

N° Série : /2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



**Faculté des hydrocarbures, Energies renouvelables et science de la terre et de l'univers**  
**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**MAHTAL Bachir Mohamed El Amine, BENSIHAMOU Moulay  
Abdellah, DJELAILI Abderrahim**

### **Thème**

**Traitement de gaz dans le champ de Groupement  
Reggane Nord (La Déshydratation )**

Soutenue le : 07/06 /2023

**Devant le Jury :**

<b>Encadreur : Mr. Douak Mohamed</b>	<b>M.C.B</b>	Univ. Ouargla
<b>Président : Mr. DADA Saada</b>	<b>M.A.A</b>	Univ. Ouargla
<b>Examineur : MEHSOUEL Ammar</b>	<b>M.C.A</b>	Univ. Ouargla

# *Remerciement*

**Tout d'abord, nous souhaitons remercier Allah le Clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour mener à bien ce modeste travail.**

**Nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire. Nous remercions infiniment notre superviseur, MR DOUAK Mohamed, pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses conseils judicieux qui ont alimenté notre réflexion.**

**Nous exprimons notre gratitude envers Mr DADA Saada pour son intérêt pour ce travail en acceptant de le juger et de présider le jury de cette dissertation. Nous remercions également Mr MEHASOUEL AMMAR pour sa participation en tant que membre du jury.**

**Leur présence est une garantie pour nous d'un examen rigoureux et d'une critique juste de notre travail. Nos remerciements s'adressent également à tous les travailleurs du GRN, ainsi les travailleurs du Centre de Recherche Scientifique de Ouargla, ainsi qu'à l'équipe pédagogique de la Faculté des Hydrocarbures, des Énergies Renouvelables et des Sciences de la Terre et de l'Univers, et en particulier celle du Département de Production.**



## *Dédicace*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail  
A ceux qui ont fait de moi un homme MA MERE et  
MON PÈRE*

*A Ma chère grand-mère A mes chère frères et sœurs  
A toute ma famille BEN SIHAMOU A tous mes amis et  
mes proches*

*A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près durant  
les moments difficiles.*

***BEN SIHAMOU MOULAY ABDELLAH***

## *Dédicaces*

*Je dédié ce modeste travail :*

*A mes très chers parents*

*A mes chers frères*

*A mes adorables sœurs*

*A toute ma famille DJELAILI*

*Et tous mes amis sans exception*

**DJELAILI ABDERRAHIM**



## Dédicace

Avec une immense joie et émotion, je dédie cette mémoire et cette étape importante de ma vie entière à mon père ABD ALLAH et ma mère NAANAA, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,

A ma chère sœur AMINA, mon petit cher frère NOUFEL et ma chère amie FADIA merci pour tous les sacrifices que vous avez faits pour moi, merci pour votre soutien moral. Leur présence me donne la patience et l'inspiration pour tout ce qui est beau, elles sont la véritable signification de la famille et du soutien. Cette dédicace serait le meilleur moyen pour moi de vous honorer et de vous montrer à quel point vous avez été merveilleuses.

A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,  
Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible,

A toute mes amies : Blkhir Akram – Hammoudi Sif Edine - Lehouibi Salah – Maamri Fadel – Mammeri Taleb Kadour – Benhizia Nader - Benkrima Ahmed.

Merci d'être toujours là pour moi

*Maktal El Amine*



## Résumé

Le Groupement Reggan nord (GRN/CPF) où on a effectué notre stage traite actuellement une charge supplémentaire sans savoir les conséquences, alors nous avons procédé d'étude le traitement de gaz dans le CPF et la vérification des dimensions des sécheurs par tamis moléculaire pour voir si l'unité est sous ou surdimensionnée ou d'autre façon si l'unité est capable ou non de traiter ce suppléant.

D'après les calculs on a trouvé que les valeurs sont légèrement inférieures à celles du design, ce qui signifie que l'unité est non dimensionnée.

- Diamètre minimum de la colonne 2,73m
- Teneur en eau 3700ppmv
- Hauteur du tamis 6,67 m
- Quantité de tamis 56396,299kg

**Mots clés :** Tamis moléculaires, Sécheurs.

## Abstract

The Northern Reggan Grouping (GRN/CPF), where we conducted our internship, is currently handling an additional load without knowing the consequences. Therefore, we proceeded to study the gas treatment in the CPF and to check the dimensions of the dryers using molecular sieves to determine if the unit is undersized, oversized, or if it is capable of processing this additional load.

According to the calculations, we found that the values are lower than those of the design, which means that the unit is not properly sized.

- Minimum column diameter: 2,73m
- Water content: 3700ppmv
- Sieve height: 6,67m
- Quantity of sieves: 56396,299kg
- Pressure losses : 0.108379bar

**Kay words:** Molecular sieves, Dryers

## ملخص

يواجه مجمع رقان الشمالي، حيث أجرينا تدريبنا، حالياً حملاً إضافياً دون معرفة العواقب. لذلك قمنا بدراسة معالجة الغاز والتحقق من أبعاد المجففات باستخدام الغرابيل الجزيئية لتحديد ما إذا كانت الوحدة أقل من الحجم المطلوب أم أكبر منه، أو ما إذا كانت الوحدة قادرة على معالجة هذا الحمل الإضافي أم لا.

وفقاً للحسابات، تبين أن القيم أقل من تلك الموجودة في التصميم، مما يعني أن الوحدة غير مقاسة بشكل صحيح.

- الحد الأدنى لقطر العمود 2.73 م

- محتوى الماء 3700ppmv

- ارتفاع الغربال 6.67 م

- كمية الغرابيل 56396.299 كغ

- خسائر الضغط 0.108379 بار

**الكلمات المفتاحية:** المجففات، الغرابيل الجزيئية

# Sommaire

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste des figures ..... I

Liste des tableaux ..... II

Nomenclature ..... III

Introduction Générale ..... 1

## Chapitre I Généralités sur Le champ GRN

I.1 Introduction ..... 3

I.2 Description du projet ..... 3

I.3 Présentation du CPF ..... 4

I.3.1 Description du CPF ..... 4

I.3.2 Capacité du CPF ..... 4

I.3.3 Schéma Simplifié du processus de traitement en GRN ..... 5

I.4 Description du Process de l'unité CPF ..... 5

I.4.1 Installations d'entrées ..... 5

I.4.2 Section boosting ..... 6

I.4.3 Unité d'élimination des gaz acides (décarbonatation) ..... 6

I.4.4 Section de Déshydratation ..... 6

I.4.5 Unité de contrôle du point de rosée des hydrocarbures ..... 7

I.4.6 Unité de Recompressions de Gaz de Vente ..... 7

I.4.7 Comptage de gaz de vente et analyse online ..... 8

I.4.8 Unité de traitement et stabilisation des condensats ..... 8

I.4.9 Unité de traitement de l'eau produite ..... 8

I.5 Les utilités ..... 8

I.5.1 Air ..... 8

I.5.2 Azote ..... 9

I.5.3 Moyen de chauffage ..... 9

I.5.4 Unité de traitement de l'eau ..... 9

I.5.5 Réseau de torche ..... 9

I.5.6 Fuel gaz ..... 9

I.5.7 System d'injection des produits chimiques ..... 10

I.5.8 Système d'alimentation en diesel ..... 10



I.5.9	Système de drainage.....	10
I.5.10	Bassins d'évaporation .....	10
I.5.11	Salle de contrôle .....	10
I.5.12	Laboratoire.....	11
I.6	Moyens de prévention, de protection et d'intervention .....	11
I.6.1	Mesures de prévention et de protection prises contre les risques environnementaux .....	11
I.6.2	Mesures de prévention et de protection prises contre le risque de foudre .....	11
I.6.3	Mesures de prévention contre les effets domino .....	11
I.6.4	Mesures de prévention contre les risques d'ignition.....	11
I.6.5	Mesures de prévention d'une perte de confinement.....	12
I.6.6	Mesures de protection contre les surpressions .....	12
I.7	Généralité sur les puits .....	12
I.7.1	RG-05 .....	13
I.7.2	RG-06ST.....	13
I.7.3	RG-08 : .....	14
I.7.4	RG-13 : .....	14
II-5	RG-16 :.....	15

## Chapitre II Généralités sur le gaz Naturel et le Process de Traitement en GRN

II.1	Introduction .....	16
II.2	Nature et caractérisation des différents types de gaz .....	16
II.2.1	Gaz sec et gaz humide .....	16
II.2.2	Gaz à condensât .....	17
II.2.2	Gaz associé .....	17
II.3	Caractéristiques du gaz naturel .....	17
II.3.1	Le pouvoir calorifique .....	17
II.3.2	Composition chimique.....	17
II.3.3	Densité du gaz .....	18
II.3.4	Volume massique.....	19
II.3.5	Masse molaire moyenne .....	19
II.3.6	Viscosité .....	20
II.3.7	Compressibilité d'un gaz sec .....	20
II.4	Propriété du gaz naturel .....	21
II.4.1	Point de rosée.....	21
II.4.2	Teneur en H <sub>2</sub> S et CO <sub>2</sub> .....	21
II.4.3	Teneur en soufre total .....	22

II.4.4 Indice de Wobbe .....	22
II.4.5 Teneur des odorants .....	22
II.5 Procédés de traitement de gaz.....	22
II.5.1 Séparation (Extraction d'hydrocarbures liquides).....	22
II.5.2 DECARBONATATION LE GAZ NATREL :	23
II.5.3 Elimination de l'eau (déshydratation) :	25
II.5.3.1 Déshydratation par adsorption :	25

### **Chapitre III Déshydratation**

III.1 Introduction .....	30
III.2 Hydrates .....	30
III.2.1 Définition :	30
III.2.2 Structures des hydrates .....	31
III.2.3 Prévention contre la formation d'hydrates .....	31
3 Méthodes de Déshydratation .....	32
III.3.1 Séchage par refroidissement ou compression .....	32
III.3.2 Séchage par absorption .....	32
III.3.3 Déshydratation par Adsorption (cas de Reggane) .....	32
III.4 Types d'adsorbant .....	33
III.5 Adsorption sur les tamis moléculaires (cas de Reggane) .....	34
III.5.1 Description sur les tamis moléculaires.....	34
III.5.2 Description d'une colonne d'adsorption .....	37
III.5.3 Principe de l'adsorption.....	39
III.5.4 Influence de quelques paramètres sur une unité d'adsorption.....	40
III.5.5 Régénération des tamis moléculaires .....	41

### **Chapitre IV Partie Calcule**

IV.1 Introduction :	44
IV.2 Présentations du problème.....	44
IV.3 Partie Calcule .....	44
IV.3.1 Organigramme des calcules.....	44
IV.3.2 Dimensionnement d'un sécheur :	46
IV.3.2.1 Calcul du facteur de compressibilité Z .....	47
IV.3.2.2. Calcul de la densité relative du gaz.....	49
IV.3.2.3. Calcul de la masse volumique du gaz .....	49
IV.3.2.4. Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz .....	49
IV.3.2.5 Calcul de la vitesse superficielle de gaz au travers du déshydrateur :	50

IV.3.3 Calcul du diamètre minimum du déshydrateur .....	50
IV.3.4 Calcul de la quantité de tamis moléculaire pour adsorption .....	51
IV.3.5 La Hauteur de lit.....	52
IV.3.5.1 Calcul du flux d'adsorption d'eau .....	52
IV.3.5.2 Calcul de la hauteur de la zone de transfert de mass.....	52
IV.3.5.3 Hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur .....	52
IV.3.5.4 La masse totale du tamis moléculaire .....	53
IV.3.6 Calculez les pertes de charge à travers le déshydrateur : .....	53
IV.3.6.1 Calcul des pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire de 1/8'' .....	53
IV.3.6.2 Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique .....	54
IV.3.6.3 Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique de 1/2 pouce de diamètre (0,5") en utilisant la formule .....	54
IV.3.6.4. Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique de 1/4 pouce de diamètre (0,25") en utilisant la formule .....	54
IV.3.6.5 Pertes de charge totale au travers du déshydrateur .....	55
IV.4 Résultats et discussions : .....	55
IV.5 Comparaison des résultats avec le design .....	56
IV.6. Revoir les résultats précédents.....	56
Conclusion .....	57

## *Liste des figures*

<b>Figure I. 1</b> : Plan de localisation du groupement Reggane nord.....	3
<b>Figure I. 2</b> : Schéma Simplifié du processus. ....	5
<b>Figure I. 3</b> : Les puits du champ Reggan.....	12
<b>Figure I. 4</b> Carte d’endroit de RG-05 .....	13
<b>Figure I. 5</b> : Carte d’endroit de RG06ST .....	14
<b>Figure I. 6</b> : Carte d’endroit de RG08 .....	14
<b>Figure I. 7</b> : Carte d’endroit de RG13 .....	15
<b>Figure I. 8</b> : Carte d’endroit de RG16 .....	15
<b>Figure II. 1</b> : Schéma de principe simplifié d’un procédé d’absorption/désorption de gaz acide par des solutions d’Alcanolamines. ....	24
<b>Figure II. 2</b> : Description du processus de traitement de gaz naturel en GRN .....	28
<b>Figure II. 3</b> : PROCESS de traitement de gaz en GRN .....	29
<b>Figure III. 1</b> : Les hydrates. ....	30
<b>Figure III. 2</b> : Photo de tamis moléculaire et les billes en céramique.....	38
<b>Figure III. 3</b> : Schéma de déshydrateur .....	38
<b>Figure III. 4</b> : Evolution de la ZTM au cours du l’adsorption. ....	39
<b>Figure III. 5</b> : Représentation d’une courbe de perçage. ....	40
<b>Figure III. 6</b> : Evolution de la ZTM au cours du temps de régénération.....	42
<b>Figure III. 7</b> : graphique d’adsorption et régénération . ....	42
<b>Figure IV. 1</b> : Représente l’organigramme des calcules .....	45

## *Liste des tableaux*

<b>Tableau I. 1 :</b> Capacité de gaz de vente.....	4
<b>Tableau I. 2 :</b> Spécifications des produit .....	4
<b>Tableau II. 1 :</b> Exemples de compositions de gaz. ....	18
<b>Tableau III. 1 :</b> Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption .....	32
<b>Tableau III. 2:</b> Propriétés des adsorbants .....	34
<b>Tableau III. 3 :</b> Différents types des tamis moléculaires .....	35
<b>Tableau III. 4 :</b> Les dimensions critiques de certaines molécules .....	36
<b>Tableau III. 5 :</b> La polarité décroissante des tamis moléculaires .....	37
<b>Tableau IV. 1 :</b> Composition de gaz entrée sécheur .....	47
<b>Tableau IV. 2 :</b> Propriétés critiques du gaz naturel. ....	48

## *Nomenclature*

BP : Basse pression.

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

D : Diamètre du lit (ft).

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

HP : Haute pression.

Ht : Hauteur total de lit (ft).

HZ : La longueur de ZTM (ft).

MW : masse moléculaire du gaz (kg).

MP : Moyen pression.

P : Pression de gaz en (psi).

Q : Débit de gaz (m<sup>3</sup>/jour).

q : flux d'adsorption (lb H<sub>2</sub>O / h ft<sup>2</sup>)

RS : Saturation relative de l'alimentation en %.

R° : Rankine.

Å :Ångström

T : Température de gaz en R°.

Vg : Vitesse superficielle du gaz en (ft/h).

X : Capacité d'adsorption.

YW: Teneur en eau dans la charge en ppm.

Z : Facteur de compressibilité.

θ : temps de cycle d'adsorption.

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

ρg : masse volumique du gaz (lb/ft<sup>3</sup>).

ρt : masse volumique du tamis (lb/ft<sup>3</sup>).

ρB : masse volumique de billes (Kg/m<sup>3</sup>)



*Introduction*  
*Générale*

## **Introduction Générale**

Le gaz naturel est constitué essentiellement de méthane avec divers autres hydrocarbures saturés qui ont un point d'ébullition au-dessus de 200 °C et contient en outre des proportions fluctuantes d'Azote, gaz carbonique, sulfures ainsi que l'eau issue du gisement. Il s'infiltré souvent sous pression dans des formations rocheuses souterraines poreuses où il se mélange au pétrole brut ou au condensat. Diverses difficultés peuvent survenir à cause de cette teneur en eau élevée. Ces problèmes ont une influence directe sur l'équipement car ils engendrent rapidement une perturbation des systèmes installés.

L'élimination de toute trace d'humidité ou d'eau est essentielle pour la qualité du gaz, c'est pourquoi nous utilisons la déshydratation du gaz naturel. Afin d'éviter les complications associées à la présence d'eau dans le gaz naturel lors de son utilisation ou son transport.

La déshydratation est donc indispensable pour la sécurité des installations de traitement de gaz, et pour cela notre étude est liée à l'unité de déshydratation. En effet, l'objectif principal de cette étude consiste à vérifier le dimensionnement de l'unité étudiée, en effectuant des calculs basés sur des scénarios estimés afin de les comparer avec ceux donnés par le constructeur, dont le but de trouver des solutions aux problèmes qui peuvent être affrontés.

Les procédés de séchage du gaz naturel se diffèrent selon ses composants, notamment le pourcentage d'humidité qu'il contient, et parmi ces procédés nous citons le séchage par membrane, séchage de gaz à base de glycol, et séchage de gaz de tamis moléculaire

Dans le procédé de séchage par membrane, des membranes sélectives sont utilisées pour permettre le passage sélectif des molécules d'eau à travers la membrane, retenant ainsi l'eau tout en permettant le passage du gaz naturel déshydratant. Le procédé de séchage de gaz à base de glycol est largement utilisé dans l'industrie du gaz naturel en raison de son efficacité et de sa capacité à atteindre des niveaux d'humidité résiduelle bas dans le gaz déshydraté. Le gaz naturel humide entre dans une colonne de contact où il est mis en contact avec un glycol, tel que le monoéthylène glycol (MEG) ou le triéthylène glycol (TEG). Le glycol a une forte affinité pour l'eau et il absorbe l'eau présente dans le gaz. Dans notre étude on a utilisé la Procédé de séchage de gaz par tamis moléculaire, ces tamis sont des matériaux poreux conçus spécialement pour adsorber les molécules d'eau. Les pores du tamis moléculaire sont dimensionnés pour piéger sélectivement les molécules d'eau tout en permettant le passage du gaz naturel.

Toutes les méthodes ci-dessus sont efficaces, mais le choix dépendra des caractéristiques spécifiques du gaz à traiter, des exigences de qualité et des contraintes opérationnelles. Dans notre cas on a choisi les tamis moléculaires puisqu'ils offrent une

sélectivité élevée dans l'adsorption de l'eau et peuvent être utilisés pour obtenir des niveaux d'humidité très bas dans le gaz déshydraté. Ils sont également compacts et ne nécessitent pas de produits chimiques supplémentaires pour la régénération.

Notre travail se compose de quatre chapitres :

- Le premier chapitre donne une description du champ GRN.
- Le deuxième chapitre comprend des informations générales sur le gaz naturel et le Process de traitement de gaz en GRN
- Le troisième chapitre est consacré à la déshydratation de gaz en GRN.
- Le quatrième chapitre présente les résultats de dimensionnement de la colonne de séchage et compare les résultats des calculs avec les valeurs du constructeur réelle de GRN, notamment le diamètre minimum du déshydrateur, La quantité et la hauteur des tamis moléculaires dans le déshydratant, et les pertes de charge à travers le déshydrateur

*Chapitre I*

**Généralité sur Le  
champ GRN**

## I.1 Introduction

Du fait de leur demande et de leur utilisation devenue indispensable dans chaque foyer et chaque entreprise dans le monde, le secteur des hydrocarbures joue un rôle très important dans l'économie des pays. Le gisement de gaz naturel de l'Algérie est l'un des plus grands au monde, comprenant plusieurs gisements tels que celui de Reggane, ce qui en fait l'un des principaux pays exportateurs de gaz naturel.

## I.2 Description du projet

Le projet du Groupement Reggane est situé dans le bassin de Reggane à environ 1500 km au sud-ouest d'Alger où le climat est saharien.

Le groupement Reggane comprenant **Sonatrach, Repsol, RWE dea AG et Edison** contribue activement au développement de la région. Les installations de surface incluant un système de collecte de gaz reliant les puits à un CPF (usine de traitement de gaz), où les effluents des puits sont traités pour répondre aux spécifications de vente, le gaz est ensuite comprimé et exporté vers le gazoduc GR5 via un pipeline de 75 Km de long.

Les installations de surface sont situées dans une région désertique, à proximité il y a une zone d'oasis avec quelques centres très peuplés dont le moyen de subsistance des habitants locaux dépend en grande partie des activités agricoles.

