis Moléculaires**

### **Définition de déshydrateur**

C'est une colonne verticale qui sert à sécher le gaz humide par adsorption constituée essentiellement de tamis moléculaires pour éliminer les particules d'eau[17].

### **Description des Tamis Moléculaires**

Le tamis moléculaire est un matériel solide et poreux qui a la propriété d'agir comme un tamis à l'échelle moléculaire. C'est un adsorbant qui a la capacité de retenir certaines molécules à l'intérieur de ses pores[1].

Ce sont des cristaux de zéolithe synthétique de métal silico-aluminates et leur régénération exige une température très élevée. Une large utilisation dans le domaine de déshydratation du gaz naturel[12].

La structure cristalline des zéolithes utilisées forme des cavités constituant un réseau microporeux. Cette structure comporte des cations qui est un rôle de compensation de charge ; selon leur nature, la taille des cavités d'accès varie. Donc, il est adsorbé l'eau au sein de la structure micro poreuse tout en excluant les hydrocarbures[6].

Les tamis moléculaires permettent d'obtenir des puretés du gaz traitée très élevée (teneur en eau de l'ordre 0.03 ppm), mais il s'agit d'une technique relativement coûteuse[6].

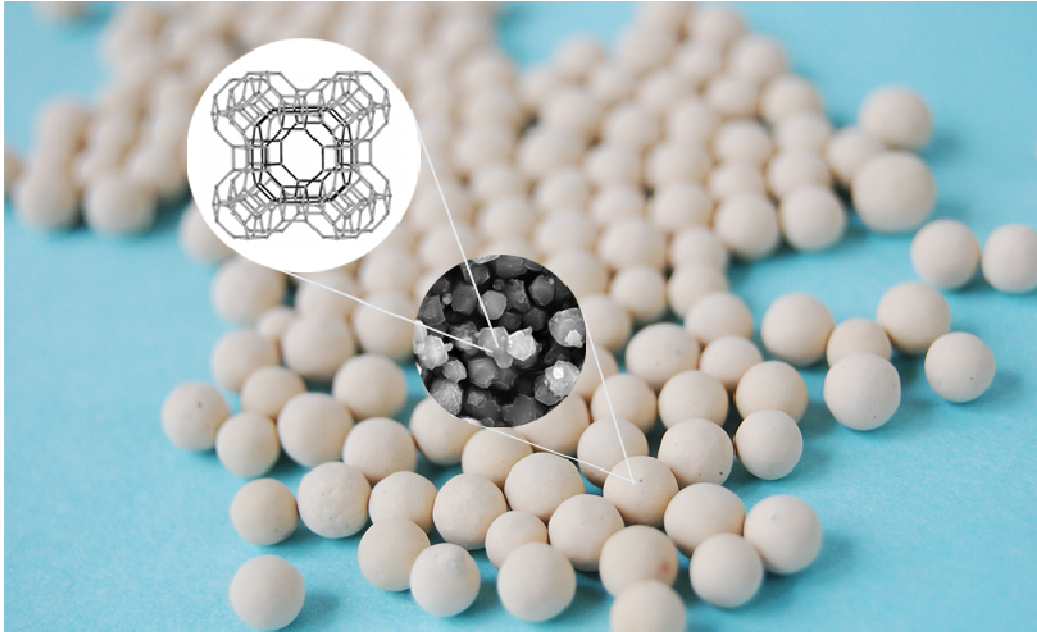
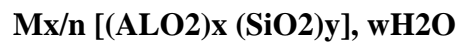


Figure 20 Structure des tamis moléculaires.

### Les Zéolithes

Les tamis moléculaires sont des zéolites cristallines ayant une formule chimique de base[12]:



Avec :

1. N étant la valence du cation M
2. x et y des nombres entiers avec  $y/x$  égal ou supérieur à 1.
3. w le nombre de molécules d'eau par maille[6].

Le réseau cristallin est constitué par l'arrangement tridimensionnel de tétraèdres  $[SiO_4]$  et  $[AlO_4]^-$  liés par leurs sommets[6].

Les tétraèdres sont formés par quatre atomes d'oxygène occupant les sommets et entourant soit un atome de silicium ou d'aluminium placé au centre (Voir Figure 21).



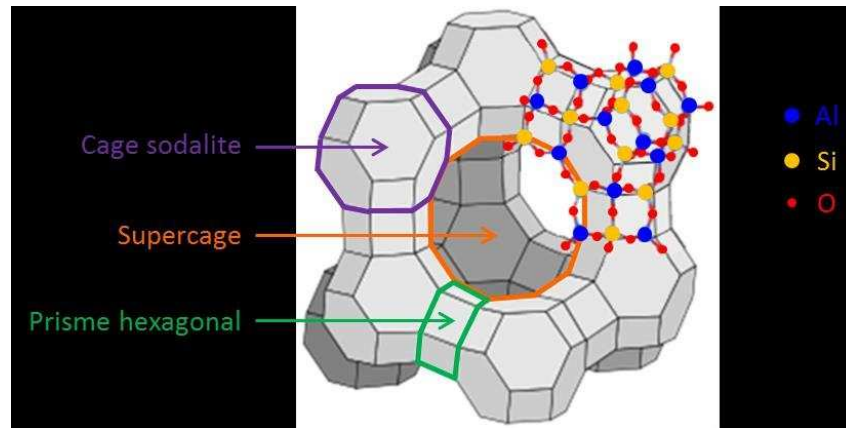


Figure 21 Structure de Zéolithes.

Les tamis moléculaires sont 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'adsorbât sont suffisamment petites, et de forme convenable pour pénétrer dans les pores d'où le nom de tamis moléculaire.

Les tamis moléculaires obtenus par la plupart des procédés, se présentent sous forme de petits cubes. Pour faciliter leur utilisation en phase gazeuse, il est nécessaire de les mettre sous une forme convenable : sphérique, cylindriques ou extrudés[18].

Plusieurs espèces de zéolites sont connues, qui diffèrent dans leurs compositions chimiques, leur structure cristalline et leur propriétés d'adsorption[12]. Les zéolithes utilisées sont de types[6]:A (3A, 4A, 5A) et X.

On distingue deux types:

#### Type A :

Ce Type de tamis moléculaire possède une structure cristalline cubique avec des pores de diamètre qui varie suivant le cation de compensation entre 3 et 5 Å. La forme sodium (4Å) a un diamètre de 4.2 Å. Sa formule chimique est  $\text{Na}_{12}[(\text{AlO}_2)_{12}(\text{SiO}_2)_{12}]x\text{H}_2\text{O}$  ou x représente le nombre de molécule d'eau. Par remplacement des ions sodium par le potassium ou le calcium, on obtient respectivement les tamis moléculaires types 3Å et 5Å[18].

#### Type X :

Type de tamis moléculaire ayant une structure cristalline de diamant avec des pores de diamètre qui varie de 9 à 13 Å. La charge électrique globale est équilibrée par des cations. Sa forme sodium est représentée par la formule  $\text{Na}_{86}[(\text{AlO}_2)_{86}(\text{SiO}_2)_{106}]x\text{H}_2\text{O}$ [18].

#### Composition chimique des tamis moléculaires [6]

1. 3A : 0.6 K<sub>2</sub>O: 0.40 Na<sub>2</sub>O : 1 Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> : 2.0 ± 0.1SiO<sub>2</sub> : x H<sub>2</sub>O

2. **4A** : 1 Na<sub>2</sub>O: 1 Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>: 2.0 ± 0.1 SiO<sub>2</sub> : x H<sub>2</sub>O
3. **5A** : 0.80 CaO : 0.20 Na<sub>2</sub>O : 1 Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>: 2.0 ± 0.1 SiO<sub>2</sub>: x H<sub>2</sub>O
4. **13X** : 1 Na<sub>2</sub>O: 1 Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> : 2.8 ± 0.2 SiO<sub>2</sub> : xH<sub>2</sub>O

La composition typique du tamis moléculaire UOP UI 94 est donnée dans le Tableau 6 suivant[6]:

Tableau 6 composition chimique du tamis UOP UI94

Composition	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	CaO	MgO	Fe <sub>2</sub> O	TiO <sub>2</sub>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>
UOP UI-94 1/8" (%mass)	35-36	46-47	15-16	<1	<1	<0.5	<1	<0.5	<0.5

Le Tableau 7 suivant représente les différents types des tamis moléculaires[2]:

Tableau 7 Différents types des tamis moléculaires.

Type	Diamètre des pores (Å <sup>0</sup> )	Molécules adsorbées	Application
3A	3	Molécules avec diamètre effectif <3Å <sup>0</sup> H <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	Utilisé pour sécher les liquides polaires tels que le méthanol.
4A	4	Molécules avec diamètre effectif <4Å <sup>0</sup> CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Utilisé pour le séchage des vapeurs des hydrocarbures insaturés.
5A	5	Molécules avec diamètre effectif <5Å <sup>0</sup>	Sert à séparer les paraffines normales des cycles hydrocarbonés par un processus d'adsorption sélective.
10X	8	Isoparaffines, oléfines, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> molécules avec diamètre effectif <8Å <sup>0</sup>	Sert à la séparation des hydrocarbures pour le séchage des gaz et la purification de l'air.

**Les caractéristiques des tamis moléculaires**

### Chapitre III: Généralités sur les hydrates et Etude de Déshydrations du gaz

Les caractéristiques de base des tamis moléculaires sont présentées dans le Tableau 8[2]:

Tableau 8 Caractéristiques générales des tamis moléculaires.

Type de base	Diamètre minimal des pores (Å°)	Forme commune	Capacité d'adsorption H <sub>2</sub> O, % mass	Molécules adsorbées	Applications
3A	3	Poudre		Molécules avec un diamètre effectif <3 angströms, y compris H <sub>2</sub> O et NH <sub>3</sub>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Séchage des gaz craqués (séchage d'oléfines)</li> <li>2. Séchage des liquides organiques</li> </ol>
		1/16in bâtonné	23		
		1/8in bâtonné	20		
		8×12 granulé	20		
		4×8 granulé	20		
4A	4	Poudre		Molécules avec un diamètre effectif <4 angströms, y compris éthanol, H <sub>2</sub> S et C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , et C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Séchage de l'hydrogène</li> <li>2. Séchage de gaz d'hydrocraquage</li> <li>3. Séchage d'air à basse pression</li> <li>4. Séchage de gaz naturel</li> <li>5. Elimination de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> du gaz naturel</li> <li>6. Séchage des liquides organiques</li> </ol>
		1/16in bâtonné	28.5		
		1/8in bâtonné	22		
		8×12 granulé	22		
		4×8 granulé	22		
		14×30 Mesh	22		

5A	5	Poudre 1/16in granulé  1/8in granulé	28 21.5 21.5	Molécules avec un diamètre effectif <5 angströms, y compris n-C <sub>4</sub> H <sub>5</sub> OH, de C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> à C <sub>22</sub> H <sub>46</sub>	Séparation des n-paraffines des iso-paraffines et les hydrocarbures cycliques
10X	8	Poudre 1/16in bâtonné  1/8in bâtonné	36 28 28	Molécules avec un diamètre effectif <8 angströms, y compris les iso-paraffines et les oléfines.	Séparation des hydrocarbures aromatiques.

### Les avantages des tamis moléculaires

1. Une dégradation lente avec le temps.
2. La diminution de la capacité d'adsorption avec l'augmentation de la température est moins prononcée.
3. Une capacité d'adsorption élevée à des concentrations faibles de l'adsorbant.
4. 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[2].

### Mécanisme l'adsorption

Au cours de l'adsorption d'une espèce sur un solide, le transfert de masse des molécules se fait de la phase fluide vers le centre de l'adsorbant. Ce processus s'opère au sein d'un grain d'adsorbant en plusieurs étapes[4] :

5. 1ère étape : **La diffusion externe:** le transfert des molécules de soluté de la phase liquide externe vers la phase liquide liée à la particule solide (par diffusion et par convection).
6. 2ème étape : **La diffusion interne:** le transfert du soluté à travers le film liquide vers la surface externe de l'adsorbant (caractérisé par le coefficient de transfert  $K_f$ ).