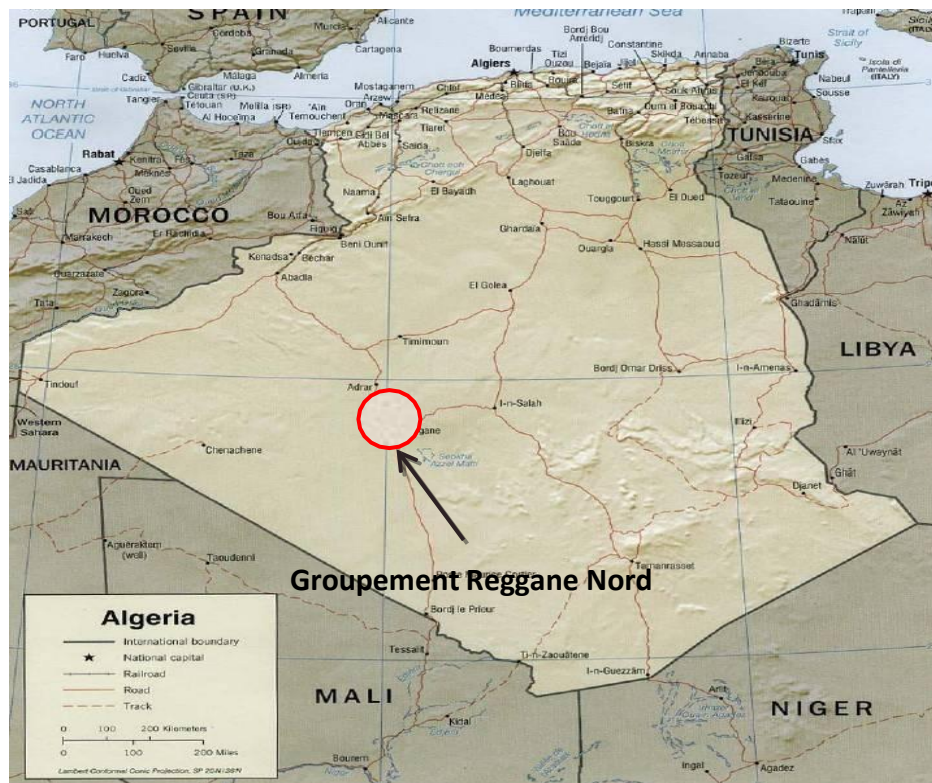


Figure I. 1 : Plan de localisation du groupement Reggane nord

### I.3 Présentation du CPF

#### I.3.1 Description du CPF

L'unité de traitement de gaz est implantée au sud d'Adrar. Les travaux de construction ont débuté en 2015 sous le contrôle et la supervision de la compagnie Petrofac (U.E.A).

La construction du projet dont le CPF (CPF : Central Processing Facilities) a abouti suite à un contrat de partenariat entre le Groupement Reggane et PETROFAC. La partie engineering du projet a été confiée à PETROFAC, tandis que les travaux de construction ont été entrepris par l'entreprise sous-contractante LEAD.

#### I.3.2 Capacité du CPF

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

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

La capacité sera déterminée en tenant compte des exigences du temps d'arrêt et d'entretien.

**Tableau I. 1 : Capacité de gaz de vente**

(Contrat de fourniture et d'achat de gaz)	Ventes gaz	BCm <sup>3</sup> /ans	2.81
	Ventes Gaz	MMcm <sup>3</sup> /j	8.0
	Perte incluse (temps d'arrêt)	%	4.0
	Perte incluse (temps d'arrêt)	jour	14
	Jour de fonctionnement (année normale)	jour	351

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

**Tableau I. 2 : Spécifications des produit**

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



**I.3.3 Schéma Simplifié du processus de traitement en GRN**

Ce plant représente les processus de traitement en GRN

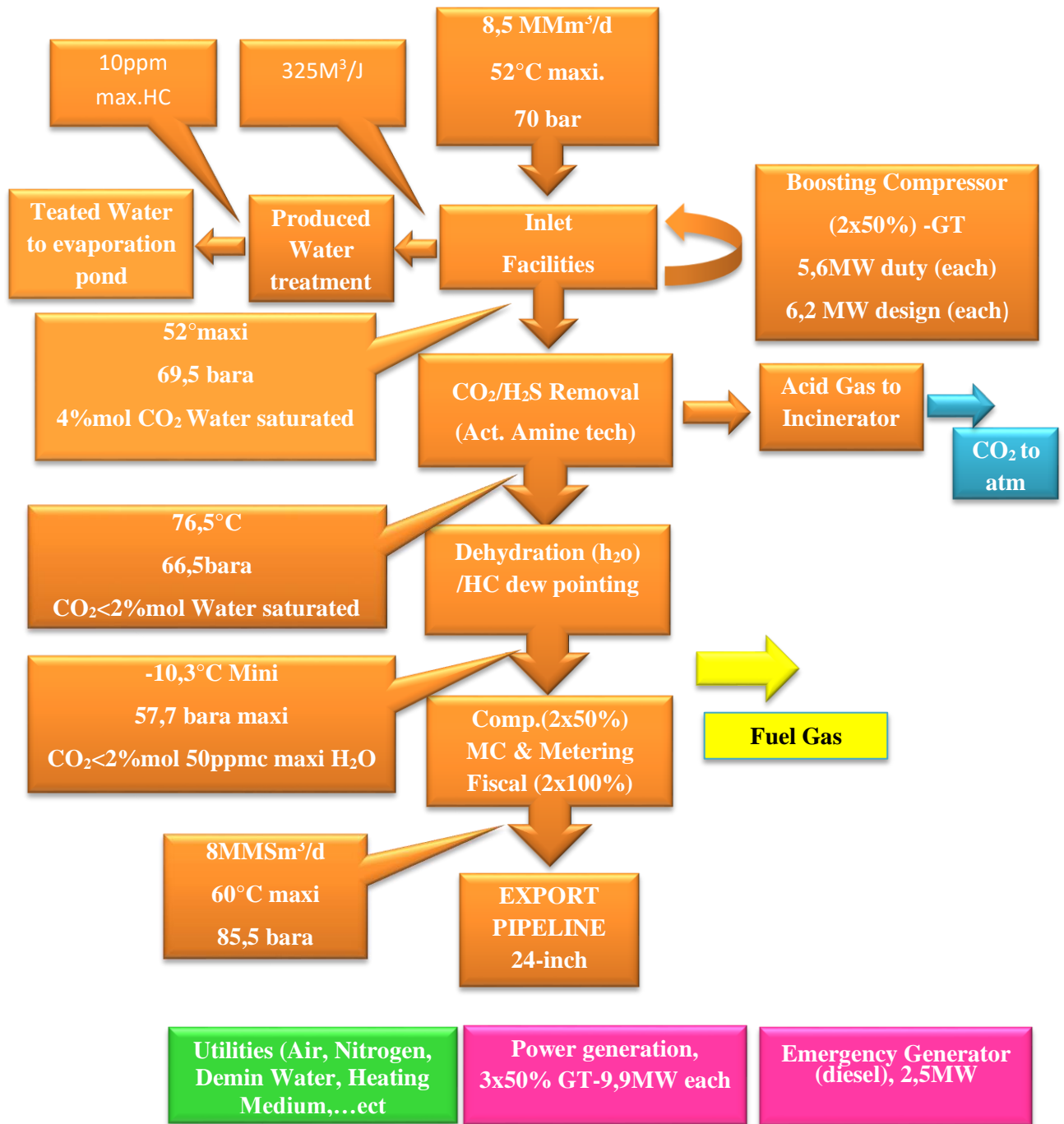


Figure I. 2 : Schéma Simplifié du processus.

**I.4 Description du Process de l'unité CPF**

**I.4.1 Installations d'entrées**

Au démarrage initial, toutes les truncklines (RG / KL-KLS / AZSE) fonctionnent à haute pression (pour maintenir la pression d'arrivée du CPF à 70 bar). La charge d'alimentation à travers ces 3 lignes entre dans le collecteur HP au CPF.

Des récepteurs de racleurs permanents (13104-SP-0101/23104-SP- 0101/33104-SP-0101) sont prévus pour truncklines individuelles. De même le collecteur LP est prévu pour raccorder truncklines pendant le fonctionnement LP (CPF pression d'arrivée de 31 bar). Des vannes d'isolation sont fournies pour brancher n'importe quelle trunckline soit sur le collecteur en fonction du profil de pression du champ.

Le gaz qui provient du collecteur HP, à une pression de 70 bar, entre dans une conduite de 18" vers le **slug catcher HP (1411-V-101)**, qui a pour rôle d'éliminer une quantité de liquide (condensât et l'eau) [1]

#### **I.4.2 Section boosting**

Les gaz provenant à une pression de 31 bar seront acheminés depuis le collecteur LP vers le slug catcher LP (1411-V-102) et ensuite vers le ballon d'aspiration (1460-V-101 A/B), le gaz sera comprimé dans les compresseurs (1460-K-101A/B), il va sortir à une pression de refoulement de 70 bar.

Ce gaz sera ensuite refroidi à une température de 50°C par des aéro-réfrigérants (1460-A-101 A/B), puis va être dirigé vers la ligne principale [1].

#### **I.4.3 Unité d'élimination des gaz acides (décarbonatation)**

Le gaz reçu des champs de puits devrait avoir un maximum de 5,3% en moles de CO<sub>2</sub> et 5 ppm d'H<sub>2</sub>S, qui doit être traité pour répondre aux spécifications du gaz commercialisé.

Les gaz provenant des installations d'entrée (HP Slug Catcher / LP booster Compresseur à l'avenir) passent par le séparateur d'entrée (1412-V-101), pour éliminer les traces de liquide. Ils sont en outre traités pour coaliser des gouttelettes libres, d'une taille de 1µm, dans le coalesceur d'entrée (1412-V-102) et acheminés vers le contacteur (1412-T-101).

Conformément à l'étude de DBO EPC (Design, Build & Operate Engineering, Procurement & Construction) et s'appuyant sur les informations d'exploration, le gaz se révèle être exempt de contamination par le mercure. Cependant, l'installation de Connexions est maintenue pour connecter une unité de démercurisation à l'avenir si la teneur en Hg augmente [1].

#### **I.4.4 Section de Déshydratation**

Le rôle de cette section est d'éliminer l'eau contenue dans le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates dans la zone cryogénique (turbo-expander) où la température atteint -9°C. La teneur en eau du gaz d'alimentation est à la saturation. Celui-ci traverse de haut en bas les sécheurs contenant un lit de tamis moléculaires type 4 A° qui élimine et réduit la teneur en eau à moins de 50 ppm(v).

Deux filtres en aval des quatre sécheurs retiennent les éventuelles particules de

poussière, d'une granulométrie de 0,3  $\mu\text{m}$ , afin d'éviter les bouchages dans les instruments de mesure et les équipements sensibles tel que la cold box 1414-E-201 ainsi que l'érosion de ces derniers.

Des hygromètres en ligne placés à la sortie de chaque sécheur servent à mesurer la teneur en eau du gaz séché en fonction du point de rosée.

Une partie de ce gaz déshydraté servira de gaz de régénération. En exploitation normale, deux sécheurs sont en phase de service en parallèle (adsorption) alors que le troisième et le quatrième sont en phase de régénération (chauffage ou refroidissement) [1].

#### **I.4.5 Unité de contrôle du point de rosée des hydrocarbures**

Le schéma de procédé se présente comme suit :

Le gaz entre dans l'échangeur gaz-gaz (1414-E-201) à 59,9 bars de pression et 59 degrés Celsius, où il se refroidira initialement à -1 degrés Celsius. La phase liquide est ensuite séparée et envoyée vers l'unité de traitement des condensats après passage dans le séparateur d'entrée du turbo-expander (1414-V-201), tandis que la phase gazeuse se détend dans le turbo-expander (1414-X-201) à une pression finale de 53,2 bar et une température de -7 °C. Le séparateur de décharge du turbodétendeur (1414-V-202) sépare le liquide obtenu après détente.

Le gaz s'échauffe d'une température de -7 à 55 C en retournant dans l'échangeur pour céder ses calories négatives au gaz issu de la section de déshydratation. Avant d'être envoyé vers l'unité de compression d'exportation, ce gaz résiduel est comprimé dans le compresseur du turbodétendeur (1414-K-201).

Tant que le turbo-expander n'est pas disponible, le train fonctionne en mode Joule-Thomson à 80 % à chaque arrêt et démarrage.

Le point de rosée des hydrocarbures dans le gaz à l'entrée du CPF sera conforme aux exigences maximales du gaz d'exportation lors de l'exploitation de puits moins riches, est-il à noter. En conséquence, il est prévu de sauter l'ensemble de l'unité de pointage de rosée dans ce cas [1].

#### **I.4.6 Unité de Recompressions de Gaz de Vente**

Le gaz traité quittant l'unité de dew pointing est recomprimé de telle sorte qu'il puisse être exporté vers le pipeline GR-5 se trouvant à 75 Kms au nord-est du CPF. Une fois le gaz traité au niveau des sections de désacidification, déshydratation et dew pointing, deux trains de Compresseurs d'Export (2 X 50%) (1419-K-101A / B) sont fournis afin d'augmenter la pression du gaz de vente pour pouvoir l'injecter à la pression au raccordement de GR-5 (71 bar). Chaque train est équipé d'un séparateur d'aspiration (1419-V-101A/B), et d'un aéro-réfrigérant (1419-A-101A/B) [1].

### I.4.7 Comptage de gaz de vente et analyse online

Les systèmes de mesure du gaz sont installés comme suit :

- ❖ **Export Fiscal Gas Metering System** : pour mesurer la quantité de gaz de vente. Il comprend les instruments suivants : débitmètres à ultrasons, transmetteurs de pression, transmetteurs de température, calculateurs de débit et ordinateur de supervision redondant. Des chromatographes pour l'analyse de composition selon les spécifications imposées.
- ❖ **Buy Back en Back flow** : Il est prévu pour la pressurisation et le démarrage initial de l'usine, de même qu'il servira d'alimentation de secours pour le fuel gaz. Il sera installé en parallèle avec le système de comptage.
- ❖ **Operational metering system** : il est installé au niveau de point de connexion avec GR5 pour confirmer le débit de gaz, d'autre part il permettra la détection des fuites tout au long du pipeline à travers le système PLMS (Pipeline Leak Monitoring System) [1].

### I.4.8 Unité de traitement et stabilisation des condensats

Le condensat provenant du slug catcher et de tous les points de récupération à travers le CPF, doit être stabilisé et traité pour la compatibilité avec les spécifications d'utilisation et d'export. Le condensat stabilisé est utilisé comme combustible pour le four et l'incinérateur dans le CPF. L'excès sera transporté par des camions à la raffinerie de Touat après le comptage fiscal [1].

### I.4.9 Unité de traitement de l'eau produite

L'unité de traitement d'eau produite reçoit les effluents à partir des trois sources principales qui sont l'hydrocyclone du slug catcher HP, le séparateur d'entrée condensat & dessaleur, et le ballon de gaz de régénération. L'eau produite est traitée dans la section de déshuilage pour la débarrasser de toutes traces d'hydrocarbures. Ensuite l'eau produite sera rejetée au bassin d'évaporation en conformité avec les lois Algériennes en matière de préservation de l'environnement. Le décret exécutif 06-141 du 19-04-2006 a été promulgué afin de définir les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels [1].

## I.5 Les utilités

### I.5.1 Air

L'air produit par les compresseurs d'air à vis est séché à travers le package de séchage jusqu'à un point de rosée de  $-40^{\circ}\text{C}$  à 9.5 bar. L'air sec sera utilisé :

- ❖ D'une part pour fournir l'air service (différents point utilités installés à travers le CPF pour nettoyage et soufflage)

- ❖ D'autre part l'air instrument servira de fluide moteur pour les vannes de sécurité et de contrôle de même pour le fonctionnement des instruments du CPF.

### **I.5.2 Azote**

Pour des raisons de sécurité, les procédures imposent un inertage des capacités ou équipements avant chaque ouverture ou intervention avec feu (soudure, chalumeau...).

L'unité de production d'azote a été installée à cet effet pour production d'azote gazeux avec une pureté de 97% à une pression de fonctionnement de 6,5 bars.

### **I.5.3 Moyen de chauffage**

Le système de chauffage utilise de l'eau chaude pour satisfaire le besoin du rebouilleur de régénération d'amine. Le système d'eau chaude sera chauffé par une combinaison d'unités de récupération de chaleur résiduelle installée aux échappements des turbines à gaz et au niveau de l'incinérateur des gaz acides.

### **I.5.4 Unité de traitement de l'eau**

L'eau brute provient des aquifères souterrains, elle sera destinée vers l'unité de traitement d'eau de service et dans des cas exceptionnels pour remplir les bacs d'eau anti-incendie. L'eau de service est utilisée pour le nettoyage, la consommation domestique et la lutte contre les incendies. L'eau déminéralisée est utilisée pour la dilution de l'amine, l'unité de lavage du compresseur axial des turbines à gaz et pour le système de chauffage à l'eau.

### **I.5.5 Réseau de torche**

Le système de torche est constitué de deux torches

- Torche haute pression HP
- Torche basse pression LP

Nécessaires pour assurer la sécurité de l'installation et des équipements en cas de déclenchement par perte d'énergie électrique ou par sécurité du process.

### **I.5.6 Fuel gaz**

Le gaz combustible à haute pression HP provient de l'unité de déshydratation et il est fourni à  $\cong 30$  bar. Ce gaz est utilisé principalement comme carburant pour les turbines à gaz et pour les futurs turbocompresseurs boosters LP.

Le gaz combustible à basse pression LP ( $\cong 3.5$  bar) provient de la détente du gaz combustible à haute pression et d'une combinaison de gaz récupérés de différent équipement de séparation du CPF (Condensate Inlet Separator, Rich Amine Flash Drum, Condensate Stabilization Column et la section de traitement de l'eau produite).

Ce gaz est utilisé essentiellement pour le four et l'incinérateur et aussi comme gaz de balayage

des torches et gaz pilote.

### **I.5.7 System d'injection des produits chimiques**

Des unités d'injection de produits chimiques sont fournies pour toute l'installation de traitement du gaz.

Les principales substances chimiques suivantes sont stockées de manière adaptée :

- Amine.
- Inhibiteur de corrosion.
- Gasoil.
- Méthanol.
- Lubrifiant.
- Anti-mousse.
- Anti-Scalant.
- Oxygène Scavenger.
- Biocide.
- Hypochlorite de Sodium.
- Demulsifier.
- Sodium Bisulfite.
- Soude Caustique.

Toutes les installations d'injection consistent en un bac de stockage fixe et une pompeuseuse à injection munie d'un système de sécurité.

### **I.5.8 Système d'alimentation en diesel**

Le carburant diesel est utilisé pour les pompes d'eau anti-incendie et la pompe d'injection de mousse ainsi que pour le générateur diesel d'urgence.

La capacité du bac de stockage est de 48 m<sup>3</sup>. Le système est fourni avec un filtre coalescent et une pompe pour délivrer le carburant aux réservoirs des consommateurs individuels.

### **I.5.9 Système de drainage**

Le système de drainage du CPF comprend le drainage ouvert, le drainage fermé, un système de drainage d'amine dédié et un système de drainage diesel pour collecter les drains de gasoil des différentes sources.

### **I.5.10 Bassins d'évaporation**

Les bassins d'évaporation sont divisés en quatre cellules, trois principales et une commune.

Les sources d'eau potentielles sont identifiées pour l'élimination définie :

- L'eau produite traitée.
- L'eau de pluie.
- L'eau de service
- L'eau anti-incendie

### **I.5.11 Salle de contrôle**

La salle de contrôle du CPF est équipée d'un système de supervision et contrôle récent et sophistiqué appelé Distributed Process Control System (DPCS) de marque Honeywell Experion, composé des consoles I.C.S.S (Integrated Control and Safety System) assurant l'interface entre l'opérateur et les organes de régulation.

Il existe également un système de gestion d'arrêt d'urgence de l'unité appelé E.S.D (Emergency Shut Down) pour arrêter l'installation (arrêt total ou partiel) ou l'équipement en un



état de sécurité.

Fire & Gas System sera indépendant d'ESD et DPCS, il alerte automatiquement de manière audible et visuelle toute situation d'incendie ou de fuite d'hydrocarbures.

#### **I.5.12 Laboratoire**

Le CPF est doté d'un laboratoire d'analyses afin de vérifier la conformité des produits au cours du processus de traitement pour s'assurer que les normes de qualité des produits finis sont respectées avant leur expédition ou livraison.

### **I.6 Moyens de prévention, de protection et d'intervention**

#### **I.6.1 Mesures de prévention et de protection prises contre les risques environnementaux**

Les mesures préventives et de protection suivantes sont applicables à l'ensemble des installations du projet Reggane Nord (tête de puits, station de collecte, CPF et gazoduc d'export).

#### **I.6.2 Mesures de prévention et de protection prises contre le risque de foudre**

Conformément à la réglementation algérienne, les installations de Reggane seront équipées d'un système de protection contre la foudre. Le risque de foudre a été identifié lors de l'analyse des risques dans une étude spécifique et remédié par l'installation des mises à la terre. Cette étude présente les mesures de prévention et de protection qui seront intégrées dans le modèle d'ingénierie de détail qui sera réalisé durant la phase de construction du projet.

#### **I.6.3 Mesures de prévention contre les effets domino**

Les distances minimales acceptables et requises entre les unités de procédés, les équipements dans chaque unité, les bâtiments, les bureaux, les routes, les zones de stockage, les abris des compresseurs, les clôtures, les torches, etc. sont établies à partir des requis définis dans le document de GRN PS-1410-1155-300-E intitulé « Plot Plan Philosophy ». Ces exigences seront revues suite aux résultats de la modélisation des conséquences d'un accident majeur.

D'autre part, la salle de contrôle et les bâtiments normalement occupés sont localisés dans les zones non dangereuses du site.

#### **I.6.4 Mesures de prévention contre les risques d'ignition**

Tous les équipements localisés en zone ATEX seront conformes à la Directive ATEX 95 (94/9/EC) et au standard international IEC 60079. Ces équipements devront être conformes aux caractéristiques minimales suivantes :

- Groupe de gaz IIA.
- Température Maximale de Surface : T3 soit 200°C.

Les équipements fixes seront raccordés à la terre et les précautions seront prises pour éviter la formation d'électricité statique. Les appareils électriques utilisés en zone ATEX seront certifiés par un organisme international reconnu.

### I.6.5 Mesures de prévention d'une perte de confinement

Toutes les installations de Reggane y compris les utilités seront suivies en salle de contrôle et seront protégées par un système de protection instrumenté à deux niveaux en fonction de la gravité de la situation :

- ❖ Le premier niveau est constitué des capteurs de contrôle qui retransmettent les informations au système de contrôle et de sécurité (DPCS) qui donne l'alarme en salle de contrôle en cas de déviation importante des paramètres par rapport à leur valeur de consigne.
- ❖ Le second niveau est constitué par une boucle instrumentée indépendante de la première et connectée au système d'arrêt d'urgence (ESD) du CPF qui déclenche des actions dans certaines conditions dangereuses comme configurées dans le diagramme logique de l'ESD.

### I.6.6 Mesures de protection contre les surpressions

Toutes les installations de Reggane sont conçues pour minimiser la probabilité d'occurrence d'une surpression. Cependant, des mesures de protection sont prévues pour minimiser les effets d'une surpression dans les installations :

- Soupapes de sécurité connectées à la torche.
- Système de dépressurisation pour décharger l'excès de pression et réduire ainsi le stress mécanique des équipements sous le feu [1].

## I.7 Généralité sur les puits

Ici, nous montrons quelques informations sur les puits du champ Reggan (RG-05, RG-06ST, RG-08, RG-13 et RG-16) .

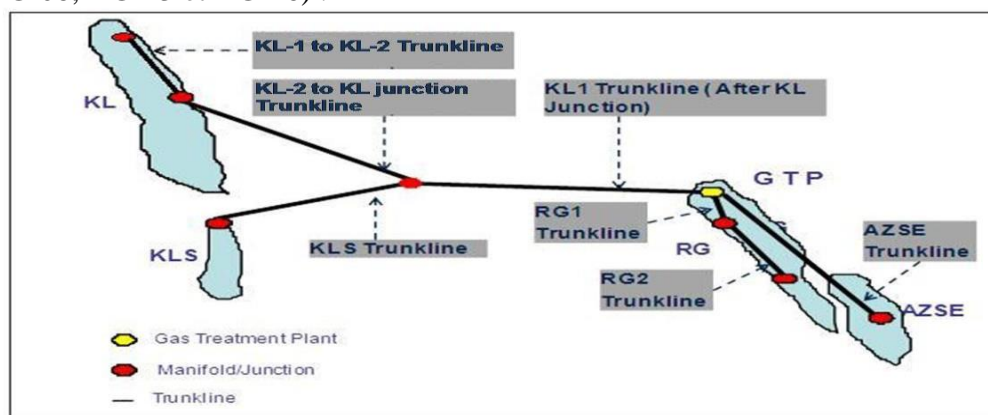


Figure I. 3 : Les puits du champ Reggan [1].

### I.7.1 RG-05

Le puits RG-05 a été foré par Repsol S.A en 2005 en tant qu'un puits d'exploration, Les objectifs étaient le dévonien, l'Emsian, Siegenian C et D, Gedinnian A et B, avec des résultats positifs pour les deux réservoirs dévoniens. Ce puits vertical a une profondeur totale de 4509m.

Résumé de l'historique de puits

- Phase de forage (25 juin 2005 / 20 novembre 2005)
- Opération de fracturation (sans appareil de forage) et test de puits (24 juillet 2005/11 septembre 2005)
- Réentrée dans le puits (25 juin 2008/6 septembre 2008)
- Intervention sur le puits (sans appareil de forage) et test de puits (le 7 octobre 2008/15mars 2009)
- Opération de réentrée pour descendre la complétion permanente (06/2016) [2].

#### ➤ Carte d'endroit de puits

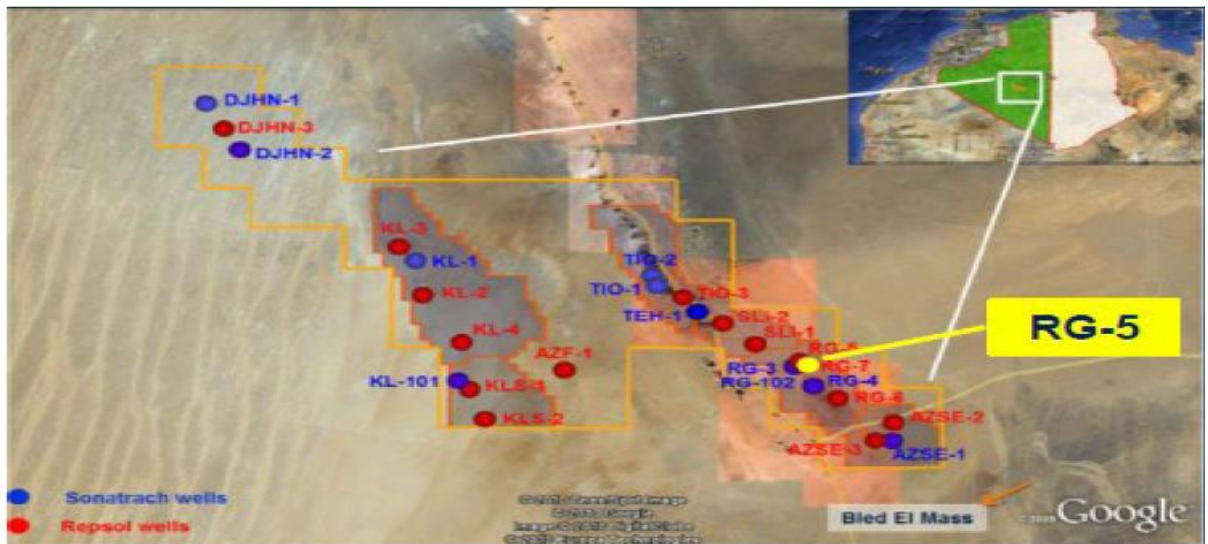


Figure I. 4 Carte d'endroit de RG-05 [2]

### I.7.2 RG-06ST

RG6 c'est un puits vertical d'exploration foré dans la Sahara algérienne, bloc 351C et 352C du bassin de Reggane, il est situé de 10 KM SE de RG 5. Le puits a pénétré la cible principale (la formation de Dévonien inférieur) à 3707 m, La cible secondaire (Hamra Quartzites Ordovicien) a également été pénétré à 4948 m, mais en raison de problèmes lors de la récupération de l'outil de l'installation de liner après l'opération de cimentation, il a dû être abandonné et pour cette raison impossible d'être tester le TD de puits a été fixé à 5116 m, 168m sous le top de la formation de Quartzite Hamra le contrat de forage a été attribué à SAIPEM qui a mobilisé sa RIG SAIPEM AZ 5892.

Résumé de l'historique de puits :

- La phase de forage (31 Mai 2006 / 31 Juillet 2007)
- Coiled tubing et test de puits et l'abondons de puits (5 Mars 2007 / 20 Avril 2007)
- Ré-entrée et sidetracking le puis à partir de 9-5/8'' casing et foré la formation dévonienne inférieure jusqu'à une profondeur totale de 4074 m MD (08/2016) [2].
- La carte d'emplacement de puits :

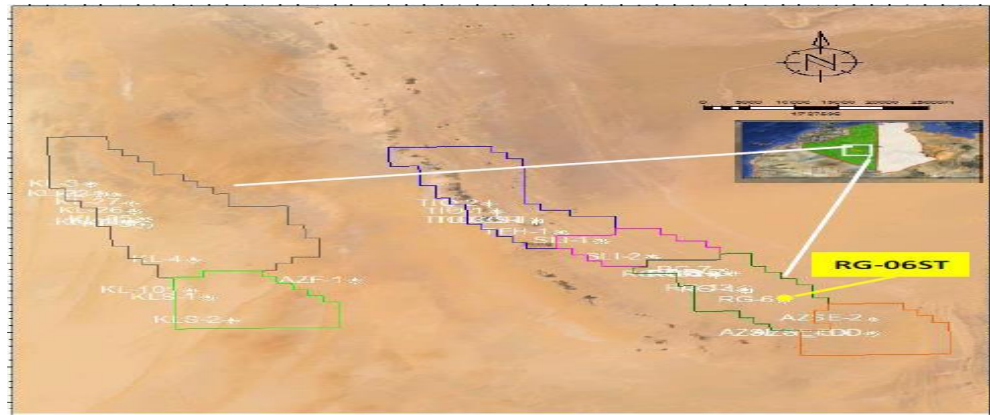


Figure I. 5 : Carte d'endroit de RG06ST [2]

**I.7.3 RG-08 :**

RG-08 est le premier puits vertical de développement foré par KCA-D rig, Situé dans le côté nord du bloc Reggane Nord 351c, (coordinates : X = 810,323 m, Y = 2.976.871 m in zone 30N UTM) L'objectif de subsurface était de développer le réservoir dévonien inférieur (Ged-A, Ged-B et Sieg-C) tout en prouvant ses caractéristiques pétrophysique et son potentiel en hydrocarbures.

Résumé de l'historique de puits :

- Période de forage : 02/2016 rig KCA-D
- TCP Under balance perforation et DST test 04/2016
- Phase de complétion : 05/2016 [2].
- **Carte d'endroit de puits :**

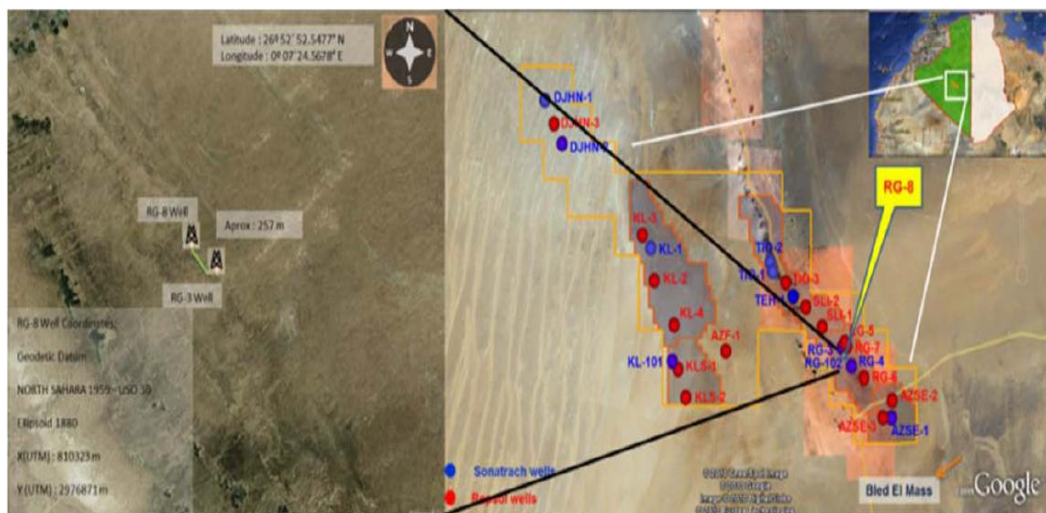


Figure I. 6 : Carte d'endroit de RG08[2]

**I.7.4 RG-13 :**

RG13 sera le deuxième puits de développement du structure situé à : 26°50'31.60078"N and Longitude: 0°09'28.59058"E (Y-Northing: 2, 972,616 m and X-Easting: 813,856 m) using Datum: North Sahara 1959 (Clarke1880) - Zone 30, dans la partie nord de l'axe principal de la partie supérieure de la structure de Reggane, environ 0,394 Km NW de RG-4.

Le puits est foré par GRN pour drainer le gaz et confirmer la présence et la qualité des formations dévoniennes inférieures (Principalement Ged-A, Ged-B et Sieg-C) Résumé de



l'historique de puits :

- Phase de forage : 05/2016
- TCP /DST test 06/2016
- Descente de la complétion permanente : 06/2016 [2].

➤ Carte d'endroit du puits :

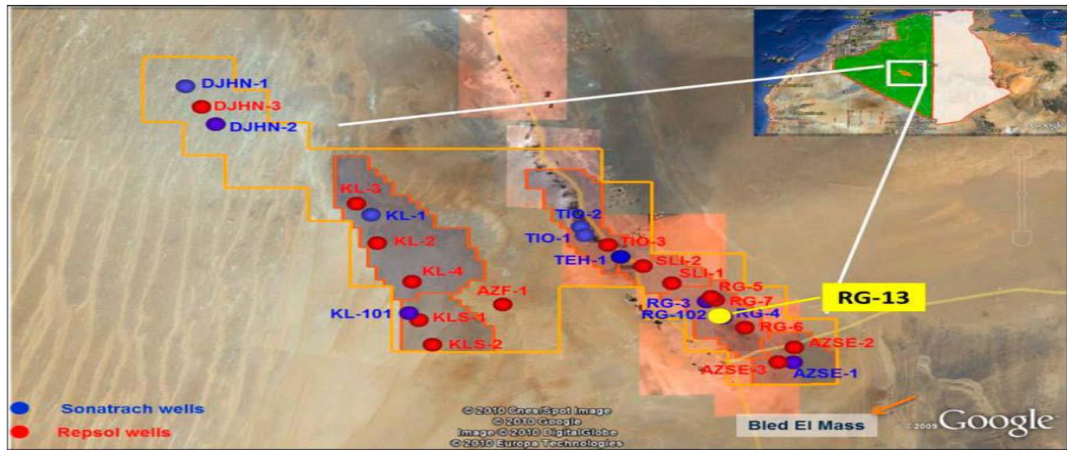


Figure I. 7 : Carte d'endroit de RG13[2]

II-5 RG-16 :

RG16 est un puits de développement dans le champ de Reggane foré à Silurian à une profondeur totale de 3890 m MD (-3877.2m TVD). Les opérations (openhologging, MDT pression et mobilité) ont confirmé la présence et la qualité des formations dévoniennes inférieures (Ged-A, Ged-B et Sieg-C). REGGANE-16 (RG-16) est situé à Latitude : 26 ° 49 '57.07480 "N et Longitude : 0 ° 11'01.16118 "E (Y-Northing : 2,971,616.779 m et X-Easting : 816,439.859 m) en utilisant Datum : Sahara du Nord 1959 (Clarke1880) -Zone 30, dans le sud-est de Structure Reggane, environ 2,6 km SE du puits RG-4 [2].

➤ Carte d'emplacement de puits :



Figure I. 8 : Carte d'endroit de RG16[2]

*Chapitre II*  
*Généralités sur le gaz*  
*Naturel et le Process*  
*de Traitement en GRN*



## II.1 Introduction

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures gazeux naturellement présent dans le sous-sol. Il est principalement composé de méthane (CH<sub>4</sub>) mais contient également des quantités variables d'autres alcanes supérieurs, ainsi qu'une petite proportion de dioxyde de carbone, d'azote, de sulfure d'hydrogène ou d'hélium. Le gaz naturel est souvent extrait à partir de réservoirs souterrains ou associé à d'autres dépôts d'hydrocarbures, et est utilisé comme source d'énergie pour le chauffage, la production d'électricité et les processus industriels. C'est une source d'énergie fossile considérée comme plus propre que le charbon ou le pétrole en raison de ses émissions plus faibles de dioxyde de carbone lorsqu'il est brûlé.

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer les composants tels que l'eau, le gaz acide et les hydrocarbures lourds présents à la sortie du puits afin de rendre le gaz de qualité transport ou commercial, de préférence poursuivi pendant la production. Seuls les procédés qui rendent le gaz transportable sont effectués.

Les principaux soins prodigués sont :

Dans une première étape, la fraction liquide éventuellement présente dans l'effluent du puits peut être séparée :

La fraction hydrocarbure liquide (gaz associé ou condensat d'eau libre). Les étapes de traitement suivantes dépendent du mode de transport sélectionné.

Le gaz naturel peut être transporté sous les formes suivantes :

- Gaz naturel comprimé (transporté par gazoduc).
- Gaz de pétrole liquéfié (GPL).
- Gaz Naturel Liquéfié (GNL).

Par conséquent, il peut être nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- Sulfure d'hydrogène H<sub>2</sub>S : Toxique et corrosif.
- Dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> : Corrosif et non calorifique.
- Mercure : Partiellement corrosif. Eau conduisant à la formation d'hydrates.
- Hydrocarbures qui se condensent dans les réseaux de transport.
- Azote : pouvoir calorifique nul.

## II.2 Nature et caractérisation des différents types de gaz

### II.2.1 Gaz sec et gaz humide

Le gaz sec est un gaz naturel qui ne contient pas ou très peu d'impuretés, telles que l'eau, le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène et les composés organiques volatils. Il est composé principalement de méthane, mais peut également contenir d'autres hydrocarbures légers tels que l'éthane, le propane et le butane. Le gaz sec est souvent préféré pour une utilisation commerciale, industrielle et domestique car il brûle plus proprement et est plus facile à transporter et à stocker que le gaz naturel qui contient des impuretés.

Avant d'être distribué pour utilisation, le gaz naturel est généralement traité pour éliminer les impuretés et produire du gaz sec.

Un gaz est dit humide si une phase liquide se forme en surface sans qu'une condensation rétrograde ne se produise dans le réservoir. Ces gaz ont généralement des concentrations de méthane plus faibles que les gaz secs. Un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec.

### II.2.2 Gaz à condensât

Le condensat est un mélange de liquides organiques légers, tels que le propane, le butane, le pentane, l'hexane et l'heptane, qui se trouve souvent en association avec le gaz naturel.

Le condensat est produit lorsqu'un gaz à haute pression et à haute température est refroidi et condensé, ce qui provoque la séparation des liquides du gaz naturel. Le condensat est généralement de couleur claire et inodore. Il peut être utilisé comme source d'énergie, de matière première pour la production de produits chimiques et de carburants, ainsi que pour d'autres applications industrielles. Le traitement du condensat implique généralement la séparation des différentes fractions de liquides pour une utilisation spécifique. Le condensat est souvent récupéré en même temps que le gaz naturel humide ou sec lors de l'extraction des ressources énergétiques.

### II.2.2 Gaz associé

Le gaz associé est un gaz naturel qui est souvent trouvé dans les mêmes gisements de pétrole brut. Il est produit simultanément lors de l'extraction du pétrole brut et se trouve souvent dissous dans le pétrole brut sous forme de gaz dissous. Le gaz associé peut être récupéré et utilisé comme source d'énergie. Il peut également être utilisé comme matière première pour produire des produits chimiques et des carburants. Cependant, le gaz associé peut contenir des impuretés, telles que le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone, qui nécessitent un traitement avant son utilisation. Les gisements de gaz associé sont souvent exploités en même temps que les gisements de pétrole brut pour maximiser l'utilisation des ressources naturelles.

## II.3 Caractéristiques du gaz naturel

Le gaz brut naturel est caractérisé par les propriétés suivantes :

### II.3.1 Le pouvoir calorifique

C'est la chaleur en joules ou en calories dégagée lors de la combustion complète d'un mètre cube, d'un kilogramme ou d'une mole de gaz à 15°C et à pression atmosphérique. Par conséquent, l'unité de pouvoir calorifique est : (J/m<sup>3</sup>), (J/kg) ou (J/mol). Autrement dit, le pouvoir calorifique exprime l'enthalpie de combustion par unité de volume, masse ou mole de gaz à une température de 15°C.

#### II.3.1.2 Le pouvoir calorifique supérieur (P.C.S)

Le pouvoir calorifique mesuré ou calculé du gaz si l'eau dégagée lors de la combustion est à l'état liquide.

#### II.3.1.2 Le pouvoir calorifique inférieur (P.C.I)

C'est le pouvoir calorifique mesuré ou calculé du gaz si l'eau dégagée par la combustion est sous forme de vapeur.

### II.3.2 Composition chimique

Il exprime le pourcentage d'éléments et de composés dans un gaz et permet d'étudier la vaporisation, de calculer la masse moléculaire et de déterminer certaines autres propriétés en

fonction de la pression et/ou de la température, comme la compressibilité, la densité, etc. La composition d'un gaz peut également être donnée comme la fraction massique des constituants.

Tous les hydrocarbures présents dans le gaz naturel appartiennent à la série des alcanes et sa formule générale est :  $C_nH_{2n+2}$ . Ajoutez-y :  $N_2$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ . Voici les compositions de 04 gaz algériens provenant de différents gisements (tableau I.1) :

**Tableau II. 1** : Exemples de compositions de gaz.

Composition /Région	Hassi R'Mel	GTFT	In Amenas	Reggane
<b>N2</b>	5.56	1.71	0.545	<b>0.72</b>
<b>CO2</b>	0.2	1.41	4.000	<b>5.3</b>
<b>H2S</b>	0	0	0	<b>0</b>
<b>C1</b>	78.36	75.95	81.807	<b>86.49</b>
<b>C2</b>	7.42	10.30	7.521	<b>05.10</b>
<b>C3</b>	2.88	5.17	2.964	<b>01.16</b>
<b>i-C4</b>	0.62	0.61	0.546	<b>00.13</b>
<b>n-C4</b>	1.1	1.73	0.667	<b>0.25</b>
<b>i-C5</b>	0.36	0.39	0.279	<b>0.08</b>
<b>n-C5</b>	0.48	0.55	0.236	<b>0.07</b>
<b>n-C6H14</b>	0.59	0.59	0.333	<b>0.09</b>
<b>n-C7H16</b>	0.56	0.52	1.103	<b>0.01</b>
<b>n-C8H18</b>	0.45	0.39	0	<b>0.06</b>
<b>n-C9H20</b>	0.37	0.22	0	<b>0.07</b>
<b>n-C10H22</b>	0.27	0.17	0	<b>0</b>
<b>n-C11H24</b>	0.24	0	0	<b>0</b>
<b>n-C12H26</b>	<b>0.57</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### II.3.3 Densité du gaz

La densité du gaz naturel dépend de sa composition chimique et de ses conditions de température et de pression. En général, la densité du gaz naturel est d'environ  $0,75 \text{ kg/m}^3$  à des conditions standard de température et de pression (STP), qui sont définies comme une

température de 0°C et une pression de 1 atmosphère (101,325 kilopascals). Cependant, la densité du gaz naturel peut varier considérablement en fonction de sa composition. Par exemple, le gaz naturel qui contient une quantité élevée de méthane aura une densité plus élevée que le gaz naturel qui contient une quantité élevée de gaz carbonique. En général, la densité du gaz naturel est utilisée pour calculer la quantité de gaz qui peut être stockée dans un réservoir ou pour déterminer la pression nécessaire pour transporter le gaz à travers les pipelines.