7. 3ème étape : **Diffusion de surface** : pour certains adsorbants, il peut exister également une contribution de la diffusion des molécules adsorbées le long des surfaces des pores à l'échelle d'un grain d'adsorbant.
8. 4ème étape : **L'adsorption**.

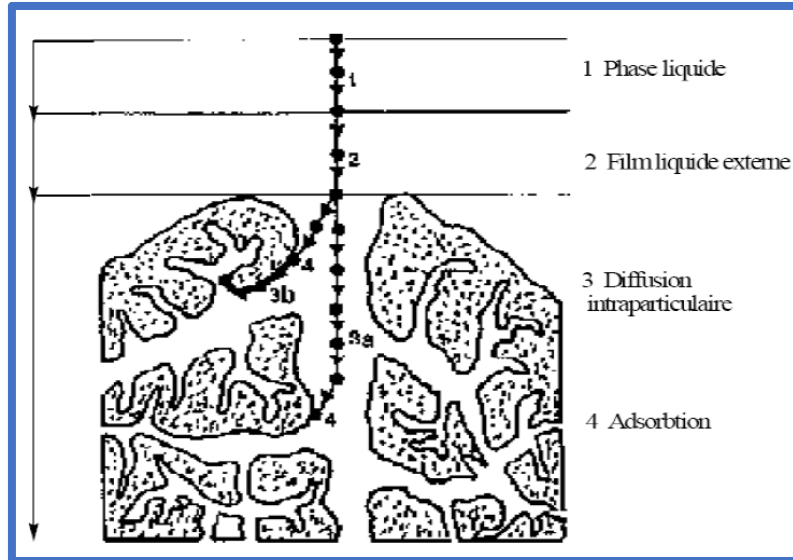


Figure22 Différentes étapes de transfert d'un soluté lors de son adsorption sur un matériau microporeux

## 9. Description de la section de déshydratation du gaz

La section de déshydratation consiste en un système à trois lits à tamis moléculaire type 4A devant fournir un gaz à moins de 1ppmV en eau pour prévenir toute congélation dans la section froide, partie traitement. L'opération des sécheurs est automatique et leur efficacité est surveillée en continu par un analyseur d'eau situé en aval de l'installation.

L'adsorption se fait à chaque instant dans une zone bien définie du lit. Cette portion du lit (zone où se produit l'adsorption) est appelée : zone de transfert de matière (ZTM).[12]

### 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 au lit de tamis moléculaire, s'effectue au sein d'une zone appelée : zone de transfert de masse[6](Voir Figure 23).

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)[6]. A l'entrée de ZTM la teneur en eau du gaz est encore à son niveau de départ, tandis qu'au la sortie, ce niveau est réduit aux spécifications du gaz traité. La ZMT est la distance que doit parcourir un gaz pour que sa concentration en H<sub>2</sub>O chute à zéro[12].

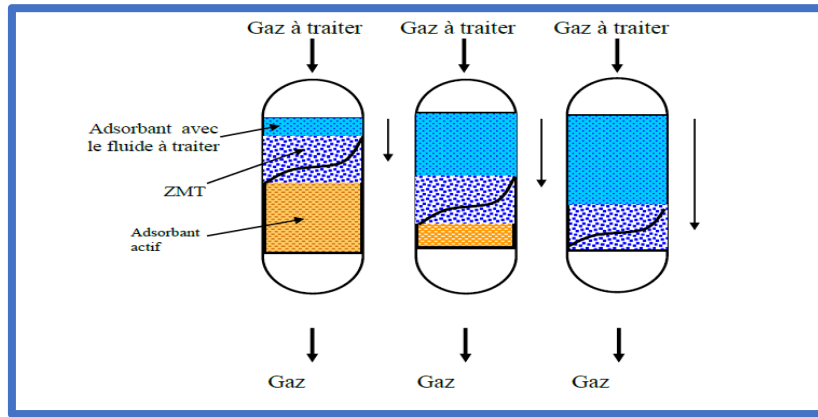


Figure23 Evolution de la zone de transfert de matière au cours du temps.

A mesure que la durée d'adsorption augmente la zone de transfert de matière se déplace lentement de l'entrée vers la sortie du ballon, lorsque la partie inférieure de la ZTM atteint l'extrémité, le point de rosée du gaz traité commence à s'élever assez lentement d'abord et puis très rapidement : C'est le point de saturation, le lit est dit (saturé), et il est nécessaire de procéder à la régénération des tamis moléculaires[12](Voir Figure 24).

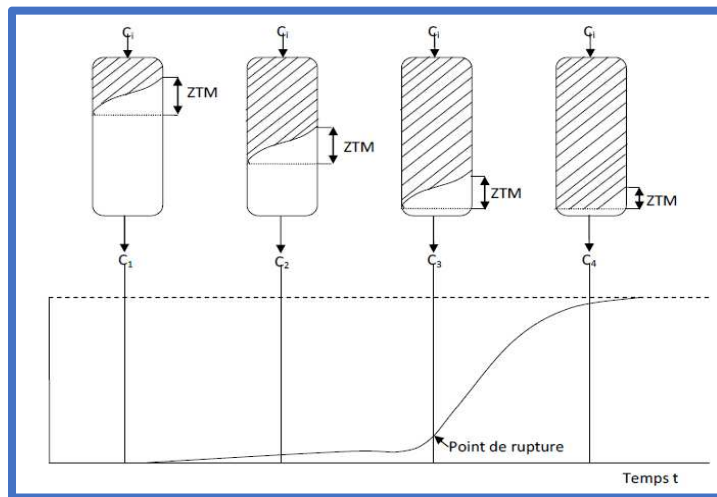


Figure24 Adsorption idéale en colonne (ZMT).

La zone de transfert de masse est influencée par :

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

### 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[18].

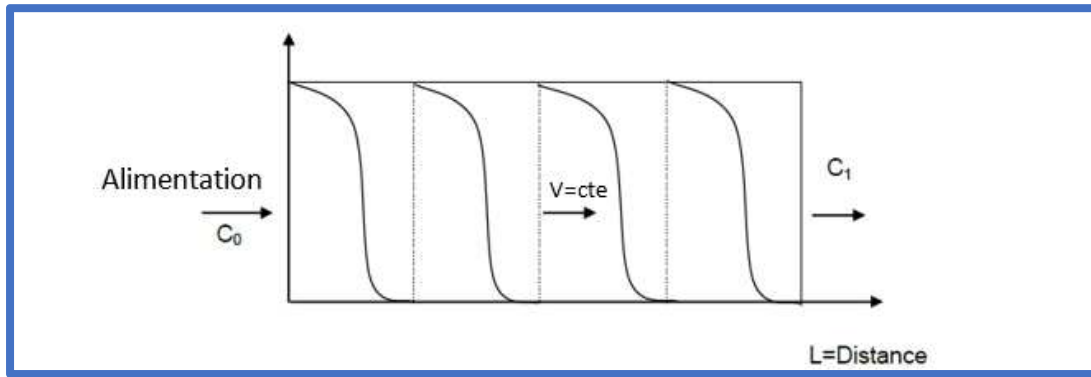


Figure25 Evolution de la concentration de l'adsorbat au cours de l'adsorption.

#### 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[18].

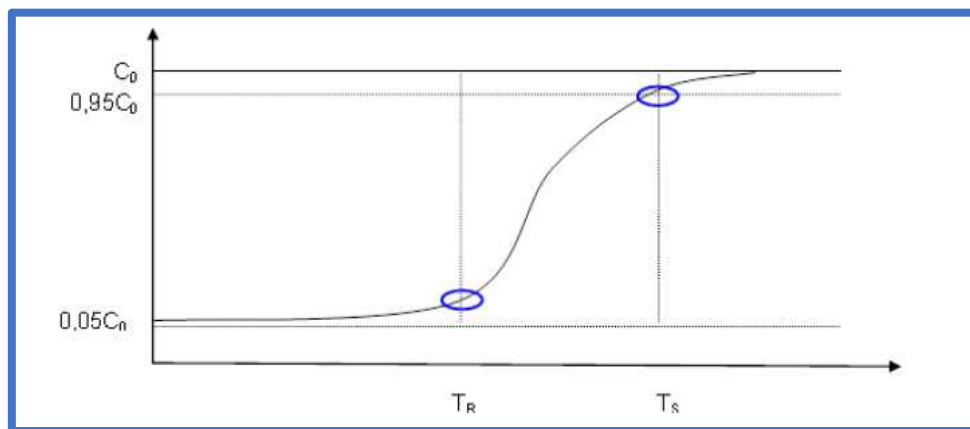


Figure26 Représentation d'une courbe de rupture.

TR : Temps de rupture

TS : Temps de saturation

#### 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 du système dans lequel évolue l'adsorbat, d'autres sont fonction de l'adsorbant lui-même. Cependant, ils exercent tous sans exception, une influence sur le phénomène de transfert de masse[6].

#### Température

La capacité à l'équilibre des tamis moléculaires décroît au fur et à mesure que la température augmente. Tout phénomène d'adsorption s'accompagne d'un dégagement de chaleur (chaleur d'adsorption) et il en résulte une élévation de température. A cause de cet effet thermique, la capacité utile de l'adsorbant se trouve donc réduite[6].

### **Pression**

La pression de service n'a pas une grande importance en ce qui concerne le comportement des tamis moléculaires, à partir du moment où elle se situe dans la gamme des valeurs habituellement utilisées dans les installations industrielles de traitement de gaz et de liquides. Toutefois, une augmentation de la pression globale du système provoque un accroissement de la pression partielle du produit à adsorber, et l'on prévoit dans ce cas une capacité d'adsorption plus élevée[6].

### **Concentration**

La capacité d'adsorption des tamis moléculaires augmente si la concentration du produit à adsorber croît. Le plus grand avantage des tamis moléculaires réside dans l'obtention de capacités d'adsorption élevées pour de faible concentration du produit à adsorber[6].

### **Phase**

La phase (liquide ou gazeuse), dans laquelle les tamis moléculaires opèrent influence très largement la hauteur de la zone de transfert de masse. La vitesse d'adsorption en phase liquide est pratiquement égale à 1/10 de la vitesse d'adsorption en phase gazeuse. Ceci signifie que la vitesse de passage d'un système liquide doit être relativement faible pour maintenir la hauteur de la zone de transfert de masse, et par conséquent celle de la colonne, dans un ordre de grandeur raisonnable [6].

### **Vitesse de passage**

La possibilité de compenser une vitesse de transfert de masse faible par un temps de contact prolongé est applicable dans certaines limites. Une vitesse de passage trop faible pourrait soulever des problèmes de distribution. En phase gazeuse, les vitesses superficielles les plus favorables varient entre 5 et 15 mètres par minute. Par ailleurs, on ne doit pas descendre en dessous de limite correspondant au régime turbulent, car au régime laminaire, le transfert de masse s'effectue dans de mauvaises conditions. Par contre, une vitesse de passage trop élevée pourrait entraîner la formation de tourbillons [6].

### **Disposition des composants du lit**

Le déshydrateur (10V04A/B/C) est une colonne, constituée d'une virole et de deux fonds bombés, il comporte[10]:

1. Deux distributeurs, d'entrée et de sortie.



2. Plusieurs tubulures (deux trous d'hommes, un évent).
3. Un support pour le lit.
4. Des poutres et des grilles capables de supporter le lit du tamis.
5. Une grille constituée par une toile métallique de 12 Mesh (grille) au-dessous du lit du tamis moléculaire.
6. Une grille constituée par une toile métallique de 20 Mesh surmontée d'une autre toile de 12 Mesh et sur une autre de 4 Mesh placée au-dessous du lit de billes en céramique de 1/2".
7. Une couche de 150 mm de billes en céramique de 1/2"
8. Une couche de 75 mm de billes en céramique de 1/4"
9. Une couche de 3280 mm de tamis moléculaire de type UOP UI 94.
- 10.** Une couche de 150 mm de bille en céramique de 1/2".

La configuration interne des déshydrateurs (10V04A/B/C) est la suivante :

Les déshydrateurs comportent au fond des charpentes et des grilles de support métalliques sur lesquelles repose une couche de 175 mm de billes de céramique 1/2" et 75 mm de céramique 1/4". Une grille de séparation sépare la céramique du lit de tamis moléculaires.

Une seconde grille sépare le lit de tamis de la couche supérieure de céramique 1/2" d'une hauteur de 150mm. La couche supérieure de céramique assure une bonne distribution du gaz à travers les déshydrateurs tandis que la couche inférieure est conçue pour absorber les chocs thermiques lors des passages de la phase d'adsorption à la phase de régénération (changement brusque de température). La Figure 27 représente un schéma de ce lit [18]:

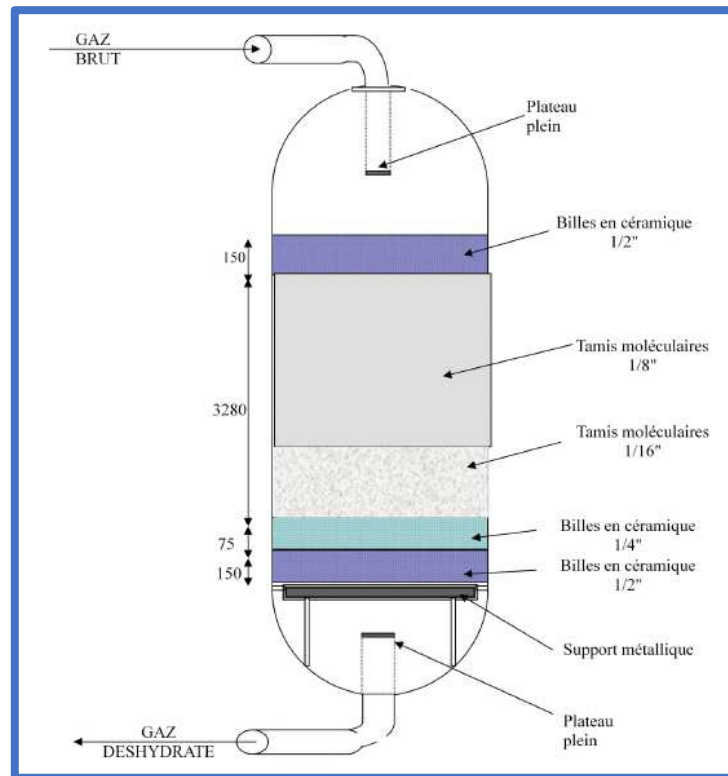


Figure27 Schéma d'une colonne de déshydratation.

La Figure 28 représente les différents composants constituant la charge du déshydrateur (10V04A/B/C).

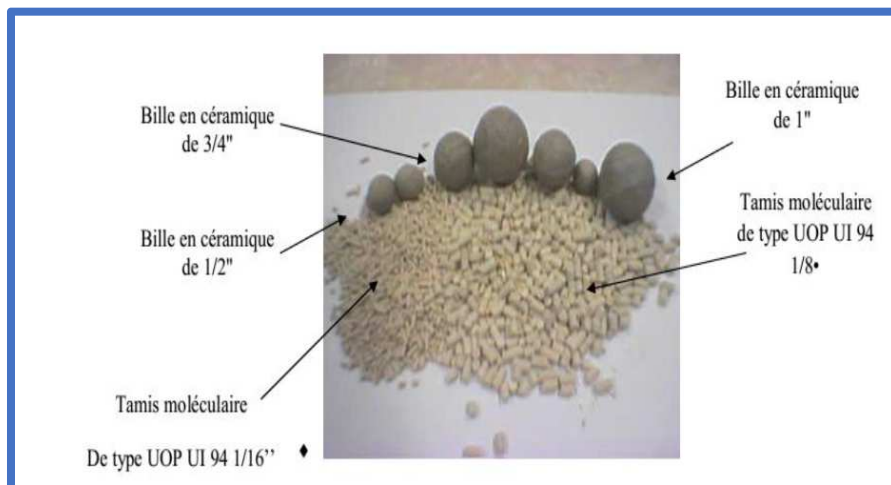


Figure28 Présentation d'une charge du déshydrateur.

### Rôle des billes céramiques:

Les billes en céramiques se trouvant dans le sécheur (10V04A/B/C) du gaz n'interviennent pas dans le phénomène d'adsorption, par contre elles ont un rôle bien spécifique qui se résume dans ce qui suit[10]:

### 1. Rôle des billes céramiques de la Partie basse du sécheur

Les billes céramiques ( $\varnothing 1/2$  et  $1/4$ ) constituant un support du tamis moléculaire et lui évite son passage à travers les grilles lors de l'adsorption. L'adsorption et l'acier ont des coefficients différents ce qui engendrera un broyage et une formation des poussières durant le cycle de régénération. La poudre des tamis ainsi formée colmatage les ouvertures des grilles d'où il va en résulter une diminution du débit et création de tuyères à gaz qui vont créer un passage préférentiel du gaz érodant gravement le tamis.

Avec une régénération ascendante, cette couche de billes céramique réalise avec une amélioration de la distribution gazeuse surtout si la pression différentielle du tamis est importante[10].

### 2. Rôle des billes céramique de la partie haute de sécheur

Les billes céramiques ( $\varnothing 1/2$ ) sont d'une utilité importante dans notre cas, car elles évitent une formation de dunes de tamis moléculaires. Ces perturbations sont provoquées par les turbulences du gaz à l'entrée du sécheur (10V04A/B/C).

Les billes céramiques jouent un rôle de supports, de protecteur, de diffuseur de gaz et n'interviennent pas dans le phénomène d'adsorption qui est assuré par les tamis moléculaire ( $1/16$ " et  $1/8$ ") [10].

### Régénération des tamis moléculaires

Il existe dans le domaine de traitement du gaz quatre (04) méthodes de régénération à savoir[12]:

1. Régénération par chauffage (Thermal Swing) ;
2. Régénération par dépressurisation (Pressure Swing) ;
3. Régénération par entrainement ;
4. Régénération par déplacement.

### Régénération par chauffage (Cas de Complexe HAMRA)

Cette méthode consiste à porter le déshydrateur (10V04A/B/C) à une température élevée, le corps adsorbé quitte la surface du tamis moléculaires et se trouve rapidement éliminé par un courant gazeux qui traverse le déshydrateur (10V04A/B/C) du bas vers le haut. Ce type de régénération peut être réalisé à une légèrement inférieure et une température de l'ordre de 200 à 300°C[12].

Généralement ce type de régénération est composé de trois phases :

1. Phase de chauffage ;
2. Phase de refroidissement ;
3. Phase de standby.

### 4. Etude de Cycle d'Adsorption

#### Adsorption

Une opération qui dure 4 heures, elle est réalisée en haute pression  $80.6 \text{ kg/cm}^2$ . Le gaz provenant de la compression 2<sup>ème</sup> étage est dirigé par l'intermédiaire des vannes d'adsorption sur le sécheur en question. Une fois le gaz débarrassé de son eau, il est envoyé vers la section traitement en transitant par les filtres [10].

#### Chauffage

Le gaz sortant des fours à une température de  $290^\circ\text{C}$  passe sur le tamis moléculaire à désorber pendant 3 heures et 45 minutes. A la sortie de la tour à régénérer le fluide contenant l'eau en vapeur est réinjecté au refoulement 2<sup>ème</sup> étage compression en amont des aéroréfrigérant[10].

#### Refroidissement

Elle se déroule en 3 heures et 45 minutes, le gaz utilisé provient du gaz traité de la commercialisation où il est détendu à une pression de  $32 \text{ kg/cm}^2$ , par la vanne automatique. Un piquage de gaz est réalisé en amont de l'aéroréfrigérant et en aval pour maintenir la température du fluide de refroidissement à  $50^\circ\text{C}$  grâce à la. Une fois que le gaz a servi au refroidissement du tamis moléculaire en question, il est dirigé sur les fours pour les besoins de la régénération[10].

Les cycles d'absorption et de régénération seront réglés en séquence temporisée. Dans les conditions normales, le temps d'adsorption est de 24 heures. Le cycle de régénération comprend : 49 minutes de rampe 3 heures de chauffage, 1 heure et 48 minutes de refroidissement et 6 heures d'attente (12 heures au total) [1].

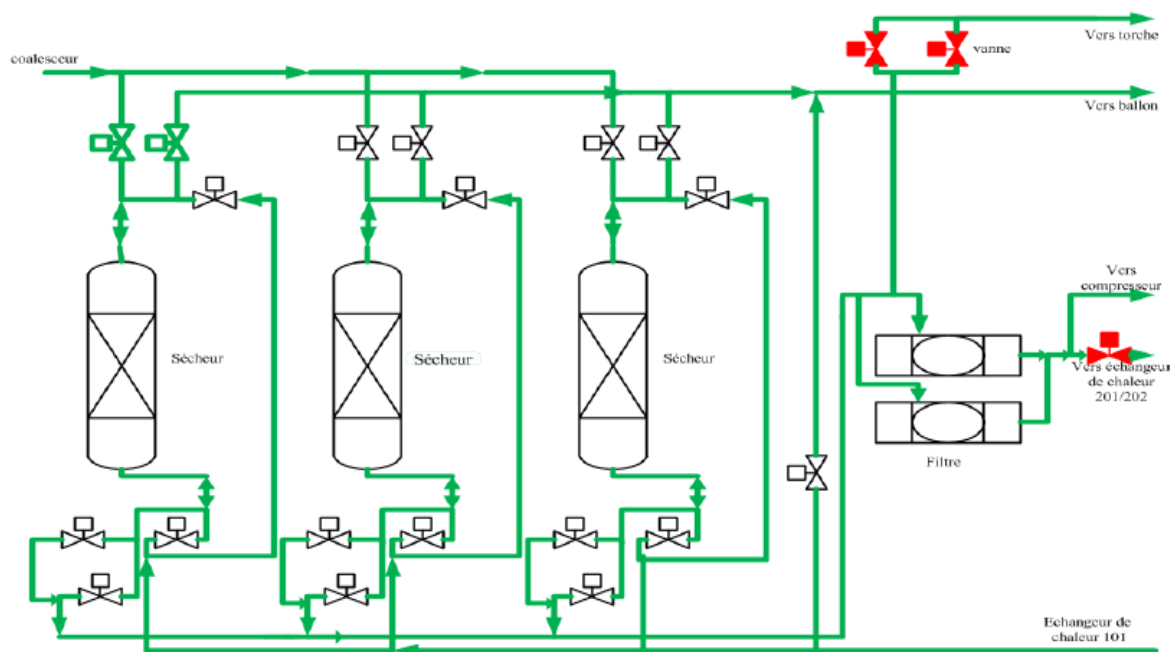


Figure29 Déshydrateurs de gaz.

La séquence suivante s'applique pendant le fonctionnement normal :

1. 0.0 – 4.06 heures : Sécheurs A et B en adsorption - C en chauffage
2. 4.06– 6.0 heures : Sécheurs A et B en adsorption - C en refroidissement
3. 6.0 – 12,06 heures: Sécheurs A et B en adsorption - C en attente
4. 12.06 – 18 heures : Sécheurs C et A en adsorption - B en chauffage
5. 18 – 22.06 heures : Sécheurs C et A en adsorption - B en refroidissement
6. 22.06 – 24 heures : Sécheurs C et A en adsorption - B en attente
7. 24 – 28.06 heures : Sécheurs B et C en adsorption - A en chauffage
8. 28.06 – 30 heures : Sécheurs B et C en adsorption - A en refroidissement
9. 30 – 36 heures : Sécheurs B et C en adsorption - A en attente

Le système de déshydratation du gaz traité fonctionne avec deux cuves en service et une autre en cours de régénération ou en mode « attente » tel qu'il est indiqué sur le Tableau 9. Les 36 heures sont réparties entre le service (24h), la régénération (6h) et le stand-by (6h)[1].