La densité du gaz est donc :

$$D(\text{gaz}) = \frac{\rho(\text{gaz})}{\rho(\text{air})}$$

Dans des conditions standard (0°C et 1 atm) on a :  $\rho(\text{air})=1.29 \text{ g/L}$ . La densité d'un gaz peut également être exprimée par la relation suivante en ajoutant le facteur de compressibilité (Z) à l'équation d'état des gaz parfaits :

$$\rho(\text{gaz}) = (P.M(\text{gaz})) / (Z.R.T)$$

Une mole de tout gaz, y compris l'air, pris dans des conditions normales a un volume molaire de 22,4 litres. Ensuite, le rapport de densité est réduit au rapport de masse molaire car les volumes sont égaux.

### II.3.4 Volume massique

Le volume massique du gaz naturel est l'inverse de la masse volumique, c'est-à-dire le volume occupé par une unité de masse de gaz naturel. Il dépend également de la composition chimique et des conditions de température et de pression. À des conditions standard de température et de pression (STP), qui sont définies comme une température de 0°C et une pression de 1 atmosphère (101,325 kilopascals), le volume massique du gaz naturel est d'environ 1,54 m<sup>3</sup>/kg. Cela signifie qu'un kilogramme de gaz naturel occupe un volume d'environ 1,54 mètres cubes à ces conditions standard. Cependant, comme pour la densité, le volume massique du gaz naturel peut varier considérablement en fonction de sa composition chimique et des conditions de température et de pression.

### II.3.5 Masse molaire moyenne

Le gaz naturel est un mélange de différents hydrocarbures, tels que le méthane, l'éthane, le propane, le butane et d'autres composants en moindre quantité. Par conséquent, la masse molaire moyenne du gaz naturel dépend de sa composition chimique.

En général, la masse molaire moyenne du gaz naturel est d'environ 16 grammes par mole (g/mol). Cela est dû à la prédominance du méthane, qui représente environ 70 à 90% de la composition du gaz naturel, et a une masse molaire de 16,04 g/mol.

Cependant, il convient de noter que la composition du gaz naturel peut varier considérablement selon son origine et son traitement. Par conséquent, la masse molaire moyenne du gaz naturel peut également varier. Dans les applications où une précision plus élevée est requise, il est important de connaître la composition spécifique du gaz naturel en question pour calculer avec précision sa masse molaire moyenne.

### II.3.6 Viscosité

La viscosité du gaz naturel dépend de sa composition chimique et de sa température et pression. En général, le gaz naturel est considéré comme un fluide peu visqueux, c'est-à-dire qu'il a une faible résistance aux écoulements et aux déformations.

La viscosité du gaz naturel peut être approximée à l'aide de diverses équations et modèles empiriques en fonction de sa composition et des conditions de température et pression. Par exemple, l'équation de Lee et Gonzalez, largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière, permet de calculer la viscosité du gaz naturel en fonction de sa température, pression et composition en hydrocarbures.

L'équation de Lee et Gonzalez est une équation empirique largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour estimer la viscosité des gaz naturels en fonction de leur composition, température et pression. Cette équation a été développée par Youngsuk Lee et Marcos Gonzalez en 2001, et elle est basée sur l'analyse de données expérimentales de viscosité de différents gaz naturels.

L'équation de Lee et Gonzalez est la suivante :

$$\ln(\mu/\mu_r) = A + B \ln(Tr) + C \omega + D \ln(\omega) + E \ln(Pr) + F \ln(Tr) \ln(\omega)$$

Où :

- $\mu$  est la viscosité du gaz naturel en centipoises (cP)
- $\mu_r$  est la viscosité réduite du gaz naturel en centipoises (cP), définie comme
 
$$\mu_r = \mu_0 / (Z * \text{sqrt}(Tc))$$
- $Tr$  est la température réduite du gaz naturel, définie comme  $Tr = T / Tc$ , où  $Tc$  est la température critique du gaz naturel et  $T$  est la température en kelvins (K)
- $\omega$  est le facteur acentrique du gaz naturel
- $Pr$  est le nombre de Prandtl modifié, défini comme  $Pr = Cp * \mu / k$ , où  $Cp$  est la capacité calorifique à pression constante du gaz naturel en joules par mole-kelvin (J/(molK)),  $k$  est la conductivité thermique du gaz naturel en watts par mètre-kelvin (W/(mK)), et  $\mu$  et  $\omega$  sont en unités SI.

Les coefficients A, B, C, D, E et F de l'équation de Lee et Gonzalez sont des paramètres ajustés à partir de données expérimentales pour différents gaz naturels. Les valeurs de ces coefficients sont données dans la littérature et peuvent varier selon les auteurs et les sources.

Il convient de noter que l'équation de Lee et Gonzalez est une approximation empirique et que sa précision peut varier en fonction de la composition et des conditions spécifiques du gaz naturel.

### II.3.7 Compressibilité d'un gaz sec

La compressibilité d'un gaz sec est une mesure de la capacité du gaz à se comprimer sous l'effet d'une pression externe. Elle est définie comme le rapport de la variation relative de volume à la variation relative de pression, soit :

$$\kappa = -1/V (dV/dP)$$

Où :

- $\kappa$  est la compressibilité du gaz sec en Pascal inverse (Pa<sup>-1</sup>)
- $V$  est le volume du gaz sec en mètres cubes (m<sup>3</sup>)
- $dV/dP$  est la variation relative de volume par rapport à la variation relative de pression.

En général, la compressibilité d'un gaz sec est influencée par sa température, sa pression et sa composition chimique. À des températures et pressions normales, les gaz secs tels que l'air, l'oxygène, l'azote, le dioxyde de carbone et l'argon ont des compressibilités proches de celle d'un gaz parfait, c'est-à-dire qu'ils se comportent idéalement selon la loi des gaz parfaits.

La compressibilité des gaz secs peut être calculée à l'aide d'équations et de modèles empiriques tels que l'équation de Redlich-Kwong, l'équation de Peng-Robinson et l'équation d'État de Soave-Redlich-Kwong (SRK), qui prennent en compte les interactions entre les molécules du gaz. Ces équations permettent d'estimer la compressibilité des gaz secs sur une plage étendue de températures et de pressions.

Il convient de noter que la compressibilité des gaz secs peut être influencée par des facteurs tels que la présence d'impuretés dans le gaz, les effets de confinement dans les réservoirs ou les tuyaux, ou encore les changements de phase du gaz sous des conditions de température et de pression extrêmes.

## **II.4 Propriété du gaz naturel**

### **II.4.1 Point de rosée**

Le point de rosée du gaz naturel est la température à laquelle la vapeur d'eau contenue dans le gaz se condense en liquide. Le point de rosée dépend de la composition du gaz naturel, en particulier de la teneur en vapeur d'eau. Le gaz naturel a un point de rosée d'environ 55 °C et le GPL a un point de rosée d'environ 50 °C.

#### **II.4.1.1 Point de rosée "Eau"**

Le point de rosée de l'eau dans le gaz naturel varie en fonction de la composition du gaz et de la pression à laquelle il est stocké. En général, le point de rosée de l'eau dans le gaz naturel est d'environ -20 degrés Celsius (-4 degrés Fahrenheit) à la pression atmosphérique normale. Cela signifie que si la température du gaz naturel chute en dessous de -20 degrés Celsius, l'eau contenue dans le gaz commencera à se condenser sous forme de liquide. Si cette eau n'est pas éliminée avant la distribution, elle peut causer des problèmes de corrosion et de blocage dans les conduites de gaz.

Pour éviter ces problèmes, le gaz naturel est souvent traité pour éliminer l'eau avant la distribution. Cela peut être accompli en utilisant des équipements de déshydratation tels que des sécheurs à glycol ou des adsorbants à lit fixe.

### **II.4.2 Teneur en H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub>**

Le H<sub>2</sub>S est un gaz toxique, corrosif et inflammable qui peut être présent dans le gaz naturel en quantités allant de traces à plusieurs pourcentages. Le CO<sub>2</sub> est un gaz non toxique mais peut également causer des problèmes s'il est présent en quantités importantes, car il réduit la valeur calorifique du gaz naturel.

La teneur en H<sub>2</sub>S et en CO<sub>2</sub> du gaz naturel peut varier en fonction de la source de gaz naturel, mais elle est réglementée dans l'industrie du gaz naturel. Le traitement du gaz naturel est souvent nécessaire pour éliminer ces composés afin de garantir la qualité et la sécurité du gaz naturel distribué.

### II.4.3 Teneur en soufre total

La teneur en soufre total (TTS) du gaz naturel peut varier considérablement en fonction de la source de gaz naturel. Certains gisements de gaz naturel peuvent contenir des quantités importantes de soufre, tandis que d'autres peuvent en contenir très peu.

Le soufre est un contaminant indésirable dans le gaz naturel car il peut causer des problèmes de corrosion dans les pipelines, des émissions de gaz acides et des impacts environnementaux négatifs lorsqu'il est brûlé pour produire de l'énergie.

Dans l'industrie du gaz naturel, la teneur en soufre total est réglementée en fonction de la zone géographique. Par exemple, dans l'Union européenne, la limite maximale autorisée pour la teneur en soufre total du gaz naturel est de 5 milligrammes par mètre cube (mg/m<sup>3</sup>), tandis que dans d'autres régions, cette limite peut être plus élevée.

Le traitement du gaz naturel est souvent effectué pour éliminer le soufre. Les technologies courantes utilisées pour cela incluent la désulfuration chimique, la désulfuration biologique, la désulfuration par absorption, la désulfuration par adsorption et la désulfuration catalytique.

### II.4.4 Indice de Wobbe

L'indice de Wobbe est une mesure de la quantité d'énergie que contient un volume donné de gaz naturel. Cet indice est souvent utilisé pour comparer la qualité du gaz naturel provenant de différentes sources ou pour déterminer la compatibilité du gaz naturel avec les brûleurs de gaz.

L'indice de Wobbe est calculé en prenant la valeur calorifique du gaz naturel et en la divisant par la racine carrée de sa densité. Plus précisément, la formule pour l'indice de Wobbe est la suivante :

Wobbe = valeur calorifique inférieure / racine carrée de la densité relative

L'unité de mesure couramment utilisée pour l'indice de Wobbe est le méga joule par mètre cube (MJ/m<sup>3</sup>).

### II.4.5 Teneur des odorants

Le gaz naturel est inodore, ce qui signifie qu'il n'a pas d'odeur naturelle perceptible. Cependant, des composés odorants sont ajoutés au gaz naturel pour faciliter la détection des fuites de gaz et assurer la sécurité des personnes en cas de fuite.

Les odorants les plus couramment utilisés dans le gaz naturel sont le mercaptan et le tétrahydrothiophène (THT). Ces composés sont ajoutés en très petites quantités, généralement de l'ordre de quelques parties par million (ppm). Ils ont des odeurs très distinctives et piquantes, ce qui permet de les détecter facilement en cas de fuite de gaz.

## II.5 Procédés de traitement de gaz

Les procédés de traitement de gaz sont :

### II.5.1 Séparation (Extraction d'hydrocarbures liquides)

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



### II.5.1 Processus de Pritchard

Il est basé sur le refroidissement des gaz par échange de chaleur et détente utilisant un cycle au propane comme système de refroidissement, atteignant des températures proches de - 23 °C en fin de cycle.

#### II.5.1.2 Procédé HUDSON

Il repose sur une série de détentes complétées par un refroidissement du gaz par échange de chaleur et détente par une machine appelée Turbo-Expander, qui peut atteindre des niveaux de température inférieurs à 40°C.

Le procédé Hudson est plus efficace et améliore la récupération des hydrocarbures liquides.

#### II.5.1.3 Procèdes mixtes

Ce sont les procédés les plus utilisés car ils utilisent une mixture entre le procédé PRITCHARD et le procédé HUDSON.

Une vanne de détente Joule-Thomson ainsi qu'une machine dynamique (TURBO-EXPANDER) sont utilisées en plus d'une boucle de propane pour le refroidissement ce qui leur permet d'atteindre des températures plus basses allant jusqu'à - 66°C. Dans ces procédés la séparation du gaz de ses impuretés est plus efficace [3].

### II.5.2 DECARBONATATION LE GAZ NATREL :

Le traitement des gaz amines, également appelé adoucissement du gaz naturel, élimination des gaz acides ou épuration des amines, fait référence à une série de procédés qui utilisent des amines pour éliminer le H<sub>2</sub>S et le CO<sub>2</sub> du gaz.

Les gaz acides associés au gaz naturel sont généralement toxiques et le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) est hautement corrosif et l'un des poisons les plus dangereux pour les catalyseurs, en particulier les adsorbants. Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) est un gaz corrosif et en présence d'eau (CO<sub>2</sub>.7H<sub>2</sub>O) peut former des hydrates de carbone et provoquer le colmatage des tuyaux et des équipements. L'élimination du dioxyde de carbone est communément appelée décarbonatation L'élimination des gaz acides est réalisée en épurant le gaz naturel avec une solution d'amine dans un absorbeur à contre-courant.

#### II.5.2.1 Absorption des gaz acides par une solution d'amine :

Les gaz acides associés au gaz naturel sont généralement toxiques, et le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) est hautement corrosif et l'un des poisons les plus dangereux pour les catalyseurs, en particulier les sorbants. Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) est un gaz corrosif et en présence d'eau (CO<sub>2</sub>.7H<sub>2</sub>O) peut former des hydrates de carbone et provoquer le colmatage des tuyaux et des équipements. L'élimination du dioxyde de carbone est communément appelée décarbonisation.

La réaction d'absorption (sens1) est généralement favorisée à basse température et haute pression. Dans notre cas, nous travaillons à des pressions supérieures à 12 bars et à des



températures comprises entre 25 et 50 °C. Les réactions d'absorption s'accompagnent d'un dégagement de chaleur (Q) appelé chaleur d'absorption.

L'élimination des gaz acides est réalisée en épurant le gaz naturel avec une solution d'amine dans un absorbeur à contre-courant. Deux types de solutions sont utilisées :

- La mono-éthanol-amine (M.E.A) :  $(\text{OH}-\text{C}_2\text{H}_4-\text{NH}_2)$  est utilisée sous forme d'une solution diluée de 15 à 20% massique par l'eau distillée.
- La di-éthanol-amine (D.E.A) :  $(\text{OH}-\text{C}_2\text{H}_4)_2-\text{NH}$  est utilisée sous forme d'une solution diluée de 20 à 30% massique par l'eau distillée [4].

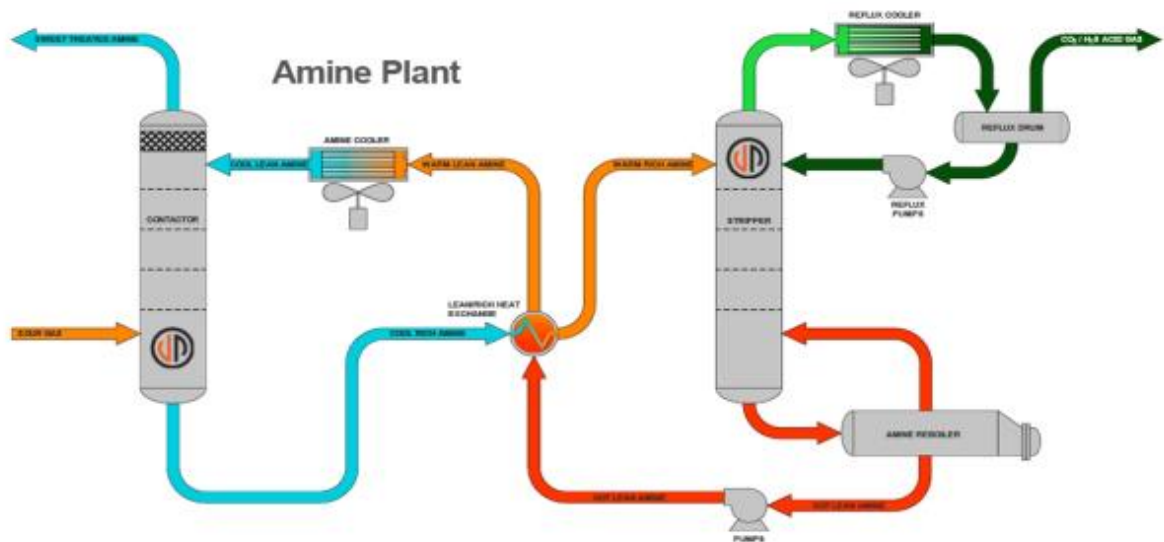
Pour déterminer la réaction chimique entre les solutions diluées d'amines et les gaz acides, et pour simplifier la notation, la substitution de  $(\text{OH}-\text{C}_2\text{H}_4)\text{R}$  donne :

- (M.E.A)  $(\text{R}-\text{NH}_2)$  et

- (D.E.A)  $(\text{R})_2-\text{NH}$

### II.5.2.1.1 Procédé du lavage des gaz acides par des solutions aqueuses d'amines :

La figure (II.4) ci-dessous représente le schéma simplifié d'une opération d'élimination des gaz acides par des solutions aqueuses d'alcanolamines.



**Figure II. 1 :** Schéma de principe simplifié d'un procédé d'absorption/désorption de gaz acide par des solutions d'Alcanolamines.

Sur cette figure, on reconnaît l'étape d'absorption, où le courant gazeux chargé en gaz acide à traiter est introduit en bas de la colonne et est mis en contact à contre-courant avec la solution d'amine.

Une fois que la solution d'amine est chargée en gaz acides (Amine riche) , elle passe à travers d'un échangeur de chaleur afin d'augmenter sa température avant d'être introduite en haut de la colonne de régénération. Dans cette dernière, la solution est mise en contact à contre-

courant avec de la vapeur d'eau produite dans le rebouilleur à une pression réduite. L'énergie apportée par la vapeur d'eau lors du contact avec la solution permet alors de déplacer les réactions dans le sens de la désorption des gaz acides. La solution d'alcanolamine récupérée est refroidie avant d'être réintroduite en tête de la colonne d'absorption.

L'absorbeur fonctionne à haute pression et basse température et le régénérateur fonctionne à basse pression et haute température.

Le choix des conditions opératoires est en fonction de la solubilité des gaz, qui augmentent quand leur pression partielle augmente. On a donc toujours intérêt à faire fonctionner les colonnes d'absorption à la pression la plus haute possible. Ce sera en générale la pression à laquelle le gaz à traiter est disponible [5].

### II.5.3 Elimination de l'eau (déshydratation) :

Le gaz naturel contient toujours de l'eau, qu'elle provienne directement du réservoir ou qu'elle soit introduite lors des différentes opérations de traitement comme la déshydratation par exemple, la présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation.

La vapeur d'eau peut provoquer la formation d'hydrates, qui peuvent se solidifier ou se condenser et favoriser ainsi la corrosion ou entraîner des problèmes d'opérabilité. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz par une technique de traitement approprié.

La déshydratation est le processus d'élimination des molécules d'eau liquide ou vapeur contenues dans un gaz par des moyens physiques ou chimiques pour éviter les problèmes suivants :

- Risque de corrosion des canalisations, notamment en présence de gaz acides tels que CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S.
- Risque de formation d'hydrates entraînant le blocage des canalisations, des installations de production et de transport.
- Débit diphasique et perte de charge accrue.
- Risque de solidification dans les procédés cryogéniques.
- Pouvoir calorifique réduit du gaz.

#### II.5.3.1 Déshydratation par adsorption :

Lorsque des molécules présentes dans un flux fluidisé entrent en contact avec une surface solide, elles seront maintenues à la surface par des forces qui dépendent des propriétés chimiques et physiques des molécules solides et gazeuses. Cette interaction est principalement une sorte d'adsorption due aux forces de van der Waals. Cette adsorption peut avoir plusieurs molécules d'épaisseur. L'eau est adsorbée sur des adsorbants disponibles dans le commerce jusqu'à une épaisseur de 2-3 molécules. Il faut donc une grande surface pour obtenir une grande capacité d'adsorption. Les surfaces font partie intégrante de tout bon adsorbant commercial. Certains adsorbants commerciaux ont une surface de 800 m<sup>2</sup>/g et peuvent retenir jusqu'à 318 litres d'eau par mètre cube. Il existe un autre phénomène lié à l'adsorption.

La condensation capillaire est la tendance des forces d'adsorption à se concentrer dans les pores. Ces forces augmentent à mesure que la taille des pores se rapproche du diamètre des

molécules adsorbées. Les tamis moléculaires ajoutent un autre mécanisme, la sélectivité maximale, basé sur :

La taille des molécules adsorbées commence par le concept de diamètre critique, une mesure importante pour savoir si une molécule peut traverser l'ouverture des pores et entrer dans la structure cristalline. Les pores des différents types de tamis moléculaires ne laissent passer que les molécules dont le diamètre critique est égal ou inférieur au diamètre du pore. Adsorbant utilisé (structure et propriétés) Le produit adsorbant a une structure très poreuse. Leurs propriétés physiques leur permettent de piéger et de retenir l'eau et l'humidité dans les ouvertures microscopiques de leurs couches, pores et canaux. Les adsorbants sont insolubles dans l'eau. Sous l'effet de la chaleur, ils restituent l'humidité emmagasinée. Les adsorbants sont des types suivants :

#### II.5.3.2.1 Alumine activée

L'alumine activée est une forme d'alumine poreuse, amorphe et partiellement hydratée ( $Al_2O_3$ ) qui contient des traces d'autres substances. Il a une surface spécifique de (250–350)  $m^2/g$ , un volume de pores de (20–30)  $cm^3/100 g$ , et bien qu'il ait une capacité inférieure à celle du gel de silice, il peut contenir des gaz jusqu'à un point de rosée de  $-75^\circ C$  (environ 1 ppmv  $H_2O$ ). Dans des conditions de fonctionnement dynamiques, la charge d'eau réelle est comprise entre 1/2 et 2/3 des valeurs indiquées. A la taille de particule généralement utilisée pour le séchage, les particules d'alumine activée ont une masse volumique apparente d'environ 833  $kg/m^3$ . Le garnissage contient environ 50 % de vides, ce qui indique que la gravité spécifique de chaque particule basée sur le volume total, y compris les pores, est d'environ 1,6. La densité réelle de la matière solide des particules d'alumine activée est d'environ 3,3, ce qui signifie que les pores occupent environ 50 % du volume de chaque particule.