Tableau 9 La séquence temporelle du système de déshydratation.

0 à 12 heures	12 à 24 heures	24 à 36 heures
---------------	----------------	----------------

Sécheur A	En service	En service	En régénération
Sécheur B	En service	En régénération	En service
Sécheur C	En régénération	En service	En service

## 10. Conclusion

Dans l'industrie de traitement de gaz naturel, l'eau est un facteur nocif s'il est en contact avec le gaz. Son élimination doit être prioritaire afin d'éviter la formation des hydrates[17].

Le principal inconvénient des hydrates est le bouchage des conduites. L'hydrate en formation crée un étranglement et provoque une détente avec apparition d'une zone froide qui vient accélérer l'évolution du phénomène très rapidement. Dans le cas du bouchage d'une tuyauterie par les hydrates, aucun moyen mécanique normal de débouchage ne peut être mis en œuvre, s'il n'y a pas intervention immédiate par injection des inhibiteurs tels que le glycol, l'obstruction devient totale[9].

On a tendance à faire appel à la procédure de déshydratation qui est essentielle pour le bon fonctionnement de l'unité. La déshydratation par tamis moléculaire est la plus courante[17].

Dans ce chapitre, nous avons donné une généralité sur les hydrates et nous avons décrit l'unité de déshydratation du gaz, tout en expliquant le fonctionnement de cette dernière en période d'adsorption et de régénération.

Dans le chapitre suivant, nous allons dimensionner les tamis moléculaires pour optimiser le temps de cycle des déshydrateurs (10V04A/B/C) dans le complexe HAMRA.

---

# **Chapitre IV:**

## **Optimisation de Temps de Cycle et Simulation du procédé de Déshydratation**

## **1. Introduction**

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[7].

Pour éviter la formation des hydrates au cours du refroidissement, le gaz doit passer dans un sécheur pour diminuer la teneur en eau[7].

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).

### **La méthode de calcul**

La méthode de calcul que nous avons utilisé pour notre étude c'est la méthode la méthode utilisée par le constructeur de déshydrateur (10V04A/B/C) (Honeywell UOP). Elle consiste à effectuer les calculs suivants:

1. Calcul du facteur de compressibilité Z
2. Calcul de la densité relative de gaz
3. Calcul de la masse volumique du gaz
4. Calcul de la vitesse superficielle maximum admise
5. Calcul du diamètre minimum de la colonne
6. Calcul de la quantité d'eau adsorbée
7. Calcul de la hauteur minimum du lit
8. Calcul de la hauteur totale du lit
9. Calcul de la masse du tamis
10. Calcul de l'épaisseur du déshydrateur
11. Calcul de la vitesse massique
12. Calcul de la perte de charge
13. Calcul du débit de gaz de régénération

### **1/ Calcul du facteur de compressibilité Z**

#### **Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange**



$T_{cm}$ : température critique du mélange, elle est donnée par :

$$T_{cm} = \sum Y_i T_{ci}$$

: pression critique du mélange, et est donnée par :

Avec :

: Température critique du constituant

: Pression critique du constituant  $i$ .

: Fraction molaire du constituant

: Température réduite du mélange, elle est donnée par:

: Pression réduite du mélange, elle donnée par :

Avec :

: température de service

: pression de service

En utilisant l'abaque universel du GPSA de l'annexe A :

, on trouve Z.

## 2/ Calcul de la densité relative de gaz

Avec :

: Densité relative du gaz

: Masse moléculaire du gaz.

g / mole

### 3/ Calcul de la masse volumique du gaz

$$\rho_g = \frac{P M_g}{Z R T}$$

Avec :

$$R = 10.73 \text{ psi } ft^3 / Lb \text{ } ^\circ R$$

### 4/ Vitesse superficielle maximum admise

La première étape consiste à déterminer le diamètre du lit, qui dépend de la vitesse superficielle. Un diamètre trop grand nécessitera un débit de gaz de régénération élevé pour éviter la canalisation. Un diamètre trop petit entraînera une chute de pression trop élevée et endommagera le tamis.

Donc la vitesse maximum admise pour ne pas endommager le tamis et éviter les passages préférentiels et l'entraînement des particules du tamis par le flux de gaz à traiter,  $V_g$  est donné par l'équation suivante :

$$V_g = \frac{G Z T}{162.2 P d_g}$$

$Z$  : facteur de compressibilité.

$T$ : température de service.

$P$  : pression de service.

$d_g$ : densité relative du gaz.

### 5/ Diamètre minimum de la colonne

$$D = \frac{(C Q Z T)^{1/2}}{(P V_g)^{1/2}}$$

$C$  : constante = 25.05

$Q$  : débit de gaz en  $MMScF / j$

**6/ Quantité d'eau adsorbée :**

$$\text{Masse d'eau adsorbée / cycle} = \frac{4 Q Y_w}{24}$$

Avec :

$Q$  : débit de gaz  $MMScF / D$

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

$$q = \frac{Q Y_m}{S} = \frac{4 Q Y_m}{\pi D^2}$$

$q$ : quantité d'eau adsorbée

$Y_m$ : débit massique d'eau dans le gaz brut  $Lb/MMScFh$

$D$ : diamètre de la colonne

$Q$  : débit de gaz

On suppose la teneur d'humidité prévue dans le design = 775 ppm

$Y_m$  = la teneur en eau, déduit à partir de l'annexe B = 36.56  $Lb / MMScF h$

**Quantité d'eau enlevée par cycle de 20 heures :**

$$Q_{m_{eau}} = \frac{Y_m Q_v M_{Meau} 273}{22.4 288}$$

$Q_{m_{eau}}$  : Débit massique d'eau par sécheur et par heure.

$Y_m$ : Teneur en eau du gaz brut à l'entrée du sécheur = 775ppm.

$Q_v$ : débit gaz brut en  $MSm^3/h$ .

$M_{Meau}$  : masse molaire de l'eau.

**7/ Hauteur de la ZMT**

$$h_{ZMT} = \frac{A(q^{0.7895})}{V_g^{0.5506} R_s^{0.2646}}$$

$$A = 225$$

$R_s = 100$ , On considère que le gaz est saturé.

### 8/ Hauteur minimum du lit :

Il existe une hauteur minimum du lit d'adsorption où s'établit un équilibre qui provoque un déplacement du front d'adsorption vers le bas du lit. Cette hauteur minimale est évaluée par l'équation :

$$h_{T_{min}} = \frac{127.3 Q_{eau/cycle}}{\rho_b \times D^2}$$

### 9/ Hauteur totale du lit :

Etant donné que la charge d'eau dans la zone de transfert de masse est environ la moitié de la charge dans la zone de saturation

La hauteur totale du lit sera la hauteur minimum ajoutée de la moitié de la hauteur de saturation.

$$h_T = h_{T_{min}} + 0.5 h_{ZMT}$$

La hauteur du design est de  $5.5m$  ; cet écart est dû au fait que le design prévoit toujours une quantité de tamis supplémentaire de sécurité dans notre cas elle est égale à 3% de la quantité totale calculée.

D'ailleurs la quantité de tamis mise dans chacun des sècheurs gaz est de 20250 kg contre 16343 kg en principe nécessaire pour désorber les 2125 d'eau ce qui représente  de plus.

### 10/ Masse du tamis :

### 11/ Calcul de l'épaisseur du déshydrateur :

: épaisseur du déshydrateur en .

: pression en .

: diamètre intérieur du sécheur .

: contrainte maximal ou taux de travail du métal   (fiche technique du déshydrateur).

: Coefficient d'assemblage par soudage des tôles d'acier  (fiche mécanique).

### 12/ Calcul de la vitesse massique :

La vitesse massique est donnée par l'équation empirique de IEBox :

$$\text{$$

Avec :

: masse volumique du tamis tassé.

: Diamètre du grain.

: Masse volumique du gaz.

### 13/ Calcul de la perte de charge

#### Calcul de la perte de charge dans les tamis moléculaires et les billes céramiques :

La perte de charge est surtout le résultat de la friction à l'intérieur du déshydrateur. Lorsque le gaz s'écoule à travers un lit d'adsorbant il remplit les espaces vides et la perte de charge à travers les grains de tamis ainsi que les billes en céramiques est donnée par l'équation suivante :

$$\text{$$

Où :

: perte de charge par de longueur du lit, ().

: diamètre effectif des grains et des billes de céramique, ().

: Fraction de vide externe.

: vitesse massique de gaz.

: facteur de conversion

: est le nombre de Reynolds

Pour les billes céramiques (1/2",1/4") le diamètre effectif ( $\phi_{eff}$ ) est donné par l'équation suivante :

$$\phi_{eff} = \dots$$

**Calcule des pertes de charge due aux effets d'expansion et de contraction :**

**1. Perte de charge à l'entrée du déshydrateur :**

La perte de charge à l'entrée du déshydrateur est due à l'expansion du gaz, elle est donnée par:

$$\Delta P_{exp} = \dots$$

- $\Delta P_{exp}$  : perte de charge due à l'expansion ( $\Delta P_{exp}$ ).
- $v_m$  : vitesse moyenne du courant gazeux dans la petite surface ( $S_1$ ).
- $S_1$  : Surface du courant gazeux à travers la tubulure d'entries de diamètre  $\phi_1$ .
- $S_2$  : Surface du déshydrateur de diamètre  $\phi_2$ .
- $\rho_g$  : Masse volumique du gaz.
- $K_c$  : Facture de conversion,  $K_c = \dots$

La vitesse moyenne dans  $S_1$  est  $v_m = \frac{Q}{S_1}$ .

**2. Perte de charge à la sortie du déshydrateur :**

La perte de charge à la sortie du déshydrateur est due à la contraction du gaz, elle est donnée par l'équation suivante :

$$\Delta P_{con} = \dots$$

**Perte de charge totale à travers le déshydrateur :**

$$\Delta P_{total} = \dots$$

$$\Delta P_{total} = \dots$$

$\Delta P_{total}$  :perte de charge en  $\text{Pa}$

$H$  : hauteur du lit en  $\text{m}$

: facteur de friction

: coefficient de perte de charge

: densité de gaze en

: vitesse massique superficielle

: diamètre de particule

### 13/ Calcul du débit de gaz de régénération:

#### 1. Phase de chauffage:

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

1. Chauffage de lit du tamis.
2. Chauffage des billes en céramique.
3. Chauffage de la colonne vide.
4. Chauffage et désorption de l'eau.
5. Chauffage et désorption des hydrocarbures liquides entraînent, sans oublier les pertes vers extérieur.

La variation de la température du lit de tamis à la sortie du déshydrateur en fonction du temps de régénération est représentée dans annexe D.

#### 1. Quantité de chaleur nécessaire pour le lit du tamis moléculaire :

: masse du tamis moléculaire, .

: chaleur spécifique du tamis, .

: température final (de régénération),

: température initiale (de régénération),

#### 2. Quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique :

x

x : masse total de céramique x x

$C_{pc}$  : chaleur spécifique de la céramique x x

**3. Quantité de chaleur pour le chauffage du déshydrateur vide :**

x

$M_{dv}$  : masse de déshydrateur vide, (Lb).

$C_{pdv}$  : chaleur spécifique du métal, x.

La masse de la colonne est donnée par la relation suivante :

$$M_{dv} = 155(t + 0.125) (h_{\min} + h_{ZMT} + 0.75D_{\text{tamis}} + 3) D_{\text{tamis}}$$

**4. Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer et désorber l'eau :**

$$Q_4 = M_e C_{pe} (T_F - T_I) + (M_e \Delta H_e)$$

$M_e$  : quantité d'eau adsorbée par cycle (kg).