L'alumine activée permet d'obtenir une grande pureté du gaz de procédé, l'humidité résiduelle peut être de l'ordre du ppm. Les hydrocarbures lourds sont adsorbés mais ne peuvent pas être désorbés lors de la régénération. Par conséquent, le gaz de procédé doit être sec ou dégazé.

#### II.5.3.3.2 Le Gel de silice (silica-gel)

Le gel de silice est l'un des principaux adsorbants et convient à de nombreuses applications. C'est un type de silice qui se compose de particules poreuses irrégulières. Sa surface spécifique est de (700-850)  $m^2/g$  et son volume poreux est de (40-50)  $cm^3/100 g$ .

Les produits de base sont essentiellement du silicate de sodium et de l'acide sulfurique. La réaction chimique de ces produits chimiques dans certaines conditions donne du gel de silice à haute teneur en  $SiO_2$ . Le gel de silice est compatible avec toutes les substances à l'exception des substances alcalines fortes et de l'acide fluorhydrique. Il est sans fumée, totalement inodore et non agressif pour les métaux. La très grande surface interne du gel de silice est divisée en d'innombrables micropores et peut adsorber jusqu'à 36 % de son propre poids sans changement structurel. Le gel de silice se régénère à 120-200°C. Ce processus peut être répété en continu sans compromettre l'efficacité du gel. La teneur en eau dans le gaz traité par adsorption sur gel de silice est d'environ 10 ppm. Il adsorbe les hydrocarbures, les désorbe lors de la régénération et peut, avec précaution, séparer simultanément l'eau et les fractions condensées du gaz traité. Le gel de silice est détruit par l'eau libre, éclate les granulés et réagit avec les bases en raison de son acidité.

#### II.5.3.4.3 Les tamis moléculaires (zéolithes)

Les tamis moléculaires sont des zéolithes synthétiques. Ils se caractérisent par des tailles de pores et des structures cristallines régulières. Ils sont principalement utilisés dans des applications nécessitant une déshumidification maximale. Absorbe environ 20 à 22 % de vapeur d'eau, quelle que soit l'humidité relative. Ils combinent les avantages d'un faible volume de lavage et d'une grande capacité d'adsorption. Il peut également être régénéré par chauffage, qui doit être effectué à 300-400°C.

Il peut produire des points de rosée inférieurs à -90°C (0,1 ppmv).

**Nb :** Dans CPF de champ REGGANE en utilise le tamis moléculaires (zéolithes) dans le procédé de déshydratation de gaz naturel.

- Dans les deux figures suivantes on peut voir la circulation de gaz dans l'usine de CPF

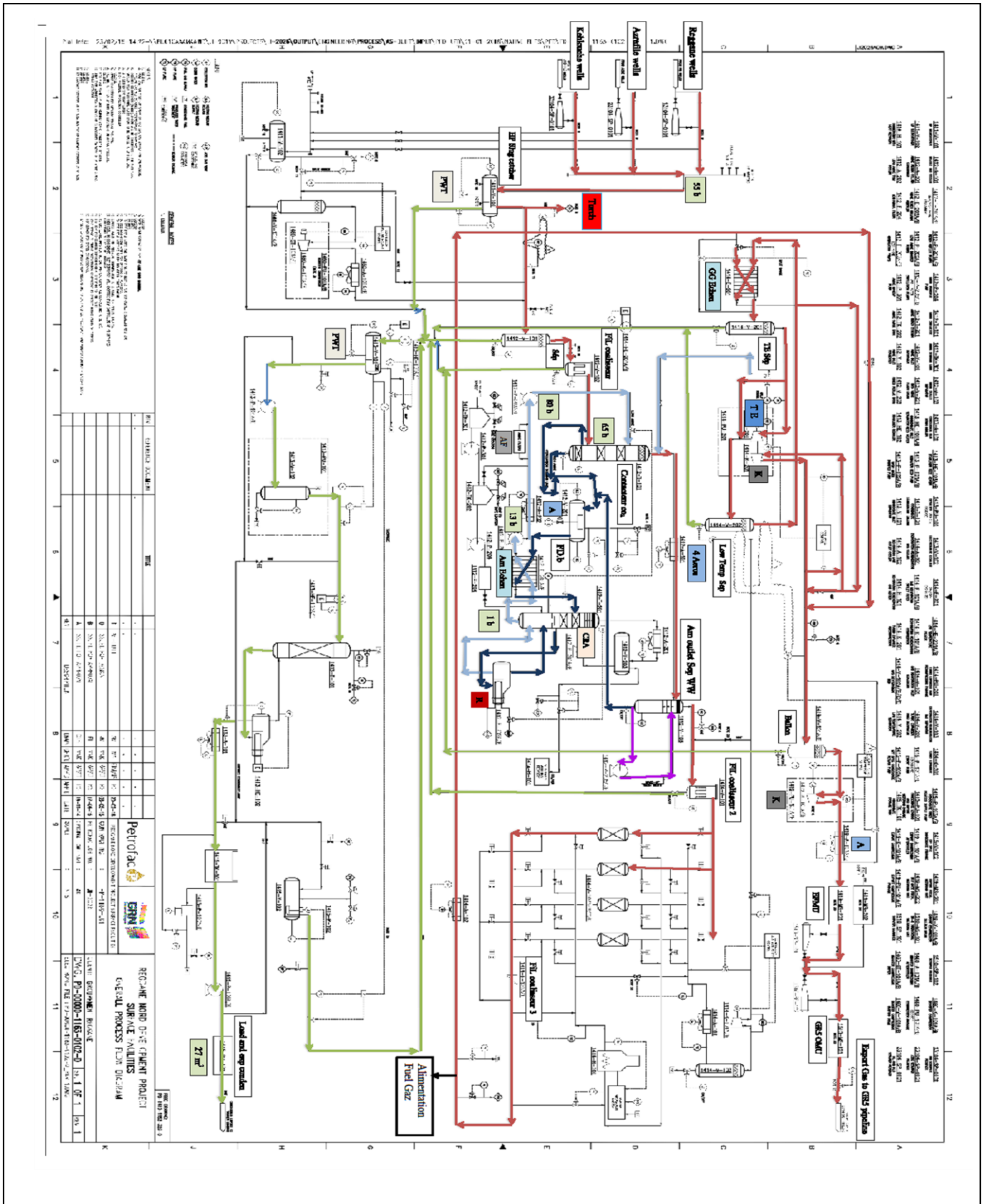


Figure II. 2 : Description du processus de traitement de gaz naturel en GRN [6]

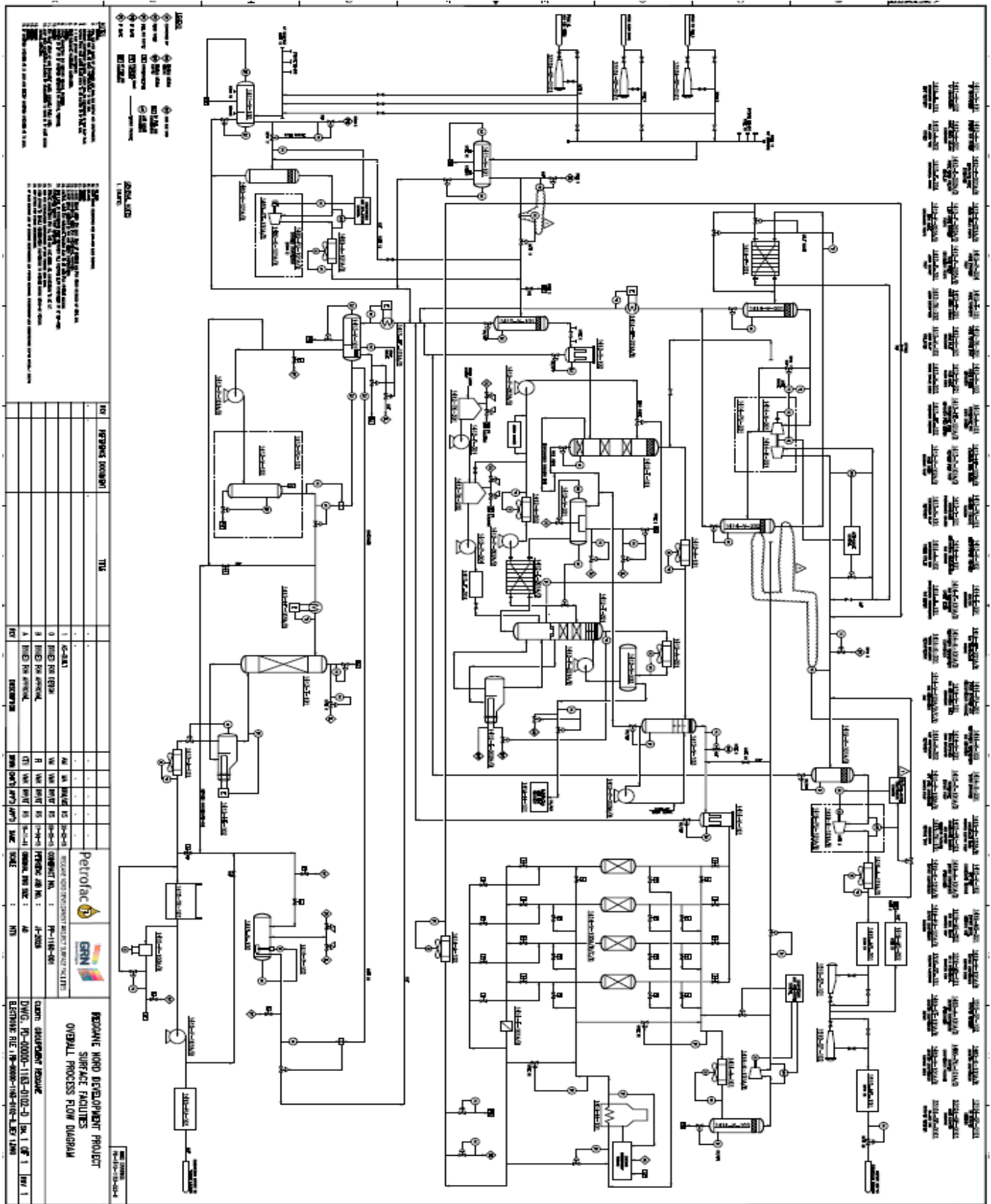


Figure II. 3 : PROCESS de traitement de gaz en GRN [6]

*Chapitre III*  
*Déshydratation*



### III.1 Introduction

La présence d'eau pose divers problèmes aux opérateurs. Cela dépend des conditions de température et de pression dans le pipeline. Si le gaz contient des composants acides, la vapeur d'eau peut se condenser pour former des hydrates, se solidifier et accélérer la corrosion. Il provoque également un écoulement diphasique, ce qui provoque une augmentation de la perte de charge lors du transport et une diminution du pouvoir calorifique du gaz. [7]

Pour éviter ces problèmes, des techniques de traitement appropriées doivent être utilisées pour réduire la teneur en eau du gaz naturel.

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

- Absorption par un solvant physique (glycol...)
- Absorption par un solvant chimique (solution aux amines...)
- Adsorption (tamis moléculaire, gel de silice, charbon actif, alumine activé ...)
- Abaissement de température (vanne J-T, turboexpander, Boucle de réfrigération externe)
- Déshydratation du gaz naturel par membranes

### III.2 Hydrates

#### III.2.1 Définition :

Les hydrates sont des combinaisons physiques d'eau et d'autres petites molécules de gaz, créant des solides qui ressemblent à de la glace mais qui sont structurellement différents [5].

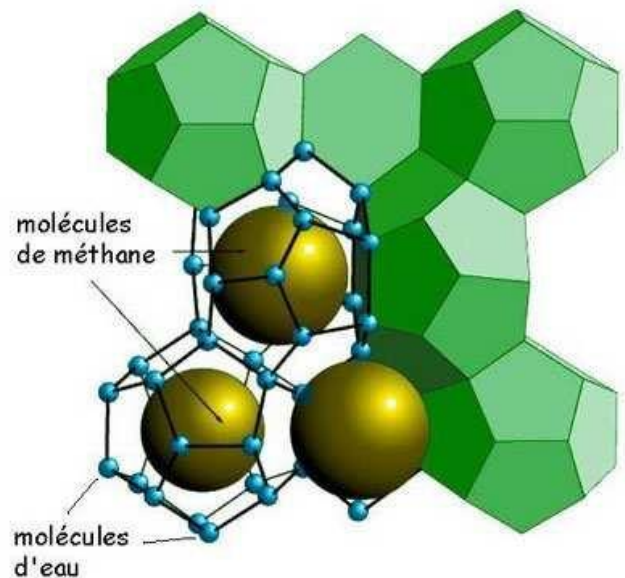


Figure III. 1: Les hydrates.



### III.2.2 Structures des hydrates

En présence de gaz légers, les molécules d'eau peuvent former des structures cristallines régulières de cavités ou de cages dans lesquelles les molécules de gaz sont confinées.

Il y a deux structures cristallines pour les hydrates sont :

- Les petites molécules de gaz ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$  et  $\text{H}_2\text{S}$ ) lient l'eau et sont appelées centrosomes à structure cubique.
- Les plus grosses molécules ( $\text{C}_3\text{H}_8$  et  $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ ) forment des structures contenant 17 molécules d'eau par molécule de gaz [8].

### III.2.3 Prévention contre la formation d'hydrates

Pour éviter la formation d'hydrates, il est possible de sortir des conditions thermodynamiques favorables à leur formation. Cela peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée ou en réduisant la pression à une température donnée. Si ces mesures ne sont pas réalisables, il est nécessaire d'adopter d'autres approches pour empêcher la formation d'hydrates.

Cela peut inclure la réduction de la teneur en eau du gaz par des opérations de séchage ou l'utilisation d'inhibiteurs. [8].

#### III.2.3.1 Chauffage

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation d'hydrates, une première solution particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, consiste à isoler la conduite. Si le transport est effectué sur une distance relativement importante, cette méthode en général, ne suffit pas, ou devient d'un coût prohibitif.

#### III.2.3.2 Réduction de pression

L'abaissement de pression effectué à température fixée représente un des moyens pour sortir de domaine de formation des hydrates. Toute fois une détente de gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché.

La dépressurisation n'est en général effectuée que sur un tronçon de conduite qu'il faut pouvoir isoler. Elle doit être menée simultanément de part et d'autre du bouchon, de manière à éviter les risques de projection de ce bouchon.

#### III.2.3.3 Utilisation des inhibiteurs

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

- ✓ **Sels** : les plus efficaces comme inhibiteurs correspondant aux cations suivants :

$\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ , Na et  $\text{K}^+$ .

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

### 3 Méthodes de Déshydratation

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

#### III.3.1 Séchage par refroidissement ou compression

La teneur en humidité saturée d'un gaz diminue avec l'augmentation de la pression ou la diminution de la température. Les gaz saturés d'eau chaude sont facilement séchés par refroidissement direct ou par compression suivie d'un refroidissement.

#### III.3.2 Séchage par absorption

Dans ce cas, le gaz est séché par balayage à contre-courant avec un solvant ayant une forte affinité pour l'eau (ce solvant est le glycol). Le gaz déshydraté est évacué en tête de colonne et le glycol est évacué en pied, régénéré par distillation et recyclé.

#### III.3.3 Déshydratation par Adsorption (cas de Reggane)

L'adsorption est un phénomène de surface qui correspond à la fixation des molécules d'un fluide à la surface d'un solide. Lorsque les molécules gazeuses sont en contact avec une surface solide, la vapeur d'eau dissoute dans le gaz est d'abord condensée dans les pores puis maintenues à la surface des pores par des forces qui dépendent des réactions ou des interactions physiques [9].

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

1. L'adsorption physique : utilisée pour le traitement de gaz, caractériser par :
  - Mise en jeu des forces résiduelles de Van Der Waals.
  - Elle est exothermique (dégagement de chaleur).
2. L'adsorption chimique : utiliser dans le domaine catalytique, caractériser par :
  - Mise en jeu des forces d'attraction dues aux liaisons chimiques ioniques.
  - Elle est sélective mais la désorption nécessite une température élevée

**Tableau III. 1** : Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption [10]

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Point de rosée très bas (sous 70 bar) zéolithes : -90°C, alumine : -73°C silice : -60°C</li> <li>• Simplicité de la mise en œuvre et du design</li> <li>• Pas de problèmes de moussage</li> <li>• Grande sélectivité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investissement important</li> <li>• Perte de charge élevée</li> <li>• Sensibles à l'empoisonnement</li> <li>• Demande une importante quantité de chaleur pour la régénération</li> </ul>

### III.4 Types d'adsorbant

La plupart des adsorbants industriels peuvent adsorber des gaz ou des liquides organiques ou inorganiques, mais leurs propriétés d'adsorption rendent chacun plus ou moins spécifique à une application particulière. Dans l'industrie de traitement de gaz, il existe différents types d'adsorbants à savoir :

#### ❖ Les silica gel ( $\text{SiO}_2\text{NH}_2$ )

C'est un produit dur, granulaire, très poreux et disponible sous forme de poudre ou de grains, utilisé généralement pour la déshydratation de l'air.

#### ❖ Les charbons actifs

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

#### ❖ Les alumines actives ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ )

Commercialisées sous forme de poudre granulée. Utilisées comme déshydratants pour les gaz et les liquides. Capacité d'adsorption est pratiquement faible.

#### ❖ Les tamis moléculaires

Ce sont des cristaux de zéolite synthétique de métaux aluminosilicates dont la structure cristalline forme des cavités qui forment des réseaux microporeux au niveau moléculaire. Cette structure contient des cations qui jouent un rôle dans la compensation de charge, et la taille de la cavité d'accès varie selon les espèces.

Ces zéolithes synthétiques sont largement utilisées dans le domaine de la déshydratation du gaz naturel. Les tamis moléculaires à base de zéolite permettent d'obtenir une pureté élevée du gaz traité en éliminant efficacement l'humidité. [11]

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

- La concentration en  $\text{H}_2\text{O}$  doit être faible.
- Le pourcentage résiduel d'eau doit être faible.
- Il est peu recommandé pour les grands débits de charge.
- Il nécessite un fonctionnement discontinu.
- La présence de  $\text{COS}$  et  $\text{CS}_2$  est nuisible.
- La teneur en hydrocarbures lourds dans la charge doit être limitée.
- L'adsorbant est un produit cher qui doit être remplacé tous les 3-5 ans [11]

**Tableau III. 2:** Propriétés des adsorbants [12].

Adsorbant	Selica gel	Alumine Activée	Tamis moléculaires
Diam. Pore (Å)	10 – 90	20 - 60	3, 4, 5, 10
Masse volumique (lb/ft <sup>3</sup> )	45	44 – 48	43 – 47
Capacité (%mass)	4 – 20	11 – 15	8 – 16
Point rosée minimal (°F)	-60 à -90	-60 à -90	-100 à -300
Temps de régénération (°F)	300 – 500	350 – 500	425 – 550
Chaleur spécifique (Btu/lb°F)	0.2	0.24	0.23

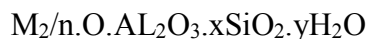
### III.5 Adsorption sur les tamis moléculaires (cas de Reggane)

#### III.5.1 Description sur les tamis moléculaires

Contrairement à d'autres adsorbants, les tamis moléculaires ont des pores de précision de taille uniforme et, selon la taille de ces pores, les molécules peuvent être facilement adsorbées, lentement adsorbées ou complètement éliminées.

Cette sélectivité de tamis basée sur la taille, couplée à une préférence sélective pour les molécules polaires ou polarisables, est renforcée par des capacités élevées sur une large gamme de conditions de fonctionnement, ce qui se traduit par des sélectivités très élevées pour les tamis moléculaires.

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



Où M : cation de valence n.

Plusieurs espèces de zéolites sont connues, qui diffèrent dans leurs compositions chimiques, leur structure cristalline et leurs propriétés d'adsorption.

- Type 4A°: Na<sub>12</sub> ((ALO<sub>2</sub>)<sub>12</sub> (SiO<sub>2</sub>)<sub>12</sub>)<sub>27</sub>H<sub>2</sub>O
- Type 13X: Na<sub>86</sub> ((ALO<sub>2</sub>)<sub>86</sub> (SiO<sub>2</sub>)<sub>106</sub>)<sub>276</sub>H<sub>2</sub>O

Dans les deux cas l'ion de sodium peut être échangé afin de former d'autres produits utilisables [15].

#### III.5.1.1 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'adsorbat.

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.

En remplaçant partiellement les cations de sodium du tamis moléculaires du type 4A° par les cations de potassium, on obtient les tamis de type 3A°.

Si le cation de substitution est le calcium et non le potassium on obtient les tamis de type 5A°.

Les tamis moléculaires de type 10X sont obtenus dans la synthèse de la zéolite de type 13X.

**Tableau III. 3 :** Différents types des tamis moléculaires [13].

Type	Diamètre des pores (Å)	Forme commune	Capacité d'adsorption H <sub>2</sub> O, % mass	Molécules adsorbées	Applications
3A	3	Poudre	23	Molécules avec diamètre effectif <3A° H <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	Utilisé pour sécher les liquides polaires tels que le méthanol
		1/16in bâtonné	20		
		1/8in bâtonné	20		
		8 x 12 granulé	20		
		4 x 8 granulé	20		
4A	4	Poudre	28,5	Molécules avec diamètre effectif <4A° 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
		1/16in bâtonné	22		
		1/8in bâtonné	22		
		8 x 12 granulé	22		
		4 x 8 granulé	22		
		14 x 30 Mesh	22		
5A	5	Poudre	28	Molécules avec diamètre effectif <5A° n-C <sub>4</sub> H <sub>9</sub> OH De C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> à C <sub>22</sub> H <sub>46</sub>	Sert à séparer les paraffines normales des cycles hydrocarbonés par un processus d'adsorption sélective
		1/16in granulé	21,5		
		1/8in granulé	21,5		
10X	8	Poudre	36	Iso-paraffines, oléfines, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> molécules des	Sert à la séparation des hydrocarbures pour le séchage des
		1/16in bâtonné	28		

		1/8in bâtonné	28	diamètres effectifs < 8A°	gaz et la purification de l'air.
13X	10	Poudre	36	Molécules avec un diamètre effectif < 10 A°	Séchage et purification de l'air (élimination simultanément de H <sub>2</sub> O et CO <sub>2</sub> ).
		1/16in bâtonné	28,5		
		1/8in bâtonné	28,5		
		8 x 12 granulé	28,5		
		4 x 8 granulé	28,5		

Pour avoir si une molécule peut ou non passer à travers un pore et pénétrer à l'intérieur de réseau cristallin, il faut connaître sa forme géométrique, car pour une molécule sphérique.

L'Argon par exemple, le diamètre critique est égal au diamètre effectif du tamis, alors que pour une molécule linéaire, le cas des paraffines de diamètre critique est déterminé à partir de la section de la molécule.

Le tableau suivant présente les dimensions critiques de certaines molécules :

**Tableau III. 4 :** Les dimensions critiques de certaines molécules [13]

Molécules	Diamètre (A°)
Hydrogène, acétylène	2,4
Eau, Oxygène, CO, CO <sub>2</sub>	2,8
Azote	3,0
Ammoniac, Hydrogène sulfuré	3,6
Méthane	4,0
Ethylène, Oxyde d'éthylène	4,2
Ethane, Méthanol, Ethanol	4,4
Méthyle, Mercaptan	4,5
Propane, n Butane	4,9
Propylène,	5,0
Toluène	6,7
Benzène	6,8

**Tableau III. 5** : La polarité décroissante des tamis moléculaires [13]

Polarité décroissante	L'eau
	L'ammoniac
	Le dioxyde de soufre
	L'acide de soufre
	Les alcynes
	Les alcènes
	Le dioxyde de carbone
	Les alcanes
	Le méthane

### III.5.2 Description d'une colonne d'adsorption

Une colonne d'adsorption est principalement constituée d'une virole et deux fonds bombés (figure III.3). Elles comportent :

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

Le support de lit dans une colonne d'adsorption est un facteur important pour assurer des performances satisfaisantes.

Il est généralement constitué de poutres et de grilles capables de supporter le lit (tamis moléculaire), puis de la toile placée sur les grilles, dont le périmètre est calfeutré avec un cordon d'amiante.

Au-dessus de ces toiles, se trouvent des billes de céramique qui peuvent être disposées en plusieurs couches

Généralement, une seule couche au sommet du lit suffit pour éviter les mouvements turbulents de l'adsorbat en surface, qui peuvent être provoqués par un débit d'alimentation trop élevé (les turbulences générées peuvent provoquer des turbulences et des « formations de dunes »). 30 cm", donc la hauteur du lit est insuffisante pour l'adsorption). Au fond du lit, des billes de céramique sont disposées en deux ou trois couches avec des granulométries différentes.

La première couche est de diamètre suffisamment grand pour être retenue sur la grille.

La dernière elle retiendra l'adsorbant. Ces billes ont aussi pour fonction de :

- Minimiser la formation de poussière au niveau de la surface métallique (car l'adsorbant et l'acier ont des coefficients de dilatation thermique différents, si bien qu'il y a broyage et formation de poussière durant le cycle thermique).

- Éviter le colmatage des ouvertures des grilles qui aura pour conséquence de diminuer les débits.
- Éviter les passages préférentiels qui peuvent éroder gravement l'adsorbant

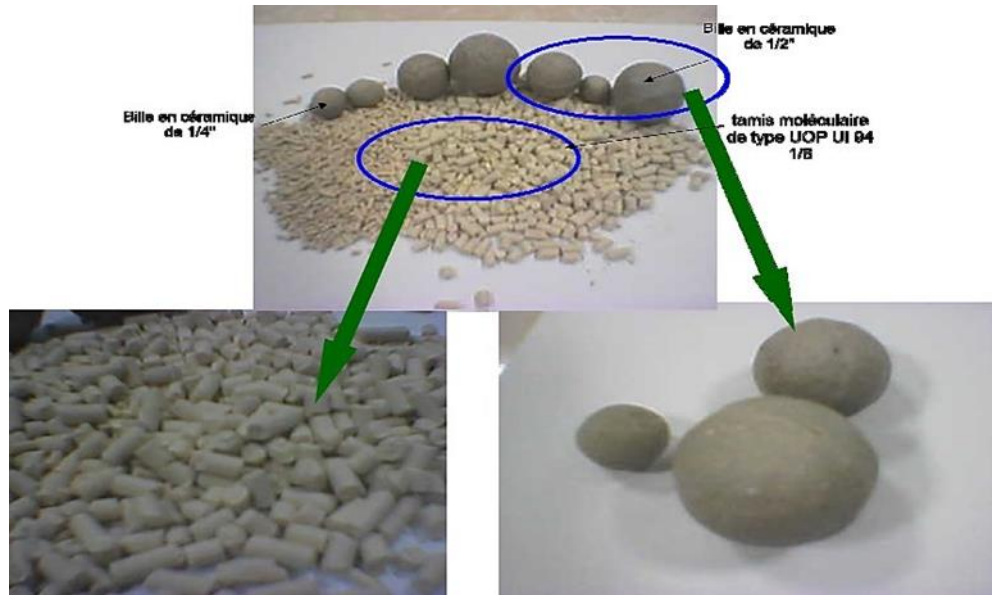


Figure III. 2 : Photo de tamis moléculaire et les billes en céramique.

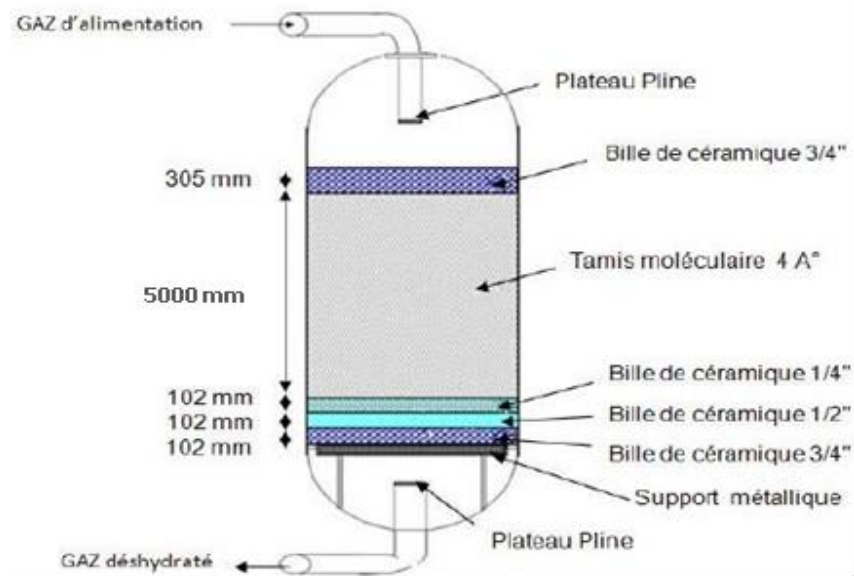


Figure III. 3: Schéma de déshydrateur



### III.5.3 Principe de l'adsorption

L'adsorption sur les tamis moléculaires constitue un procédé de séparation physique très efficace qui peut souvent remplacer la distillation fractionnée. Le tamis moléculaire est utilisé pour l'adsorption des molécules d'eau du gaz.

La méthode d'adsorption la plus couramment utilisée est l'adsorption par ballonnet. Dans cette méthode, le gaz déshydratant est passé à travers un ballon rempli de tamis moléculaires granulaires. Les composés à adsorber (eau) sont fixés et retenus par les pores du tamis moléculaire en une couche relativement mince. Au fur et à mesure que le gaz hydratant continue d'entrer dans le flacon, cette couche devient saturée d'eau et finalement le gaz se déshydrate sur le reste du tamis moléculaire.

L'adsorption a toujours lieu dans une zone bien définie du lit à l'entrée de cette zone la teneur en eau du gaz est toujours au niveau initial, mais à la sortie elle est à ce niveau réduit aux spécifications du gaz de procédé.[14]

Cette portion du lit (zone où se produit l'adsorption) est appelée : **zone de transfert de matière (ZTM)**. Ce dernier est la distance que doit parcourir un gaz pour que sa concentration en H<sub>2</sub>O chute à zéro.

Au fur et à mesure que le temps d'adsorption augmente, la zone de transfert de masse se déplace lentement de l'entrée vers la sortie du ballon jusqu'à ce que le fond du ZTM soit enfin atteint, le point de rosée du gaz traité commence à baisser puis chute très rapidement. C'est la saturation. Le point, le sol est appelé (saturé), et la régénération des tamis moléculaires doit se poursuivre.

L'importance de la zone de transfert de matière dépend principalement :

1. De la cinétique de l'adsorption de l'adsorbat.
2. Des caractéristiques thermodynamiques du fluide vecteur.
3. De la vitesse linéaire superficielle.
4. Des types, de la forme et de granulométrie du tamis moléculaires.
5. Des concentrations C<sub>0</sub> et C<sub>1</sub>

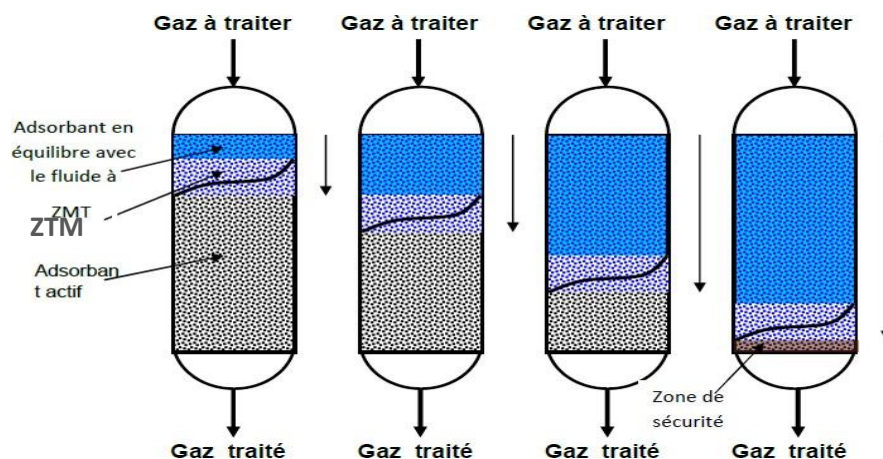


Figure III. 4 : Evolution de la ZTM au cours du l'adsorption.

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

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 temps de saturation. (Figure II.5)

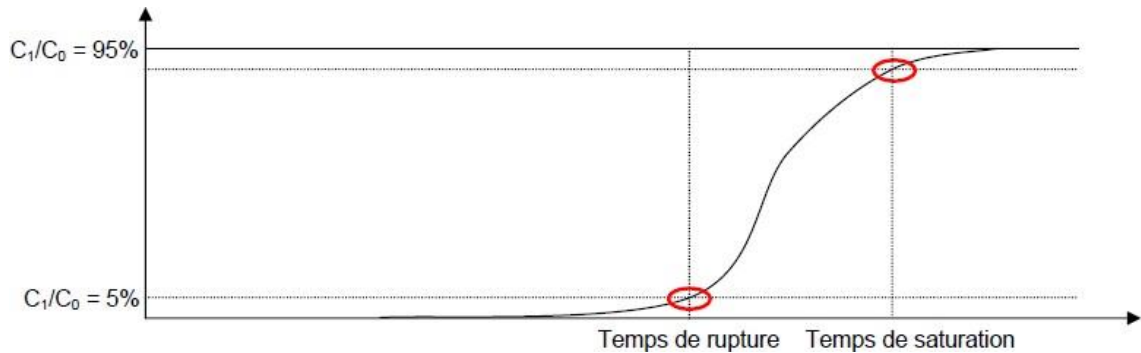


Figure III. 5: Représentation d'une courbe de perçage.

#### III.5.4 Influence de quelques paramètres sur une 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 fonctions de l'adsorbant lui-même. Cependant, ils exercent tous sans exception.

- **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.

- **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.

- **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 adsorber.

- **Vecteur de l'adsorbât**

La phase vecteur contenant l'adsorbât influe sur la longueur de la zone de transfert de masse. En phase liquide, la mobilité des molécules à adsorber est très faible. La vitesse de diffusion

par suite la cinétique d'adsorption est nettement inférieure à celle constatée en phase gazeuse. En conséquence, la vitesse de passage d'un liquide sera choisie notablement plus faible que celle d'un gaz de manière à maintenir la longueur de la zone de transfert de masse et celle de la colonne dans des dimensions raisonnables.[14]

- **Vitesse de passage**

Il est important de maintenir une vitesse de passage du fluide qui ne soit ni trop élevée, afin d'éviter des hauteurs de lits excessives, ni trop basse, afin d'assurer une répartition uniforme du fluide sur toute la section droite du lit et de prévenir la formation de chemins préférentiels.

Généralement les vitesses de passage appliquées se situent en phase gazeuse entre 3 et 0 m/minute et en phase liquide entre 0,1 et 1 m/minute [10]

### **III.5.5 Régénération des tamis moléculaires**

Il est possible de restaurer la capacité initiale d'un tamis moléculaire saturé en utilisant un procédé appelé régénération. La régénération implique l'extraction des substances adsorbées de la structure poreuse du tamis moléculaire, ce qui permet de récupérer sa capacité d'adsorption initiale à la fin de la phase d'adsorption. Afin de maintenir la continuité du processus de déshydratation, le gaz à déshydrater est dirigé vers un autre déshydrateur qui a été préalablement régénéré. Dans le domaine du traitement du gaz, il existe quatre méthodes couramment utilisées pour la régénération : [10].

- Régénération par chauffage (Thermal Swing)
- Régénération par dépressurisation (Pressure Swing)
- Régénération par entraînement
- Régénération par déplacement

#### **A) Régénération par chauffage (Thermal Swing) Cas De Reggane**

Le procédé consiste à soumettre le déshydrateur à une température élevée, la matière adsorbée quitte la surface du tamis moléculaire et est rapidement éliminée par un courant gazeux qui traverse le déshydrateur de bas en haut. Ce type de régénération peut être effectué à des températures légèrement inférieures, dans la plage de 200 à 300°C.

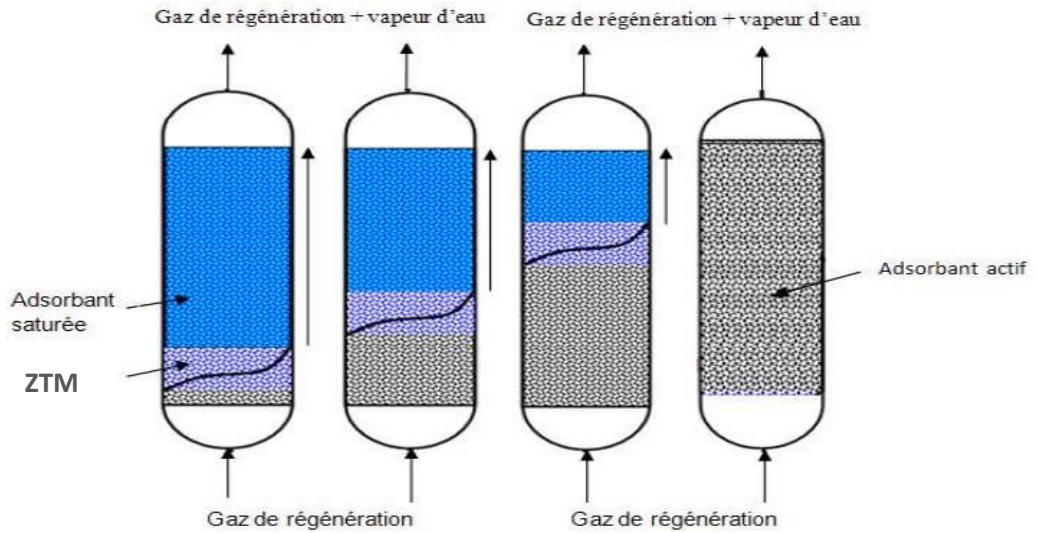


Figure III. 6 : Evolution de la ZTM au cours du temps de régénération.

Généralement ce type de régénération est composé de trois phases :

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

Généralement le cycle de régénération est lent peut prendre plusieurs heures, exemple cas de Reggane le cycle de régénération est de 05 à 06 heures [16].

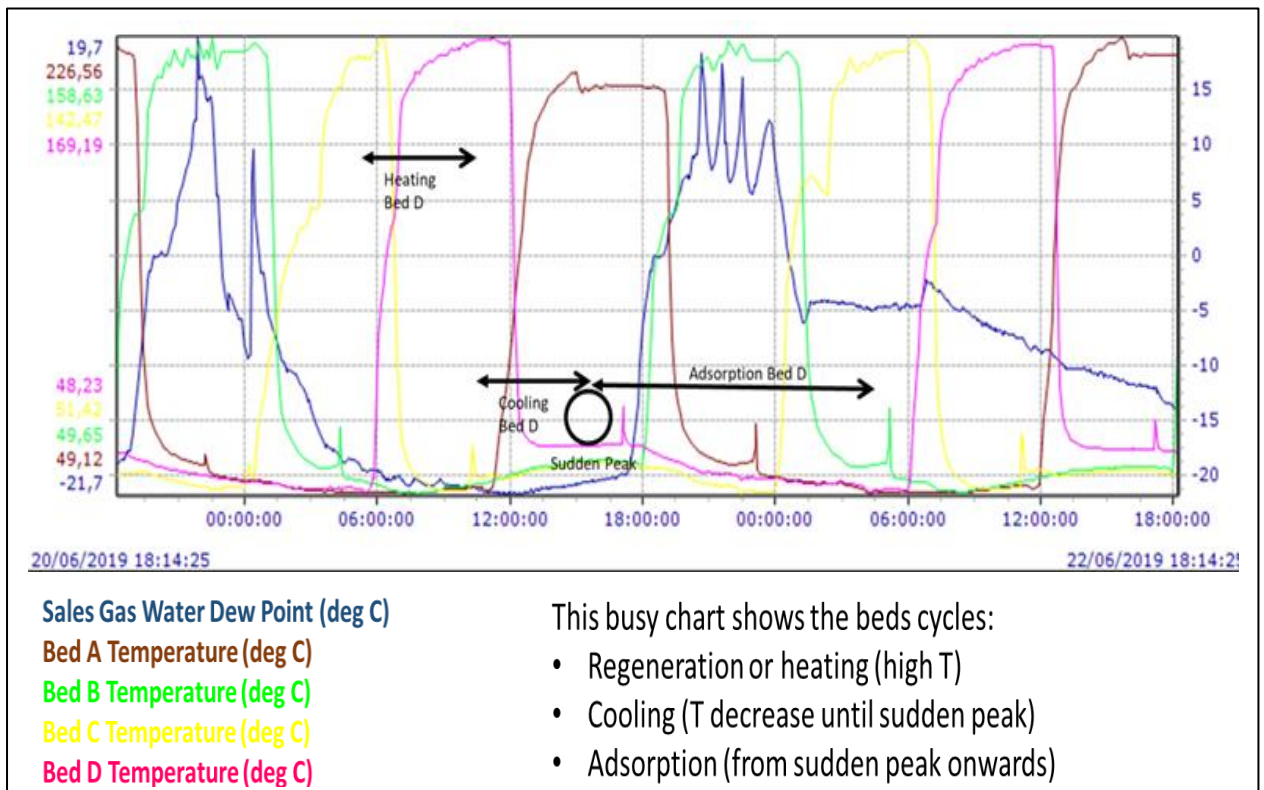


Figure III. 7 : graphique d'adsorption et régénération [16].

Observations du graphique précédent :

- Le lit C, le plus détérioré, a une phase d'adsorption initiale qui fonctionne bien, avant d'être saturé et de créer des ravages dans le point de rosée des ventes. La plupart des périodes où le point de rosée est décapé sont observées sur cette deuxième partie de l'adsorption du lit C. En fait, une bonne partie de la diminution du point de rosée le 22/06 était due à l'adsorption du lit C. Malheureusement, nous nous attendons à ce que cette saturation soit atteinte au cours de l'après-midi ou de la soirée, ce qui enverra de nouveau le point de rosée hors spécifications.
- Le lit A semblé bien fonctionner malgré la dégradation, c'est-à-dire en maintenant le point de rosée sur les spécifications alors qu'il est sur adsorption, bien que dans la nuit du 21/06 il n'ait pas réussi à maintenir le point de rosée sur les spécifications (-4 deg), probablement en raison du fait que la température de régénération était plus basse que d'habitude (205 c. 222 °C) pour une raison inconnue. La bonne nouvelle est que la nuit du 22/06, compte tenu de la régence T d'environ 222 degrés C, l'échange au lit A devrait nous mettre sur spec.
- La phase adsorption du lit D ne peut pas compenser les conditions offspec créées par la deuxième période d'adsorption du lit C, qui est prédominante.
- L'adsorption du lit B semble également avoir un effet positif sur le point de rosée.[16]

#### **B) Régénération par dépressurisation (Pressure Swing)**

Est basée sur la diminution de la capacité d'adsorption par abaissement de la pression, la température demeurante inchangée. Ce type de régénération est pratiquement obtenu en purgeant le déshydrateur à régénérer par une partie du gaz traité détendu à travers des vannes. Généralement le cycle de régénération est court peut prendre quelque minute.