$C_{pe}$  : chaleur spécifique de l'eau = 1 (Btu / Lb°F)

$\Delta H_e$  : chaleur latente de désorption de l'eau (Btu / Lb°F).

**5. Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer et désorber les hydrocarbures :**

Nous supposons que la quantité d'hydrocarbure adsorbée représente 10% de la masse d'eau adsorbée par tamis moléculaire.

$$M_h = 0.1 M_e$$

$$Q_5 = M_h C_{ph} (T_F - T_I) + M_h H_h$$

$M_h$  : quantité d'hydrocarbure adsorbée par cycle = 2125 0.1 = 212.5 kg .

$C_{ph}$  : chaleur spécifique du gaz = 0.5 (Btu / Lb°F).

$H_h$  : chaleur spécifique de désorption d'hydrocarbure.

**6. Quantité de chaleur totale à fournir pour le chauffage :**



Les pertes sont supposées être égales à 10%, de la quantité de chaleur global :

$$Q_{ch} = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5) 2.5$$

**Quantité de chaleur fournie par heure**

En prenant une chauffe de 4.5 heures

$$Q_h = \frac{Q_{fournie}}{4.5}$$

**7. Débit de gaz de régénération en phase de chauffage**

$$M_{GR} = \frac{Q_{ch}}{\theta_{ch} (T_F - T_I) cp_{GR}}$$

$M_{GR}$  : débit de gaz de régénération calculé (Lb/h).

$Q_{ch}$  : Débit de gaz de régénération en phase chauffage, (Lb/h).

$cp_{GR}$  : chaleur spécifique du gaz de régénération, (Btu / Lb°F).

$\theta_{ch}$  : Temps de régénération (h).

**8. Phase de refroidissement :**

La quantité de chaleur totale à éliminer est la somme des quantités de chaleur suivantes :

1. Quantité de chaleur à éliminer du tamis moléculaire,  $Q_r$
2. Quantité de chaleur à enlever des billes céramique,  $Q_{rb}$
3. Quantité de chaleur à enlever du déshydrateur (métal),  $Q_{rd}$
4. Quantité de chaleur totale à enlever

**Débit de gaz de refroidissement en phase de refroidissement :**

$$M_{GR} = \frac{Q_r}{\theta_r (T_H - T_d) cp_r}$$

$M_{GR}$  : débit de gaz de régénération calculé (Lb/hr)

$cp_r$  : chaleur spécifique du gaz de refroidissement (Btu/Lb°F)

$\Delta T_r$  : différence de température moyenne (°F)

## 5. Le Dimensionnement du Procédé d'adsorption

La vérification du design consiste à déterminer :

1. La hauteur du lit.
2. Le diamètre de la colonne.
3. La masse du tamis.
4. Le débit de gaz de régénération.
5. Comparaison entre les résultats obtenus et ceux du design.
6. La perte de charge à travers le déshydrateur.
7. Optimisation du temps de cycle du cas actuel et le débit de régénération correspondant.

### Calcul du facteur de compressibilité Z

### Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange

Tableau 10 Composition du gaz entrant les sécheurs

	% molaire	$T_{ci} (^{\circ}K)$	$Y_i T_{ci}$	$P_{ci} (MPa)$	$Y_i P_{ci}$
H <sub>2</sub> O	0.0753	647.13	0.4873	22.055	0.0166
N <sub>2</sub>	2.0887	126.1	2.634	3.394	0.0709
CO <sub>2</sub>	0.8668	304.19	2.637	7.382	0.0640
C <sub>1</sub>	83.1427	190.58	158.45	4.604	3.83
C <sub>2</sub>	7.6289	305.42	23.27	4.880	0.3723
C <sub>3</sub>	2.7974	369.82	10.36	4.249	0.119
IC <sub>4</sub>	0.9659	408.14	3.94	3.648	0.0352
NC <sub>4</sub>	1.0114	425.18	4.25	3.797	0.0380
NC <sub>5</sub>	0.8187	469.65	3.76	3.369	0.0270
NC <sub>6</sub>	0.3316	507.42	1.68	3.012	0.01
NC <sub>7</sub>	0.1622	540.26	0.8760	2.736	0.0044
NC <sub>8</sub>	0.0797	568.83	0.4534	2.486	0.00198

## Chapitre IV: Optimisation de Temps de Cycle et Simulation du procédé de Déshydratation

NC <sub>9</sub>	0.0237	595.65	0.1412	2.306	0.0077
NC <sub>10</sub>	0.0070	618.45	0.0433	2.123	0.00015
$\Sigma$	<b>1</b>		<b>213</b>		<b>4.59</b>

$$T_{cm} = 213^{\circ}K$$

$$P_{cm} = 4.59 \text{ bars}$$

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{cm}} = \frac{306}{213} = 1.437$$

$$P_{rm} = \frac{P}{P_{cm}} = \frac{101}{45.9} = 2.2$$

En utilisant l'abaque universel du GPSA de l'annexe A:

, on trouve  $Z = 0.77$

### 1. Paramètres de design:

1. Pression: 101 bars
2. Température: 33°C
3. Débit: 360 000 Sm<sup>3</sup>/h
4. Le débit adopté pour le calcul est un débit majoré de 10% du débit moyen réel
5. Masse molaire : 20.10 g
6. Facteur de compressibilité : 0.77
7. Viscosité : 0.015 cP
8. Teneur en eau de calcul : 775 ppm

### Calcul du Déshydrateur dans les Conditions Actuelles

Pour dimensionner le déshydrateur on suivait les mêmes étapes de calcul que dans la partie de vérification du design. Nous avons trouvé les résultats suivant :

### Densité relative de gaz

$$d_G = \frac{20.1}{29} = 0.69$$

**La masse volumique du gaz**

$$\rho_g = \frac{1464.5 \cdot 20.1}{0.77 \cdot 10.73 \cdot 551}$$

$$\rho_g = 6.46 \text{ Lb} / \text{ft}^3$$

**Vitesse superficielle maximum admise**

$$V_g = \frac{6338 \cdot 0.77 \cdot 551}{162.2 \cdot 1464.5 \cdot 0.69}$$

$$V_g = 16.33 \text{ ft} / \text{min}$$

**Diamètre minimum de la colonne :**

$$D = \frac{(25.02 \cdot 153.43 \cdot 0.77 \cdot 551)^{1/2}}{(P \cdot V_g)^{1/2}}$$

$$D = 8.25 \text{ ft} = 2.52 \text{ m}$$

**Quantité d'eau adsorbée :**

$$q = \frac{4 \cdot 153.43 \cdot 36.56}{24 \cdot 3.14 \cdot 8.25^2}$$

$$q = 4.37 \text{ lb} / \text{h} \cdot \text{ft}^2$$

**Quantité d'eau enlevée par cycle de 20 heures :**

$$Q_{m_{\text{eau}}} = \frac{Y775 \cdot 0.18 \cdot 18 \cdot 273}{22.4 \cdot 288} = 106.26 \text{ kg} / \text{h}$$

$$Q_{m_{\text{eau}}} / \text{cycle} = 2125 \text{ kg}$$

**Hauteur de la ZMT :**

$$h_{ZMT} = \frac{225(4.37^{0.7895})}{16.36^{0.5506} \cdot 100^{0.2646}}$$

$$h_{zMT} = 45.71 \text{ in} = 1.15 \text{ m}$$

**Hauteur minimum du lit :**

$$h_{T \min} = \frac{127.3 Q_{\text{eau/cycle}}}{\rho_b \times D^2}$$

$$h_{T \min} = \frac{127.3 \times 3740}{43.1 \times 10.9 \times (8.25)^2} = 14.89 \text{ ft} = 4.53 \text{ m}$$

**Hauteur totale du lit :**

$$h_T = 4.66 + 1.29$$

$$h_T = 4.53 + (1.15 \times 0.5)$$

$$h_T = 5.11 \text{ m}$$

**Calcul de l'épaisseur du déshydrateur :**

$$e = \frac{1464.7 (100.02 / 2)}{18900 - (1464.7 \times 0.4)}$$

$$e = 3.99 \text{ in} = 101.5 \text{ mm}$$

Le design prévoit une épaisseur de 104.5 mm

On a une surépaisseur de corrosion de 3mm ; l'écart est de 5.7%

**Calcul de la vitesse massique  :**

$$G = 3600 [1.06 \times 6.43 \times 43.1 \times 0.0105]^{1/2}$$

$$G = 6322.58 \text{ lb} / \text{h} \text{ ft}^2$$

**Perte de charge totale à travers le déshydrateur :**

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{1 \times 3.6 \times 10^{-10} \times 5810^2}{6.46 \times 0.0122} = 0.183 \text{ psi} / \text{ft}$$

$$\Delta P = 3.29 \text{ psi} = 0.22 \text{ bar}$$

**Calcul du débit de gaz de régénération:**

**1. Phase de chauffage:**

**1. Quantité de chaleur nécessaire pour le lit du tamis moléculaire :**

$$Q_1 = \left( \frac{16343}{0.454} \right) 0.22 (435.6)$$

$$Q_1 = 3449741 \text{ Btu}$$

**2. Quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique :**

$$Q_2 = \left( \frac{4000}{0.454} \right) 0.25 (435.6)$$

$$Q_2 = 8717495.5 \text{ Btu}$$

**3. Quantité de chaleur pour le chauffage du déshydrateur vide :**

$$Q_3 = 171048 \cdot 0.117 \cdot 435.6 = 959471.4 \text{ Btu}$$

$$Q_3 = 959471.4 \text{ Btu}$$

**4. Quantité de chaleur nécessaire pour chouffer et désorber l'eau :**

$$Q_4 = (2125 / 0.454 * 1 * 435.6) + (2125 / 0.454) * 580$$

$$Q_4 = 4756999 \text{ Btu}$$

**5. Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer et désorber les hydrocarbures :**

$$Q_5 = \left( \frac{212.5}{0.454} \cdot 0.5 \cdot 435.6 \right) + \left( \frac{245}{0.454} \cdot 100 \right)$$

$$Q_5 = 155908.6 \text{ Btu}$$

**6. Quantité de chaleur totale à fournir pour le chauffage :**

Les pertes sont supposées être égales à 10%, de la quantité de chaleur global :

$$Q_{ch} = 45090627.25 \text{ Btu}$$

**Quantité de chaleur fournie par heure**

En prenant une chauffe de 4.5 heures

$$Q_{ch} = \frac{45090627.25}{4.5}$$

$$Q_{ch} = 10020139.9 \text{ Btu} / h$$

**7. Débit de gaz de régénération en phase de chauffage :**

$$M_{GR} = \frac{10020139.4}{(0.69 \cdot 435.6)} = 33337.8 \text{ lb} / h$$

$$M_{GR} = 20.336058 \text{ m}^3 / h \text{ Sm}^3 / h$$

**8. Phase de refroidissement :**

La quantité de chaleur totale à éliminer est la somme des quantités de chaleur suivantes :

**1. Quantité de chaleur à éliminer du tamis moléculaire,  $Q_{rt}$  :**

$$Q_{rt} = 3449741 \text{ Btu}$$

**2. Quantité de chaleur à enlever des billes céramique,  $Q_{rb}$  :**

$$Q_{rb} = 8717495.5 \text{ Btu}$$

**3. Quantité de chaleur à enlever du déshydrateur (métal),  $Q_{rd}$  :**

$$Q_{rd} = 959471.4 \text{ Btu}$$

**4. Quantité de chaleur totale à enlever :**

$$Q = 13126707.9 \text{ Btu}$$

En tenant compte de la phase de refroidissement qui dure 2.5 heures :

$$Q_r = 26253416.8 \text{ Btu} / h$$

**Débit de gaz de refroidissement en phase de refroidissement :**

$$M_{GR} = \frac{26253416.8}{0.69 \cdot 435.6}$$

$$M_{GR} = 87347.17664 \text{ lb}$$

**Calcul de la quantité d'eau éliminé dans le ballon 10/20-V-01**

A la température d'entre du train (55 OC) la teneur en eau est égale a : 60 lb H<sub>2</sub>O/MMScF de gaz et la teneur en eau après le ballon 10/20-V-01 est de 775 ppm équivalent de 36.56 lb H<sub>2</sub>O/ MMScF. Donc le ballon 10/20-V-01 enlève 40% de la quantité d'eau présente dans le

## Chapitre IV: Optimisation de Temps de Cycle et Simulation du procédé de Déshydratation

gaz brut et représente 64% de la teneur en eau vers les sécheurs, donc si le ballon 10/20-V-01 n'existe pas on doit ajouter 64% de la quantité du tamis moléculaire. Ce qui engendre un coût d'investissement plus élevé.