#### **C) Régénération par entrainement**

Cette méthode permet d'éliminer le composé adsorbé grâce à l'entrainement par un fluide non adsorbable, il est soit soluble, soit miscible. Ce procédé ne nécessite pas une variation de pression ou de température.

#### **D) Régénération par déplacement**

Cette méthode consiste à faire circuler un fluide contenant une forte concentration d'un corps facilement adsorbé qui est capable de déplacer le composé précédemment adsorbé. Il ne reste plus qu'à régénérer ensuite le tamis moléculaire par l'une des trois premières méthodes [11].

*Chapitre IV*  
*Partie Calcule*

### IV.1 Introduction :

Afin de récupérer suffisamment d'hydrocarbures liquides et d'ajuster le point de rosée des hydrocarbures, le gaz naturel est progressivement réfrigéré dans des échangeurs, car sa pression diminue avec le temps et sa teneur en eau augmente à l'entrée du complexe en raison de l'épuisement du gisement.

Afin d'éviter la formation d'hydrates lors du refroidissement, il est nécessaire que le gaz passe par un sécheur, qui réduira la teneur en eau du gaz de 3700 ppmv (entrée sécheur) jusqu'à le minimum possible à la sortie de déshydrateur.

Dans ce chapitre, on va :

Vérifiez les résultats obtenus en utilisant la méthode de calcul pour comparer les données de conception avec celles utilisées pour le redimensionnement actuel.

### IV.2 Présentations du problème

Une section de décarbonatation est utilisée pour éliminer le CO<sub>2</sub> du gaz naturel, suivi de l'étape de déshydratation pour éliminer toute trace d'eau qui peut causer la destruction de l'équipement ou la formation d'hydrates, entraînant ainsi un blocage dans les équipements cryogéniques.

#### ❖ Analyse du problème

Après avoir retiré les gaz toxiques dans le refroidisseur de gaz traité (1412-A-101) pour la récupération de l'amine via -Wash water- (1412-V-101), le gaz naturel traverse le filtre coalisseur (1414-V-101) afin de récupérer autant de condensat que possible avant d'entrer dans la section de déshydratation.

Le tamis moléculaire absorbe la vapeur d'eau contenue dans le gaz sortant de la section de décarbonatation avant d'être envoyé vers le sécheur en service (1414-V-102A/B/C/D).

### IV.3 Partie Calcule

#### IV.3.1 Organigramme des calculs

Avant de commencer cette partie on peut voir l'organigramme des équations utilisé pour calculer les valeurs nécessaires dans le champ GRN :



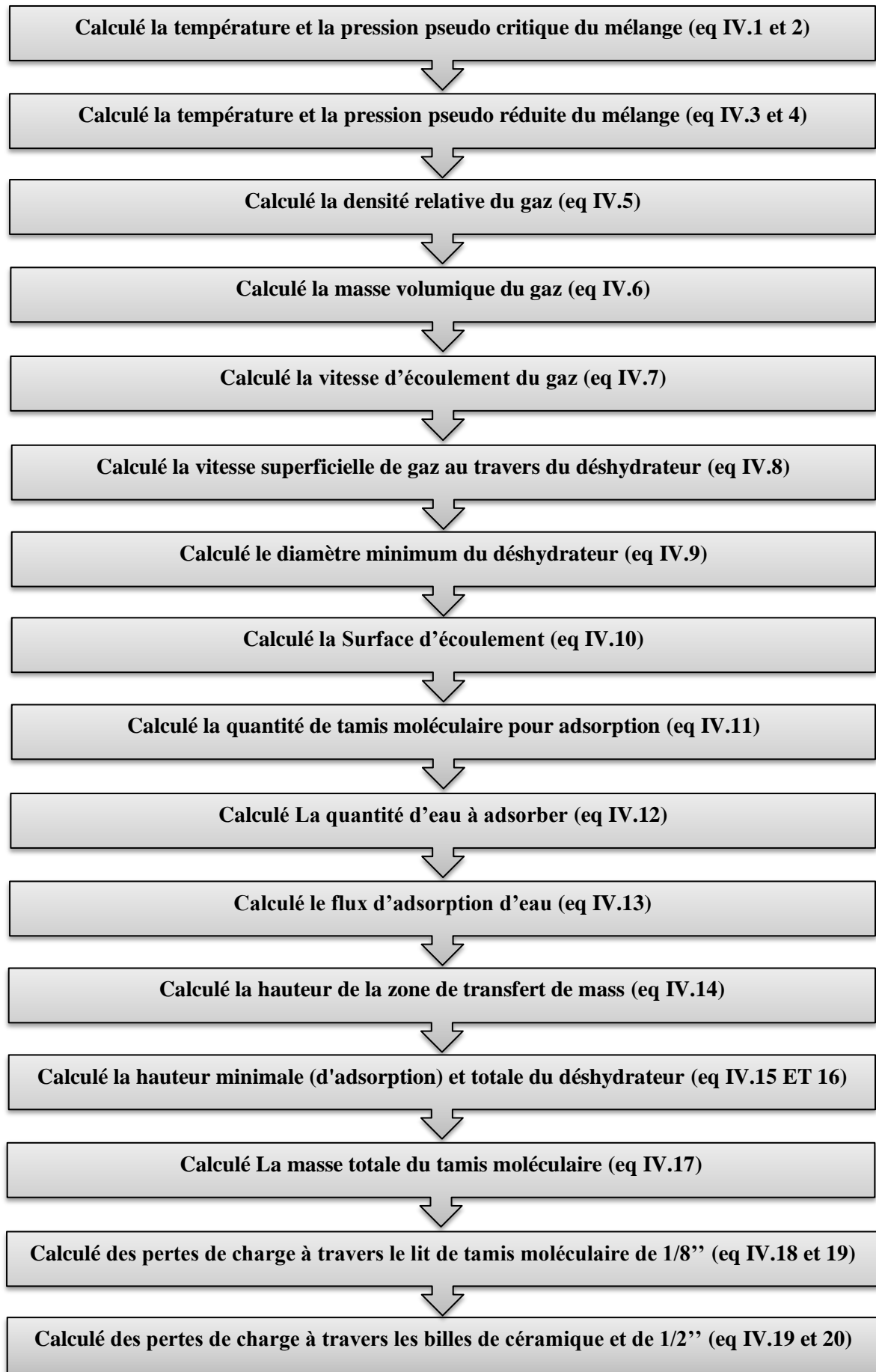


Figure IV. 1 : Représente l'organigramme des calculs

Les données de départ :

Données sur les déshydrateurs 1414-V-102-A/B/C /D :

Charge : GAZ Sec.

**A) Fiche technique :**

Il y a 4 sècheurs identiques, dont 2 sont en service et 2 sont en régénération.

- Diamètre intérieur de la colonne : 3600 mm
- Le lit a une hauteur totale de 9700 mm, soit l'équivalent de 31,824 pieds.
- Temps de cycle : 12 h
- Adsorption : 08 h
- Régénération : 4 heures

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

- Débit gaz : 8.5 MMscf /day.
- Pression : 57.7- 66.4 bars.
- Teneur en eau : 3700 ppmv (entrée sécheur)
- La plage de température pour la régénération est comprise entre 43 et 280 °C, tandis que pour l'adsorption, elle est comprise entre 40 et 60 °C, ce qui équivaut à 132,8 °F et 591 °R.

**B.1. Données sur Tamis moléculaire**

- Le tamis moléculaire utilisé est de type 4A UOP UI 94 (1/8).
- La densité du tamis tassé est de 720,77 kg/m<sup>3</sup>, soit 45 lb/ft<sup>3</sup>.
- Diamètre moyen des particules : = 3,17 mm
- Masse d'adsorbant dans chaque sécheur : 35935 kg/sécheur

**B.2. Gaz de régénération**

- Débit gaz de régénération : 60700 Kg/h.

**C) Conditions opératoires actuel :**

- Pression : 62 bars
- La température est de 50 °C, ce qui équivaut à 122 °F, 581,4 °R et 323,15 °K.
- Débit gaz associé : 26416,5 kg/h.

**IV.3.2 Dimensionnement d'un sécheur :**

Avant tout calcul de dimensionnement d'un sécheur, il est indispensable de déterminer le diamètre interne, car cette caractéristique est nécessaire pour la suite du processus. Pour la plupart des adsorbants, la limite de débit massique est déterminée par la résistance de l'adsorbant à l'érosion ou à la perte de charge à travers le lit.

**Tableau IV. 1 :** Composition de gaz entrée sécheur

Éléments	%Masse Molaire	Masse moléculaire Mi (g/mol)	Poids Moléculaire
Méthane (C1)	96.3442	16.049	<b>15.46</b>
Ethane(C2)	1.8635	30.08	<b>0.561</b>
Propane(C3)	0.2771	44.11	<b>0.122</b>
i-Butane (i C4)	0.0239	58.141	<b>0.014</b>
n-Butane (n C4)	0.0347	58.141	<b>0.0201</b>
i-Pentane (Ic5)	0.0100	72.17	<b>0.0072</b>
n-Pentane (n-C5)	0.0064	72.17	<b>0.0046</b>
n-Hexane (C6+)	0.0027	86.202	<b>0.0023</b>
CO <sub>2</sub>	1.0745	44.01	<b>0.473</b>
N <sub>2</sub>	0.3435	28.013	<b>0.0962</b>
<b>Total</b>	<b>100</b>		<b>16.7604</b>

**IV.3.2.1 Calcul du facteur de compressibilité Z**

❖ **Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange :**

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

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

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

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

Avec :

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

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

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

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

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{cm}} \dots\dots\dots (IV. 3)$$

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

$$P_{rm} = \frac{P}{P_{cm}} \dots\dots\dots (IV. 4)$$

Avec :

T : température de service (K).

P : pression de service (psi).

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

Le tableau présente les résultats du calcul des températures et pressions critiques de mélange.

**Tableau IV. 2 :** Propriétés critiques du gaz naturel.

Éléments	$Y_i$ % ( m ol)	$Y_i$ (mol)	$T_c$ (k)	$Y_i.T_c$	$P_c$ (psi)	$Y_i.P_c$
<b>Méthane (C1)</b>	96,3 442	0,963 42	19 1,1	184,109 56	673, 23	<b>648 ,60324</b>
<b>Ethane(C2)</b>	1,86 35	0,018 63	30 5,5	5,69146	708, 54	<b>13,2001</b>
<b>Propane(C3)</b>	0,27 71	0,002 77	37 0	1,0249	617, 4	<b>1,71019</b>
<b>i-Butane (iC4)</b>	0,02 39	0,000 239	40 8,1	0,09753	529, 2	<b>0,12647</b>
<b>n-Butane (nC4)</b>	0,03 47	0,000 347	42 5,2	0.14754	551, 25	<b>0,19128</b>
<b>i-Pentane (iC5)</b>	0,01 00	0,001	46 1	0,461	483, 63	<b>0,48363</b>
<b>n-Pentane (nC5)</b>	0,00 64	0,000 064	46 9,8	0,03006	489, 53	<b>0,03132</b>
<b>n-Hexane (C6+)</b>	0,00 27	0,000 027	50 7,9	0,01371	439, 53	<b>0.01186</b>
<b>C</b>	1,07	0,010	30	3,26862	1073	<b>11,5342</b>
<b>O<sub>2</sub></b>	45	745	4,2		,45	<b>2</b>
<b>N<sub>2</sub></b>	0,34 35	0,003 435	12 6,2	0,43349	492, 45	<b>1,69156</b>
<b>Σ</b>	<b>100</b>	<b>1</b>		<b>195,130 333</b>		<b>677,572 01</b>

AN :

$$T_{cm} = \sum y_i T_i = 195,130333 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$P_{cm} = \sum y_i P_i = 677,57201 \text{ psi}$$

$$T_{rm} = T/T_{cm} = 323.15/195.130333 = 1,656$$

$$P_{rm} = P/P_{cm} = 899.234/677.572 = 1.327$$

En utilisant l'abaque universel (Annexe A), nous avons :

Facteur de compressibilité est :

A ( $T_{rm} = 1,656$  et  $P_{rm} = 1,327$ ) nous trouvons

$Z = 0.9$

## IV.3.2.2. Calcul de la densité relative du gaz

$$d_g = \frac{M_w}{M_w \text{ air}} \dots \dots \dots (IV.5)$$

$$d_g = \frac{16,7604}{29}$$

$$d_g = 0.577$$

## IV.3.2.3. Calcul de la masse volumique du gaz

$$\rho_g = 0,00149406 \times \left( \frac{P \cdot M_w}{R \cdot Z \cdot T} \right) = 0,00149406 \times \left( \frac{899,234 \times 16,760}{0,9 \times 581,4} \right) \dots \dots \dots (IV.6)$$

$$\rho_g = 0,043 \text{ g/cm}^3 = 2,684 \text{ lb/ft}^3$$

## IV.3.2.4. Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz

La formule suivante donne la vitesse de masse d'écoulement du gaz :

$$G = (C \times \rho_t \times \rho_g \times d_p \times g)^{0.5} \dots \dots \dots (IV.7)$$

$C$  : Constante = 0.033 ;

La masse volumique du tamis est 45 lb/ft<sup>3</sup>.

$\rho_g$  : Masse volumique de gaz ;

$d_p$  : Diamètre des particules [0,0104 ft] ;

L'accélération due à la pesanteur est de 32,2 pieds par seconde carrée.

Ainsi, la valeur de  $G$  peut être calculée

$$G = (0,033 \times 45 \times 2,684 \times 0,01042 \times 32,2)^{0.5}$$

$$G = 1,156 \text{ lb / ft}^2 \cdot \text{s}$$

Il est crucial de maintenir la vitesse d'écoulement en dessous de la limite calculée pour prévenir l'écrasement et la casse des particules du tamis.

### IV.3.2.5 Calcul de la vitesse superficielle de gaz au travers du déshydrateur :

La vitesse superficielle du gaz est donnée par l'équation suivant :

$$V_g = \frac{G \times T \times Z}{162 \times d_g \times P} \dots \dots \dots (IV.8)$$

G : la vitesse d'écoulement du gaz [lb / ft2 .h] ;

T : température de service [°R] ;

P : pression de service, [psia] ;

Donc :

$$V_g = 25,906 \text{ ft} / \text{min}$$

### IV.3.3 Calcul du diamètre minimum du déshydrateur

$$D_{min} = (4 \times S / \pi)^{0.5} \dots \dots \dots (IV.9)$$

S : Surface d'écoulement :

$$S = \frac{Q_g}{G} \dots \dots \dots (IV.10)$$

Q<sub>g</sub> : débit massique du gaz [Ib/h] ;

G : vitesse de masse d'écoulement du gaz [Ib /ft<sup>2</sup>] ;

Nous avons deux déshydrateur fonction en parallèle donc le débit de gaz d'alimentation se divise en deux :

$$Q_g = Q/2 = 582384,134/2 = 291192,067 \text{ Ib} / \text{h}$$

$$G = 1,156 \text{ Ib} / \text{ft}^2 \cdot \text{s} = 4161.6 \text{ Ib} / \text{ft}^2 \cdot \text{h}$$

Donc :

$$S = 69,9711 \text{ ft}^2$$

Le Diamètre minimal du déshydrateur est :

$$D_{min} = (4 \times S / \pi)^{0.5} = (4 \times 63,2916 / 3,14)^{0.5}$$

Alors

$$D_{min} = 9,441 \text{ ft} = 2,877 \text{ m}$$

**IV.3.4 Calcul de la quantité de tamis moléculaire pour adsorption**

Quantité de tamis moléculaires nécessaire pour un cycle de 12 h :

$$Mt = \frac{q_{eau}}{M_{util}} \dots\dots\dots (IV.11)$$

*q<sub>eau</sub>* : la quantité d'eau à absorber pendant un cycle de 12 h.

*M<sub>util</sub>* : Capacité d'absorption utile :

**A- Capacité s'adsorption utile**

Capacité d'adsorption théorique du tamis moléculaire type 4 A° 1/8'' est : 22 Kg d'eau /100 Kg de tamis

$$Cap = 22 \times 1 = 22 \text{ Kg d'eau / 100 Kg tamis.}$$

*M<sub>p</sub>* : Capacité d'absorption pratique

$$Mp = 22 \text{ Kg d'eau /100 Kg tamis.}$$

Lorsque le tamis moléculaire est régénéré il contient une teneur résiduelle (*Y<sub>r</sub>*) de :

$$Yr = 0,2 \text{ Kg d'eau / 100 Kg tamis}$$

Capacité d'adsorption utile (*M<sub>util</sub>*) = adsorption pratique - teneur résiduelle

$$Mutil = 22 - 0,2 = 21,8 \text{ Kg d'eau / 100 Kg de tamis.}$$

**B- La quantité d'eau à adsorber**

La quantité d'eau a adsorbée pendant le cycle d'heures dans un déshydrateur :

$$Q_{eau} = 184,626 \left( lb \frac{h20}{MMscf} \right) \times 202,896 \left( \frac{MMscf}{d} \right) \times (1/24) \left( \frac{d}{hr} \right) \times 12 \dots\dots\dots (IV.12)$$

$$Q_{eau} = 18729,938 \text{ lb } \frac{H2O}{\text{cycle}}$$

La quantité de tamis moléculaire

$$Mt = \frac{18729,938 \times 100}{21,8}$$

$$Mt = 85917,146 \text{ lb}$$



**IV.3.5 La Hauteur de lit**

**IV.3.5.1 Calcul du flux d'adsorption d'eau**

La détermination du flux d'adsorption d'eau peut être effectuée à l'aide de l'équation suivante :

$$q_{eau} = \frac{(Q/2) \times Y_w \times 4}{D^2 \times \pi \times 24} \dots\dots\dots (IV.13)$$

Q : Débit volumique du gaz [310,248 MMScf/Day] ;

D : Diamètre de lit [ft] ;

Y<sub>w</sub> : La quantité d'eau présente dans l'alimentation est exprimée en lb H<sub>2</sub>O/MMScF de gaz.

En consultant le tableau indiquant la quantité d'eau présente dans le gaz, D'après l'abaque universel (Annexe B) :

À une température de 122°F et une pression de 899,234 psi, la quantité d'eau dans le gaz est de 110 lb H<sub>2</sub>O/MMScF.

Dans le cas du diamètre minimal, le résultat des flux d'adsorption d'eau

$$q_{eau} = 11,23 \text{ lbH}_2\text{O/h.ft}^2$$

**IV.3.5.2 Calcul de la hauteur de la zone de transfert de mass**

La zone de transfert de masse est donnée par l'équation suivant :

$$h_z = A \times \left( \frac{q_{eau}^{0,7895}}{V_g^{0,5506} \times R_s^{0,2646}} \right) \dots\dots\dots (IV.14)$$

h<sub>z</sub> : hauteur de la zone de transfert de masse [ft] ;

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

q<sub>eau</sub> : quantité d'eau dans le gaz par unité de surface du déshydrateur [lb / hr.ft<sup>2</sup>] ;

V<sub>g</sub> : vitesse superficielle du gaz [ft / min] ;

RS: Saturation relative du gaz d'entrée en % [100% pour notre cas] ;

La hauteur de la zone de transfert de masse dans le cas de diamètre minimal :

$$h_z = 7,065 \text{ ft}$$

**IV.3.5.3 Hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur**

L'équation suivante donne la hauteur d'adsorption du déshydrateur :

$$H_{ad} = \frac{\theta_B \times q_{eau}}{0.01 \times X \times \rho_t} \dots\dots\dots (IV.15)$$

θ<sub>B</sub>: Le temps d'adsorption [8h] ;

X : La capacité d'adsorption est de 10,9% après 1100 cycles.

ρ<sub>t</sub>: Mass volumique d tamis moléculaire [45 Lb/ft<sup>3</sup>].

La hauteur minimale du déshydrateur est égale dans le cas d'un diamètre minimal :

$$had = 13,495 \text{ ft}$$

- Hauteur totale de déshydrateur :

En prenant en compte une hauteur de sécurité supplémentaire de 10% pour la zone d'adsorption, la hauteur totale du tamis moléculaire est la somme des hauteurs de la zone d'adsorption et de la zone de transfert de matière, correspondant à un fonctionnement de 48 minute supplémentaire.

$$ht = 1,1had + hz \dots\dots\dots (IV.16)$$

Dans le cas du diamètre minimal, la hauteur totale du déshydrateur.

$$ht = 21,90 \text{ ft}$$

**IV.3.5.4 La masse totale du tamis moléculaire**

La masse totale du tamis moléculaire peut être calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$Mt = \frac{\rho t \times \pi \times D^2 \times ht}{4} \dots\dots\dots (IV.17)$$

$\rho t$ : masse volumique de tamis moléculaire [45 Lb/ft<sup>3</sup>]

D : diamètre de lit

ht : hauteur totale de lit.