Tableau 11 Résultats de calcul obtenus

Paramètres	Résultats
Facture de compressibilité	$Z = 0.77$
Masse molaire, (g/mole)	<input type="text" value="20.1"/>
Densité relative du gaz	<input type="text" value="0.69"/>
Vitesse superficielle admise, (m/min)	$V_g = 16.33 \text{ ft} / \text{min}$
Diamètre,(m)	$D = 8,25 \text{ ft} = 2,52 \text{ m}$
Epaisseur,(mm)	$e = 3.99 \text{ in} = 101.5 \text{ mm}$
Hauteur de la zone de transfert,( m)	$h_{ZMT} = 45,71 \text{ in} = 1,15 \text{ m}$
Hauteur total du lit. (m)	$h_r = 5.31 \text{ m}$
Quantité d'eau adsorbée par cycle par (kg/lit)	$Q_{m_{eau}} / \text{cycle} = 2125 \text{ kg}$
Quantité d'eau adsorbée (Kg/h)	$q = 4,37 \text{ lb/h} \times \text{ft}^2$
Pertes de charge total, (bar/sécheur)	$\Delta P = 3.29 \text{ psi} = 0.22 \text{ bar}$
Débit de gaz de régénération, (kg)	$347000 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Masse total du lit,(kg)	<input type="text"/>
Teneur en eau,(lbH <sub>2</sub> O/ MMScf de gaz)	$36.56 \text{ lb H}_2\text{O/ MMScF}$

### Comparaison entre les résultats obtenus et ceux du design

Dans cette partie nous allons effectuer une comparaison entre les résultats obtenus dans le cas actuel et ceux du design, les résultats sont représentés dans la partie résultats. Le Tableau 12 regroupe tous les résultats de calcul obtenus.



Tableau 12 Les Résultats Obtenus

	2.54	2.758	2.31
	5.31	5.5	4.40
	4683	5531.5	3133
	77608	79000	58212
	28673	32000	20532
	11601	32000	8514

### Discussion des résultats

D'après les résultats obtenus dans le cas actuel, on remarque que le sécheur est surdimensionné, donc dans ces conditions, le déshydrateur assurant la déshydratation du gaz sans qu'il y a de risque.

## 5. Optimisation de temps de cycle

### Détermination de temps de rupture (break trough):

Le temps de rupture de notre charge de tamis moléculaire est évalué par l'équation suivante :

$$t_B = \frac{0.01 \rho_B X_s}{q} [h_B - 0.5h_{ZTM}]$$

Où :

$t_B$  : Le temps de rupture en heure.

$\rho_B$  : Densité de tamis.

$q$ : quantité d'eau adsorbée par la surface du lit par heure ( $LbH_2O / h.ft^2$ ).

$h_B$  : Hauteur total de tamis.

$h_{ZTM}$  : hauteur total de la Zone de Transfer de masse.

$X_s$  : la capacité à la saturation =  $22 LbH_2O / 100 Lb$  tamis.

### Quantité d'eau adsorbée par la surface du lit par heure

Calculons d'abord la quantité d'eau adsorbée par la surface de lit par heure et cela en appliquant l'équation suivante :

$$q = \frac{Q Y_m}{S}$$

On trouve :  $q = 3.63 \text{ Lb} / \text{h.ft}^2$

Avec :

$$\rho_B = 43.1 \text{ Lb} / \text{ft}^3.$$

$$h_B = 18.04 \text{ ft}$$

$$h_{ZMT} = 3.73 \text{ ft}$$

$$X_s = 13 \text{ LbH}_2\text{O} / 100\text{Lb} \text{ tamis (fiche technique).}$$

$$q = 3.26 \text{ LbH}_2\text{O} / \text{h.ft}^2$$

Le temps de rupture sera égal :

$$t_B = \frac{0.01 \cdot 43.1 \cdot 13}{3.26} [18.04 - (0.5 \cdot 3.74)] = 27.9$$

Donc en déduire que le sécheur peut fonctionner avec le débit actuel avec un temps service de 27.8 h.

$$T_{v_{\text{idéal}}} = 27.8 \cdot 1100 = 30580h$$

### **Calcul de la dure de vie de sécheur avec les trois cycles**

La durée de vie de tamis dépend du nombre des cycles pendant son service (1100 cycle) donc si le cycle est long la durée de vies du tamis va être plus longue.

**Durée de vie de cycle de 24h :**

$$t_v = 24 \cdot 1100 = 26400 \text{ h} = 36.6 \text{ mois} = 3\text{ans}$$

**Durée de vie de cycle de 30h :**

$$t_v = 30 \cdot 1100 = 33000 \text{ h} = 45.8 \text{ mois} = 3\text{ans et } 9 \text{ mois}$$

**Durée de vie de cycle de 37.35h :**

$$t_v = 37.35 \cdot 1100 = 41085 \text{ h} = 57 = 4 \text{ ans et } 9 \text{ mois}$$

On voit que la durée de vie du tamis peut aller jusqu'à 57 mois l'équivalent de plus que 4 ans et 9 mois.

## 6. Présentation du Logiciel HYSYS

### Définition de HYSYS

Le simulateur HYSYS est un ensemble de modèles mathématiques des opérations unitaires (ballon, colonne de distillation, compresseur, vanne...etc.), ces opérations sont connectées dans un schéma de procédé PFD par le courant d'information généré dans ces opérations, donc le HYSYS est un programme informatique pour la simulation des procédés de l'industrie de gaz, des procédés de raffinage et de la pétrochimie [4]:

7. A l'état stationnaire.
8. En situation dynamique.

### Choix du Logiciel

HYSYS n'est pas le logiciel de simulation le plus flexible, ni le plus utilisé dans l'industrie, mais il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser, une fois que les éléments de base sont compris. HYSYS a été développé pour l'industrie du pétrole, bien qu'il soit utilisé pour d'autres types de procédés chimiques [8].

### Conception et simulation d'une unité de production

Les étapes de simulation

1. Le choix de modèle thermodynamique : Peng- Robinson.
2. Le choix de la composition du gaz :

Les constituants pris en compte dans la simulation ainsi que leurs formules chimiques présentés ci-après [16].

Tableau 13 Composition du gaz.

Composition	Formule Chimique	Fraction molaire %
Méthane	CH <sub>4</sub>	0.7803
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.0906
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0427

## Chapitre IV: Optimisation de Temps de Cycle et Simulation du procédé de Déshydratation

n-Butane	$C_4H_{10}$	0.0103
i-Butane	$C_4H_{10}$	0.0158
n-Pentane	$C_5H_{12}$	0.0073
i-Pentane	$C_5H_{12}$	0.0046
n-Hexane	$C_6H_{14}$	0.0036
n-Heptane	$C_7H_{16}$	0.0018
n-Octane	$C_8H_{18}$	0.0004
Nitrogène	$N_2$	0.0090
Carbone dioxide	$CO_2$	0.0307
Water	$H_2O$	0.0029
Tri éthylène glycol	$C_6H_{14}O_4$	0.0000

### 3. Validation par Simulation

Le modèle est bien validé correctement, la Figure30 représente la simulation par Hysys réaliser au sein de l'entreprise SONATRACH par une station d'automatique.

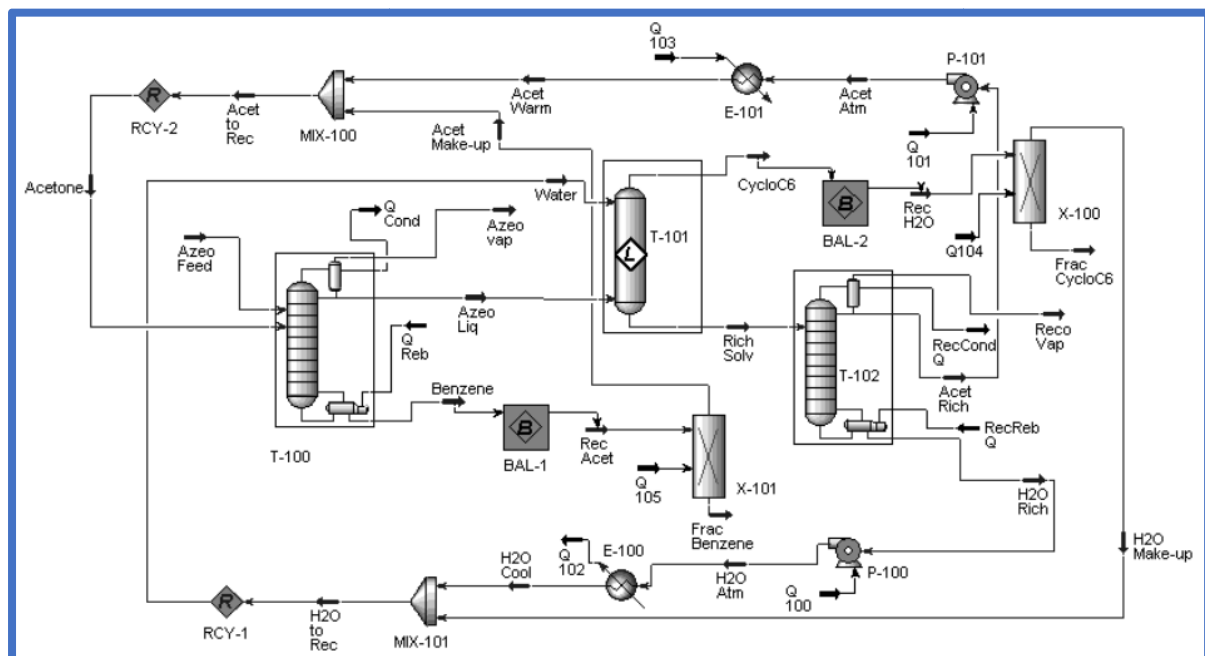


Figure 30 Simulation de Procédé par Hysys

### 4. Conclusion et Recommandation

## Chapitre IV: Optimisation de Temps de Cycle et Simulation du procédé de Déshydratation

---

La variation de la teneur en Le fonctionnement du déshydrateur est basée essentiellement sur l'efficacité d'adsorption du tamis moléculaire, donc l'objectif était d'optimiser les paramètres de fonctionnement de la section de déshydratation du gaz afin d'augmenter le taux d'utilisation des tamis moléculaires et de les exploiter sur la meilleure méthode possible.

Dans ce chapitre, Nous avons vérifié les résultats obtenus par la méthode de calcul utilisée et par la suite nous avons faire une comparaison entre les donnes de design et les donnes utilisées pour le cas actuel (le redimensionnement).

Et nous avons arrivé au résultat suivant : L'augmentation de temps d'adsorption permet de réduire le nombre de cycles/an et donc, augmenter la durée de vie de tamis moléculaires.

---

# Conclusion Générale

### Conclusion Générale et Perspectives

Notre projet a été mené en grande partie au sein de SONATRACH à la Complexe HAMRA. Il a pour but d'étudier la station de déshydratation et de dimensionner le déshydrateur de gaz naturel. A l'aide d'un stage de fin d'études au sein de SONATRACH, on a acquis beaucoup de connaissance dans le domaine de hydrocarbures.

On a en premier lieu, nous avons étudié le processus de traitement de gaz naturel et le processus de déshydratation. Ensuite, on a élaboré une méthode de calculs pour dimensionner le déshydrateur. Enfin ce projet de fin d'étude était une occasion d'appliquer nos connaissances acquises durant notre formation.

Donc pour le bon fonctionnement de l'unité de déshydratation nous avons constaté que l'étude de l'optimisation du temps des cycles peut prévoir un bon fonctionnement des déshydrateurs et un prolongement de la durée de vie des tamis. Nous avons conclu que la teneur en eau dans le gaz est un facteur clé pour déterminer et optimiser une unité de déshydratation.

A la lumière des résultats obtenus dans les conditions actuelles nous remarquons que le déshydrateur est surdimensionné à un temps de cycle de 18 heures (12 heures d'adsorption et 6 heures de régénération). Ces conditions assurent la déshydratation du gaz, mais les déshydrateurs sont mal exploités.

La diminution de la température et la récupération de l'eau dans le 10/20-V-01 avant l'envoi du gaz vers le sécheur permet de réduire la teneur en eau dans le gaz brut, qui diminue les dimensions du tamis.

Par conséquent, L'augmentation de temps d'adsorption permet de réduire le nombre de cycles/an et donc, augmenter la durée de vie de tamis moléculaires.

D'après cette étude, pour une meilleure exploitation de tamis moléculaire, il est nécessaire de travailler à une durée de cycle plus longue (cas optimum) afin d'augmenter la durée d'utilisation des tamis, et que le respect des normes lors de remplissage des tours de séchage est très important.

Notre perspective pour cette étude est de la rendre automatique et optimal au long terme. Nous avons pensé à l'utilisation de Big Data pour exploiter les données énormes générées par les différents capteurs installés dans la section de déshydratation en particulier et le complexe en générale, comme les capteurs de pression, de température, d'humidité, etc.

---

## Références

- [1] Automatisation et supervision d'une unité de déshydratation de gaz à SONATRACH DP (Gassi Touil). Présenté par : TEMAM Ibrahim et SAOUDI Aghiles.
- [2] Optimisation des paramètres de marche de la section déshydratation au niveau du train 70 (Rhourde Nouss). Présenté par: LAGGOUN Fares, MAGROUD Ayoub et TEI Bachir.
- [3] Modèles Adaptatifs d'Optimisation Des Régimes de Fonctionnement d'un Gazoduc. Présenté par : AMRANE Kahina.
- [4] Etude l'effet de la déshydratation sur les propriétés thermodynamiques du gaz naturel. Présenté par: MOUSSAOUI Chaima.
- [5] Optimisation des paramètres de fonctionnement du déethaniseur (C-701) et du débutaniseur (C-702) de la section de fractionnement du gaz à l'UTG de Guellala. Présenté par : BENDAAS Okba et OUKACHA Cylia.
- [6] Problèmes Rencontrés dans le Séchage du Gaz Naturel. Par : HAFANI Mustapha.
- [7] Etude et optimisation de la section de déshydratation du complexe gazier d'Ohanet. Présenté Par : GABOUSSA Ali & GASMI Abdelkarim & MORSLI Siradj.
- [8] Etude de la section de réfrigération au propane pour une meilleure exploitation durant les périodes chaudes ( $T$  d'air ambiant  $> 42^{\circ}\text{C}$ ). Modélisation mathématique. Présenté par : Tabet Roumaïssa.
- [9] Etude préventive de la formation des hydrates lors de la déshydratation du gaz naturel de Hassi R-mel. Optimisation de la consommation du glycol du module processing plant 4 : MPP4. Présenté par : ABDENNOUCHE Djida et MOUHOUB Fadila.
- [10] Etude de déshydratation du gaz naturel par tamis moléculaires d'une unité de séparation (UTGA/TFT). Présenté par : BERRABAH Bachir, BENSAHAD Mohammed et SOLTANI Idriss.
- [11] J.F.Gravier . Propriétés des fluides de gisement.1986. Edition Technip.paris p18.
- [12] LA DESHYDRATATION DU GAZ Techniques et Problèmes. Présenté Par : Berretima El Hadj Belkacem & Aribi Lakhdar.
- [13] Optimisation du temps de saturation de la section déshydratation au complexe GP1/Z : MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE. Présenté par : DJELLOULI Sabrina et KHEDIMI Oum Hani
- [14] Site officiel de SONATRACH : <https://SONATRACH.com/presentation>



---

**[15]** FEHIM Abdelhalim, Optimisation des paramètres de fonctionnement des sécheurs gaz: Projet professionnel de fin de formation MSP avant recrutement Spécialité ingénieur en exploitation.

**[16]** Optimisation et Simulation des Pertes du glycol au niveau de la section de déshydratation dans l'unité (RGTE) à In Amenas par HYSYS. Présenté par : Zerrouk Rached et Manane Tahar.

**[17]** Rénovation du système de contrôle des tours de déshydratation du champ de Zarzaitine d'In-Amenas. Présenté par : Mounir AIT ABDELKOUUI et Abdelhamid BENDJOUZI.

**[18]** Dimensionnement des déshydrateurs de gaz de l'unité GPL2 Hassi-Messaoud : Calculs et Vérification. Présenté par : HADJ MOHAMMED Loukmane et DJAMEL Ahmed.

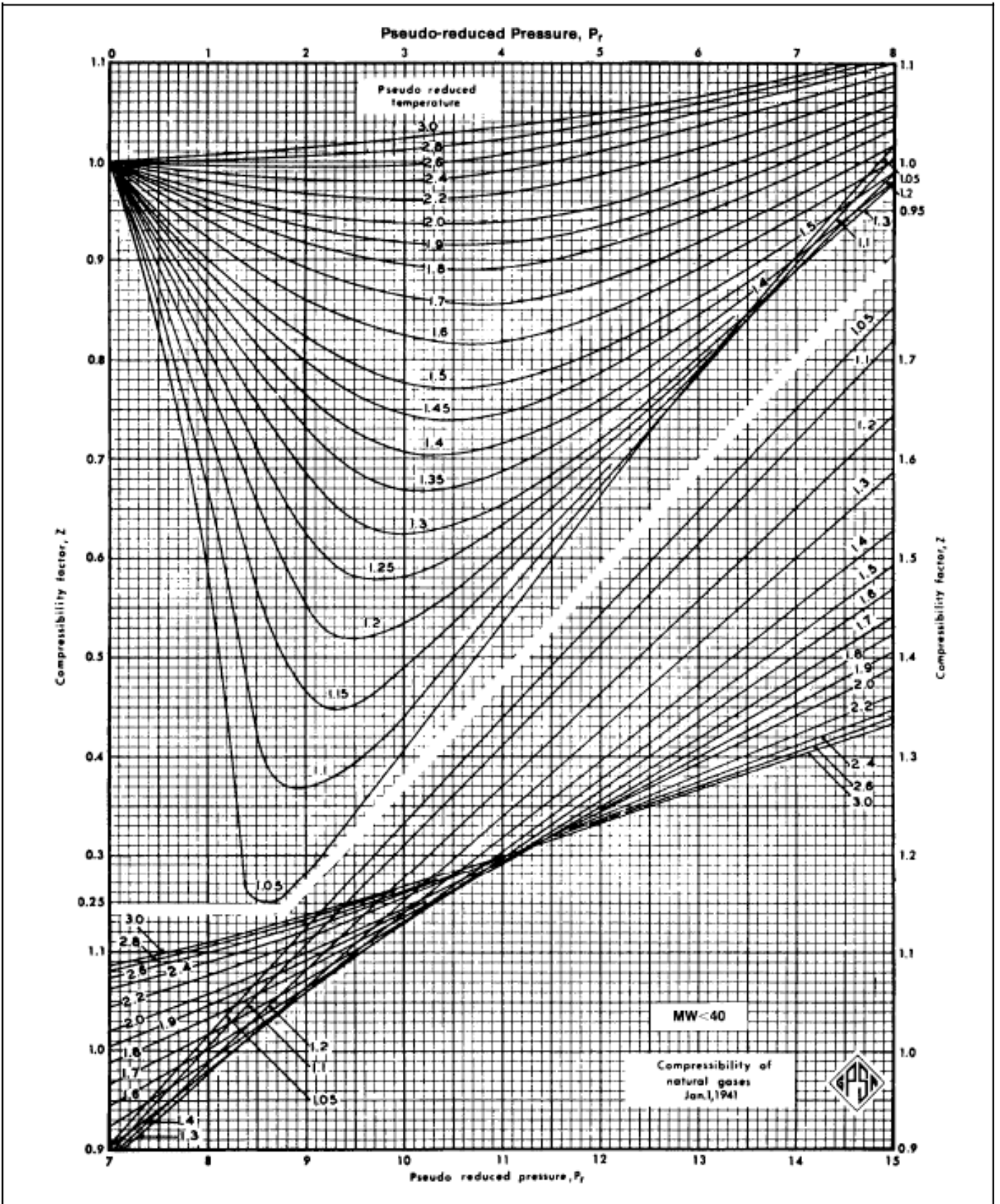
**[19]** Optimisation des cycles de liquéfaction du Gaz Naturel. Présenté par: MILES ADEL.

**[20]** OPTIMISATION DES PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DE LA COLONNE DEISOBUTANISEUR. Présenté par : BOUZIOUKH Mohamed Tahar et NEDJAH Anis.