La masse du tamis moléculaire est déterminée par le diamètre minimal.

$$Mt = 56396,299 \text{ kg}$$

**IV.3.6 Calculez les pertes de charge à travers le déshydrateur :**

**IV.3.6.1 Calcul des pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire de 1/8''**

L'équation suivante décrit les pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire :

$$\Delta P/H = A \times \mu \times Vg \times B \times \rho g \times Vg^2 \dots\dots\dots (IV.18)$$

A, B: constantes ;

$\mu$  : Viscosité dynamique en centpoises ;

$\rho_g$  : Viscosité dynamique en centpoises ;

V : vitesse superficielle [m / min] ;

H : hauteur totale de lit actuel [5,2 m],

Donc :

$$\Delta P/H = 0,054 \times 0,012 \times 2,559 + 1,9 \times 10^{-5} \times 40,995 \times 2,896^2$$

$$\Delta P = 0,093 \text{ bar}$$

**IV.3.6.2 Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique**

Les pertes de charge à travers les billes de céramique est donnée par l'équation suivant :

$$\frac{\Delta P}{H} = \left[ 0,025 \times \frac{(1-\varepsilon)^2}{\varepsilon^3} \times \mu \times \frac{V_g}{D_p} \right] + \left[ 4,861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-\varepsilon)}{\varepsilon^3} \times d_g \times \frac{V^2}{D_p} \right] = 0.85314 \dots$$

(IV.19)

$\varepsilon$  : Pourcentage de vide.

$\mu$  : Viscosité dynamique en Centpoises ;

Vg: Vitesse superficielle en [m / mn] ;

D<sub>p</sub>: Diamètre équivalent des billes en [mm] ;

**IV.3.6.3 Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique de 1/2 pouce de diamètre (0,5") en utilisant la formule :**

$$\frac{\Delta P}{h_1+h_2} = \left[ 0,025 \times \frac{(1-0,4)^2}{0,4^3} \times \mu \times \frac{2,896}{12,7} \right] + \left[ 4,861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0,4)}{0,4^3} \times 104,913 \times \frac{2,896^2}{12,7} \right] \dots \dots \dots \text{(IV.20)}$$

$$\Delta P/(h_1+h_2) = 0,029846$$

$$h_1 + h_2 = 0,150 + 0,175 = 0,325$$

$$\Delta P = 0,0097 \text{ bar}$$

**IV.3.6.4. Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique de 1/4 pouce de diamètre (0,25") en utilisant la formule**

$$\frac{\Delta P}{h_3} = \left[ 0,025 \times \frac{(1-0,37)^2}{0,37^3} \times \mu \times \frac{2,896}{6,35} \right] + \left[ 4,861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0,4)}{0,37^3} \times 104,913 \times \frac{2,896^2}{6,35} \right]$$

$$\Delta P/h_3 = 0,075725 \text{ bar /m}$$

$$\Delta P = 0,075725 \times 0,075$$

$$\Delta P = 0,005679 \text{ bar}$$

#### IV.3.6.5 Pertes de charge totale au travers du déshydrateur

L'équation suivante donne les pertes de charge totales :

$$\Delta P_{\text{totale}} = \Delta P_{\text{tamis moléculaire}} + \Delta P_{\text{ceramique}}$$

Donc :

$$\Delta P = 0,108379 \text{ bar}$$

#### IV.4 Résultats et discussions :

Le tableau ci dessous représenté tous les résultats obtenus à partir des calculs précédents :

Paramètre	Résultats
Facteur de compressibilité	Z = 0.9
La densité relative du gaz	D <sub>g</sub> = 0.577
La masse volumique du gaz (g/cm <sup>3</sup> )	ρ <sub>g</sub> = 0,043
La vitesse de masse d'écoulement du gaz (lb / ft <sup>2</sup> .s)	G = 1,156
La vitesse superficielle de gaz au travers du déshydrateur (ft / min)	V <sub>g</sub> = 25 ,906
Le diamètre minimum du déshydrateur (m)	D = 2,877
La quantité de tamis moléculaire pour adsorption (lb)	M <sub>t</sub> = 85917,146
Le flux d'adsorption d'eau (lbH <sub>2</sub> O/h.ft <sup>2</sup> )	q <sub>eau</sub> = 11,23
La hauteur de la zone de transfert de mass (ft)	h <sub>z</sub> = 7,065
La Hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur (ft)	h <sub>ad</sub> = 13,495
La Hauteur total de déshydrateur dans le cas de diamètre minimal (ft)	ht = 21,90
La masse totale du tamis moléculaire (kg)	M <sub>t</sub> = 56396,299
Le Pertes de charge totale au travers du déshydrateur (bar)	ΔP = 0,108379

#### IV.5 Comparaison des résultats avec le design

Le tableau suivant représente une comparais on entre les résultats théoriquement calculés de la conception et ceux matérialisés sur le terrain :

Le paramètre	Calcul théorique	Design
<b>Diamètre minimum de la colonne (m)</b>	2,73	3.6
<b>Teneur en eau (ppmv)</b>	3700	3914
<b>Hauteur du tamis (m)</b>	6.67	8.18
<b>Quantité de tamis (kg)</b>	56396.299	61000
<b>Les pertes de charge (bar)</b>	0,108379	0.5

#### IV.6. Revoir les résultats précédents

Ayant un diamètre design mesurant 3,6 mètres qui sont supérieur aux exigences minimales requises à savoir : 2.7 m, ce grand diamètre réduit considérablement la hauteur du lit moléculaire et donc les pertes de charges augmente, Nous avons également remarqué qu'il y a plus que nécessaire dans les tamis moléculaires et donc il ne sera pas entièrement consommé (hauteur de 1.51 mètres de tamis moléculaires dans le sécheur est inutilisé).

Actuellement, selon les résultats du calcul, chaque sécheur ne travaille pas à partir de sa masse totale telle qu'elle est étudiée et attendue, et c'est pour augmenter la quantité de tamis moléculaires.

La clé pour exploiter toute la masse du lit de tamis moléculaire est d'augmenter le temps de cycle d'adsorption qui correspond à la quantité des tamis.

# *Conclusion*

**Conclusion**

Cette analyse a permis de diagnostiquer un manque d'hydratation et a révélé un problème lié à la rétention des liquides. La stagnation de l'eau entraîne la formation d'hydrates dans la section de refroidissement, ce qui entraîne une perte de charge significative ainsi qu'une diminution de l'efficacité et des performances du tamis moléculaire. Ce phénomène se produit fréquemment directement dans la section et l'unité de déshydratation.

Ceci est principalement dû à :

- ✓ Hauteur de sécheur est plus grand donc grande perte de charge.
- ✓ En plus de la présence de quantités excessives de tamis moléculaire dans le sécheur (61000 Kg au lieu de 56396.299 kg).

Les résultats de notre l'étude prouvent pour améliorer l'efficacité du complexe CPF :

- ✓ L'utilisation adéquate du tamis moléculaire dans les sécheurs en tenant compte des quantités spécifiques permettra d'optimiser son utilisation et par conséquent affectera positivement le coût de production pour CPF GRN. ]
- ✓ Poser un nouveau ballon séparateur pour réduire le plus possible l'humidité avant d'entrer dans la section de séchage, pour assurer une longue durée de vie des sécheurs à tamis moléculaires et pour s'assurer que les hydrates sont isolés autant que possible pour l'intégrité de la section de refroidissement, et Afin de déterminer la quantité d'eau présente dans le gaz avant qu'il ne sèche, il est recommandé de fixer un analyseur d'humidité avant le refroidissement pour voir si le gaz est parfait et prêt pour le refroidissement afin d'éviter la formation d'hydrates et la défaillance de l'équipement.

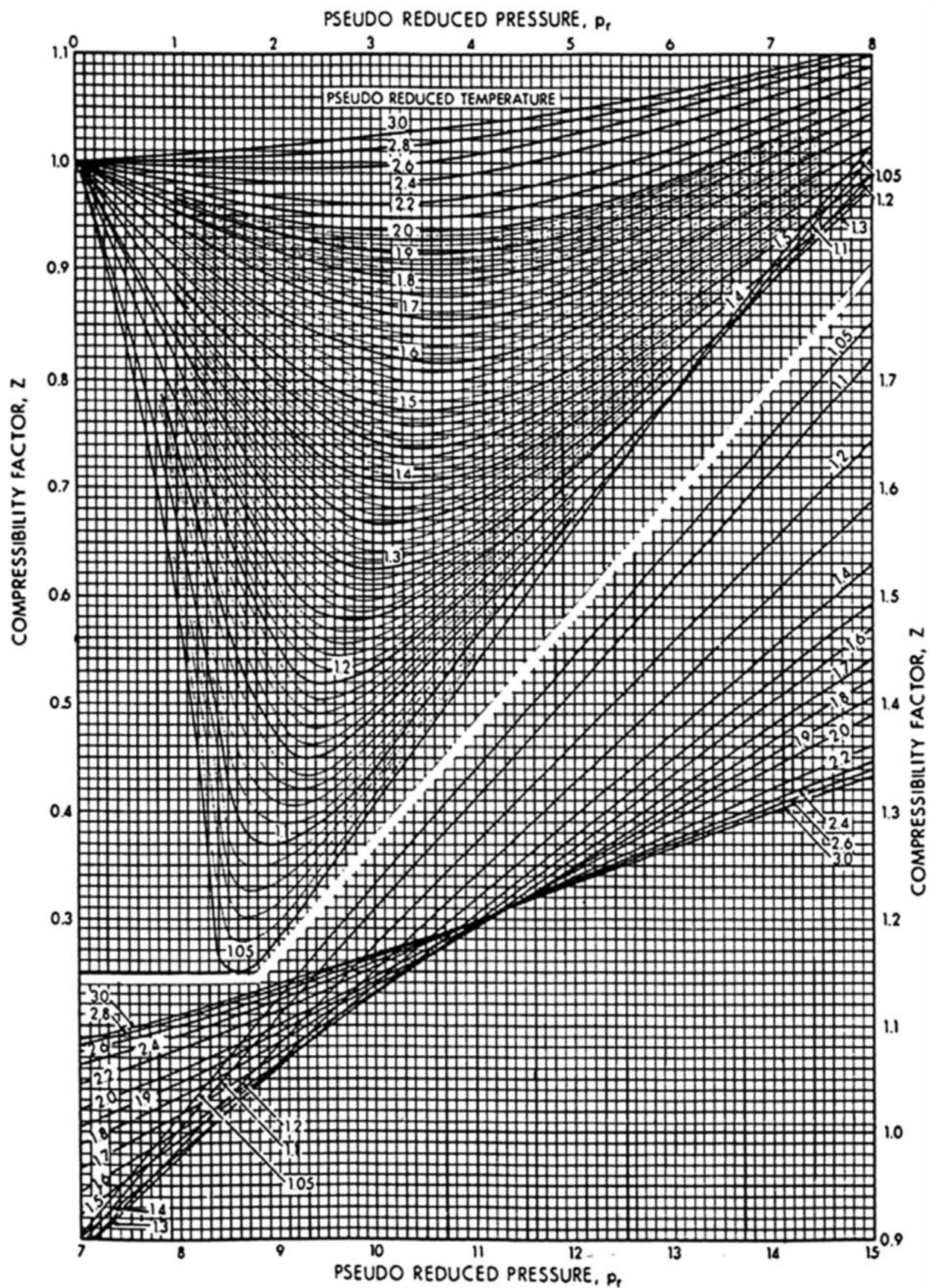


**Les références bibliographiques**

- [1] Document de Groupement Reggane Nord
- [2] Projet professionnel de fin de formation de IAP Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé En production de thème Estimation de la productivité des formations SIEG-C,GED-A et GED B Dans les puits RG05,RG06ST,RG08,RG13 et RG16
- [3] Procédés de traitement du gaz naturel POLYCOPIE Réalisé par Dr. SELLAMI Mohamed Hassen en UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
- [4] TRAITEMENT DU GAZ NATUREL DECARBONATATION IAP Sonatrach
- [5] MÉMOIRE DE MASTER d'Université Mohamed Khider de Biskra en Optimisation des paramètres de fonctionnement d'une unité de décarbonatation du gaz naturel.
- [6] Description du document, description du processus de traitement de gaz naturel en GRN: PD-00000-1163-0102-D\_Rev.1\_OVERALL PROCESS FLOW DIAGRAM
- [7]: Gas Process Suppliers Association. Engineering Data Book. Edition N°12, volume I et II.6526 east 60 th street Tulsa, Oklahoma 74145: Gas process Suppliers Association, 2004.821 p. (FPS version).
- [8] : ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux – 75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p. (L'Institut Français du Pétrole).
- [9]: COULSON and RICHARDSON'S. Chemical Engineering, particles technologies and séparation process. Fifth edition, volume 2. Butterworth Heinemann, 2002.1208p. ISBN 0-7506-4445-1.
- [10] : Mémoire : Etude comparatif de l'influence des paramètres avant et après la modification sur la phase de régénération au niveau l'usine d'Alrar université m'hamed bougara 2009.
- [6] : [www.fremer.fr/exploitation/en\\_jeux/hydrates/index.htm/2004/16.04.2011/](http://www.fremer.fr/exploitation/en_jeux/hydrates/index.htm/2004/16.04.2011/) à la découvertes des grands fonds.
- [11] : mémoire : étude de l'effet de changement du diamètre des tamis moléculaires sur le système de séchage (unité GLA/HBK). Université Ouargla 2004
- [12] : P. WUITHIER : Raffinage et génie chimique, Tome I et Tome II, 2 eme édition 1972 p (658,660).
- [13] : Mémoire : Redimensionnements des sécheurs au niveau de Guellala Haoud Berkaoui. Université Ouargla 2010.
- [14]: Jimmy-Humphrey, George E-Keller, procédés de separation, tome2, edition 2002 p (76,205).
- [15] : Mémoire : étude de la déshydratation dans l'unité de GPL/CIS/HMD recalcule de la quantité des tamis moléculaire université Ouargla 2008.
- [16] : Document de l'entreprise GRN Dehydration Summary June 2019\_HATCH
- [17] : Les équations de calcule : Mémoire : LA DESHYDRATATIONDU GAZ Techniques et Problèmes UNIVERSITE KASDI MARBAH OUARGLA. 2013, Etude et optimisation de la section de déshydratation du complexe gazier d'Ohanet. UNIVERSITE KASDI MARBAH OUARGLA 2016

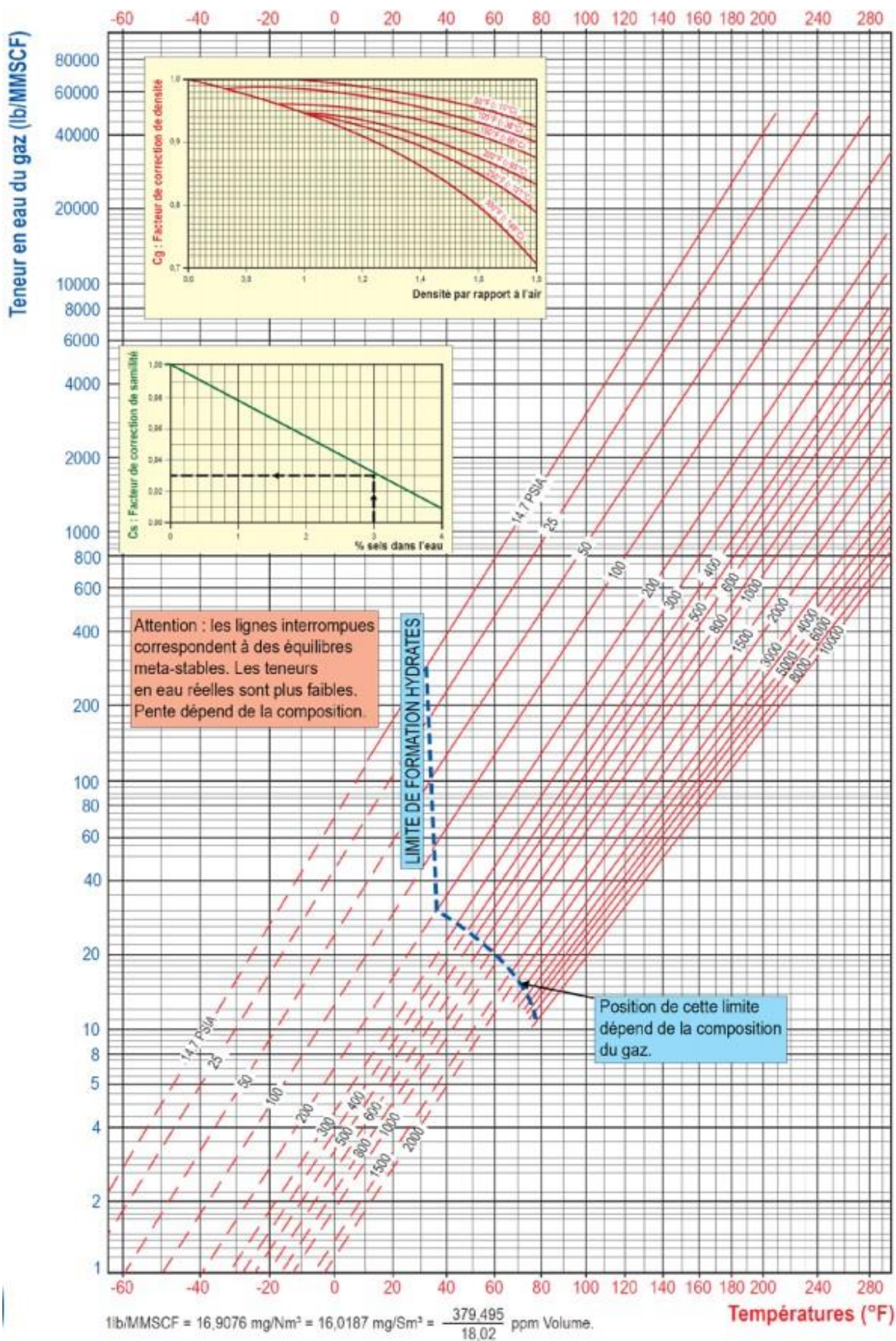
# *Annexes*

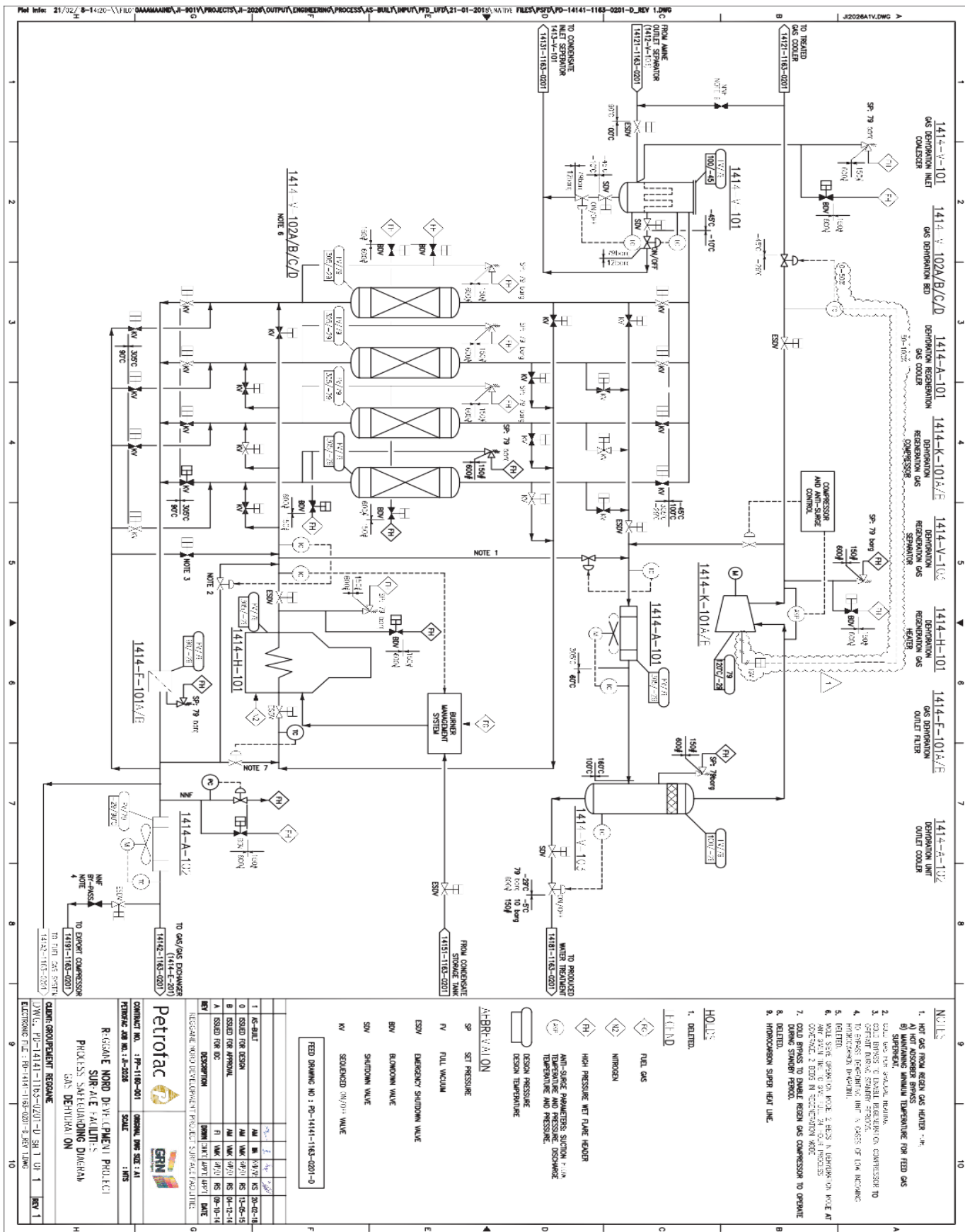
Annexe(A)





Annexe (B)





Annexe C l'opération de déshydratation