---

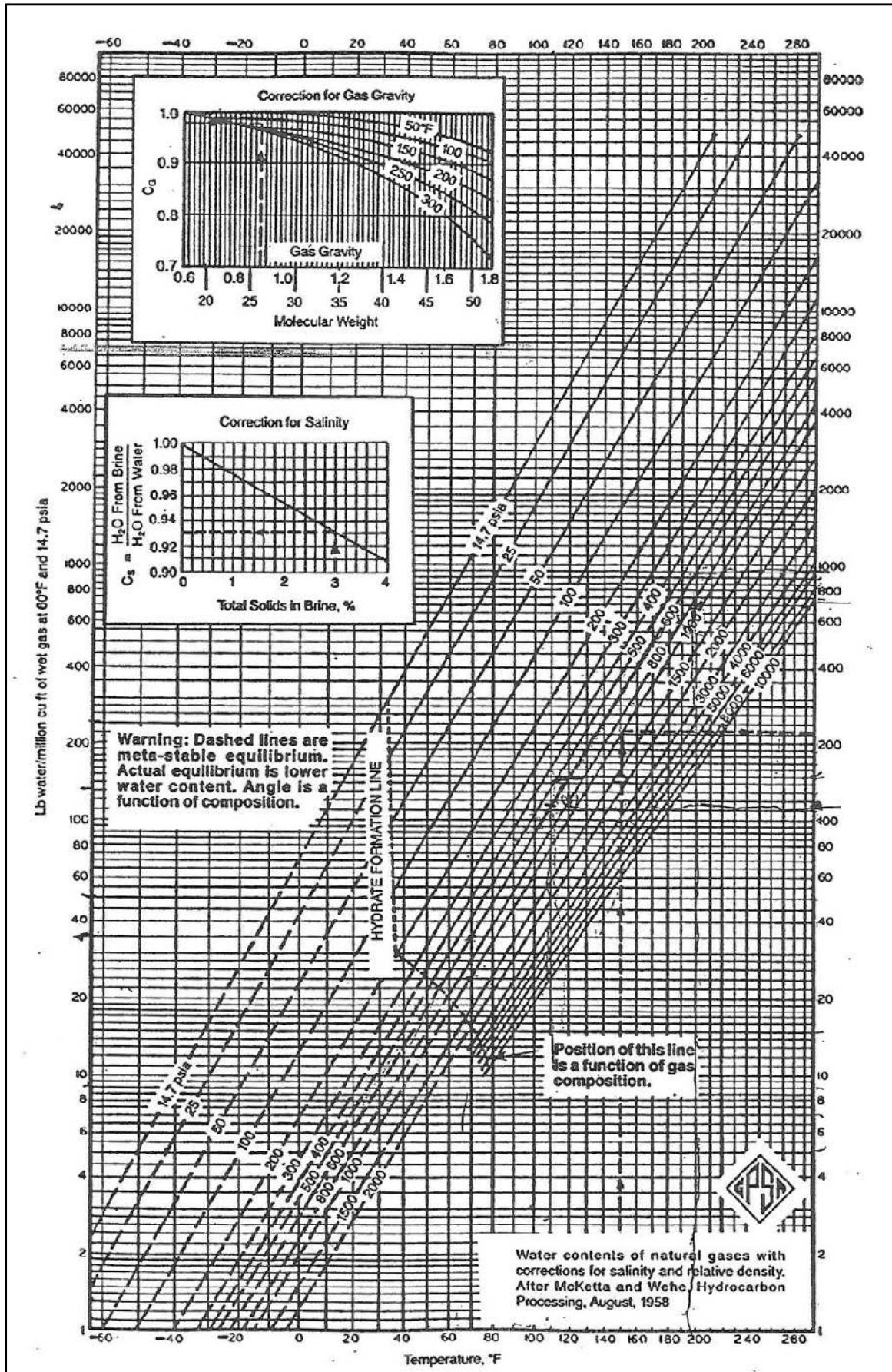
# Annexe

Compressibility Factors for Natural Gas<sup>1</sup>

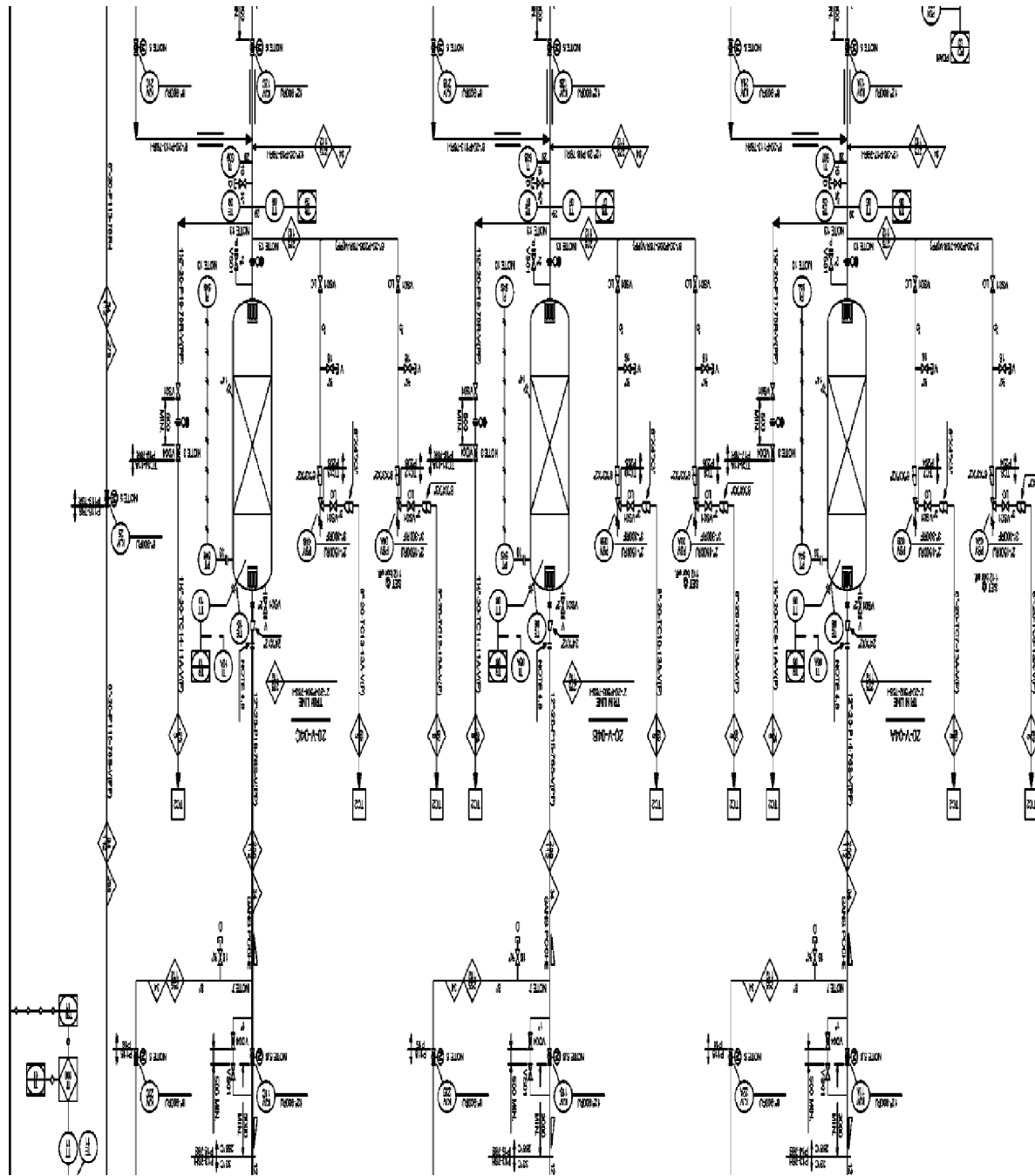


Annexe A: Diagramme pour calculer le facteur de compressibilité.

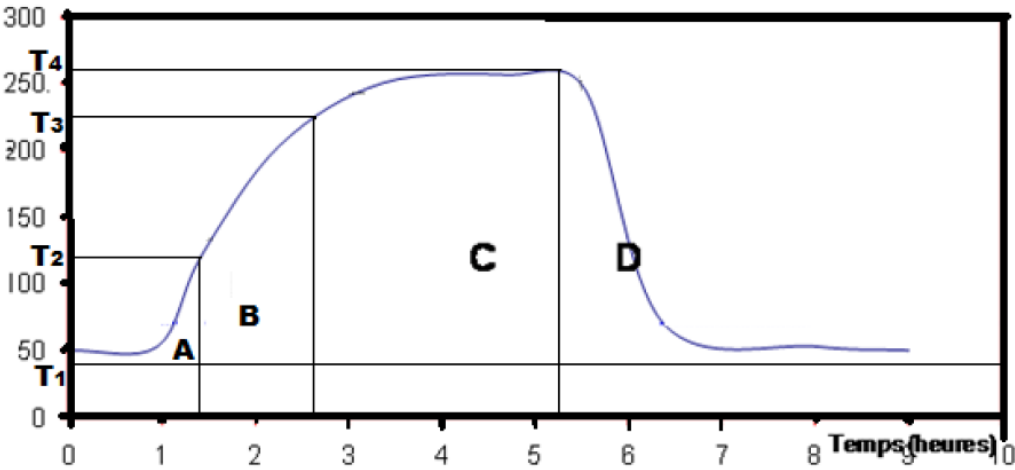
**Annexe B:** Diagramme pour déterminer la teneur d'eau dans la charge.



Annexe C:Schéma de déshydrateur.



Annexe D :La variation de la température de tamis en fonction du temps de régénération



---

**Données sur les déshydrateurs D-201-A/B/C**

Charge : **GAZ associé**

**a) Fiche technique :**

1. Nombre de sècheurs : 3 identiques (2 en service et 1 en régénération)
2. Diamètre intérieur de la colonne : 3500 mm
3. Hauteur totale du lit : 5200 mm = 17,061 ft
4. Temps de cycle : 12heures
1. Adsorption : 08 heures
2. Régénération : 4 heures

**b) Conditions opératoires du -design :**

3. Pression : 97 bars
4. Température :  $56^{\circ}\text{C} = 132,8^{\circ}\text{F} = 591^{\circ}\text{R}$
5. Débit gaz associé : 359908 Nm<sup>3</sup>/h
6. Teneur en eau : 1600 ppmv (entrée sécheur)

**b.1. Données sur l'adsorbant :**

7. Tamis moléculaire : type "4A UOP UI 94 "
8. Masse volumique du tamis tassé : 720,77 kg/m<sup>3</sup> = 45 lb/ft<sup>3</sup>
9. Diamètre moyen des particules : = 3,17 mm = 0,0104 ft
10. Masse d'adsorbant dans chaque sécheur : 35935 kg/sécheur

**b.2. Gaz de régénération :**

11. La régénération du tamis moléculaire s'effectue par un gaz sec qui est soutiré du gaz déshydraté (gaz sortie déshydrateur)
12. Température de régénération : 275°C
13. Débit gaz de régénération : 50800 Nm<sup>3</sup>/h

**c) Conditions opératoires actuel : (date de prélèvement)**

14. Pression : 97 bars
15. Température :  $50^{\circ}\text{C} = 122^{\circ}\text{F} = 581,4^{\circ}\text{R}$



16. Débit gaz associé : 347000 Nm<sup>3</sup>/h

## Résumé

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures mais il contient certaines impuretés, telles que la vapeur d'eau. Lors de son traitement, il 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 la formation des hydrates.

Les hydrates sont une combinaison de l'eau qu'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 et même peuvent causer l'arrêt total de la production des hydrocarbures. Pour prévenir ces problèmes liés aux formations des hydrates, on fait appel au procédé de déshydratation par tamis moléculaires.

L'objectif de notre travail consiste d'optimisation des paramètres de fonctionnement de la section de déshydratation de Complexe de HAMRA. Pour cela on a préféré étudier la méthode de calcul pour l'optimisation des cycles d'adsorption et régénération afin d'avoir une meilleure exploitation des tamis moléculaires et d'augmenter la durée d'utilisation de ces derniers.

**Mots clés :** *gaz naturel ; hydrates ; déshydratation ; tamis moléculaires ; adsorption.*

### المخلص

الغاز الطبيعي هو مزيج من غازي من الهيدروكربونات لكنه يحتوي على بعض الشوائب كبخار الماء. أثناء معالجته، يمر الغاز الطبيعي على عدة مراحل من أجل الحصول على منتج نهائي وفق المعايير التجارية. من بين هذه المراحل، انخفاض درجة الحرارة التي تسمح بفصل واسترداد الهيدروكربونات الثقيلة. هذه المرحلة المهمة للغاية تسبب مشكل عويص، لأنه في وجود الماء تسبب تشكل الهيدرات.

الهيدرات هي مركب من الماء المتصل بالغاز الطبيعي الخفيف. هذا المزيج يخلق لنا شكل فيزيائي والذي يتصلب في داخل الأنابيب ويتسبب في انغلاقها ومن الممكن حتى أن يؤدي إلى توقف الإنتاج كاملاً. للوقاية من هذه المشاكل الناتجة عن تشكل الهيدرات، نستعين بعملية التجفيف بالغرابيل الجزيئية.

الهدف من مشروعنا هذا هو تحسين إعدادات تشغيل قسم التجفيف في مركب "حمر"، من أجل هذا قمنا بدراسة طريقة الحساب لتحسين دورة الامتزاز و التجديد، من أجل تحقيق الاستغلال الأمثل للغرابيل الجزيئية والاطالة في فترة استعمالها.

**الكلمات المفتاحية:** *الغاز الطبيعي، هيدرات، التجفيف، غرابيل جزيئي، امتزاز.*

### Abstract

Natural gas is a gas mixture of hydrocarbons but it contains certain impurities, such as water vapour. During its processing, it goes through several stages in order to obtain a finished product that adapts to marketing standards. Among these steps, lowering temperatures to separate and recover heavy hydrocarbons. This very important step poses a problem because the presence of water in the gas causes the formation of hydrates.

Hydrates are a combination of water that meets light natural gas. This combination creates a physical form, which solidifies within the gas flow lines creating plugs and even can cause the production of hydrocarbons to stop altogether. To prevent these problems linked to the formation of hydrates, the molecular sieve dehydration process is used.

The objective of our work is to optimize the operating parameters of the dehydration section of HAMRA Complex. For this, we preferred to study the calculation method for optimizing the absorption and regeneration cycles in order to have a better use of molecular sieves and to increase the duration of use of the latter.

**Keywords:** *natural gas; hydrates; dehydration; molecular sieves; adsorption.*