



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 20 Août 1955-Skikda

Faculté de Technologie  
Département de Pétrochimie

# Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

## Master

Filière : Génie Pétrochimique

Spécialité : Génie Pétrochimique

**Thème:**

**Vérification du dimensionnement de  
déshydrateur au niveau de l'unité de  
récupération de Gaz de Pétrole Liquéfié à  
GASSI-TOUIL**

**Réalisé par:**

- ZAOUCH Abdallah
- MELIK Yassine

**Encadré par:**

Dr. RAHAL Hassiba

**Année Universitaire : 2023-2024**

وجود الماء في الغاز الطبيعي يسبب عدة مشاكل اثناء عملية المعالجة وكذلك اثناء النقل، ولأجل تجنب هذه المشاكل نستعمل عدة طرق لتجفيف الغاز نذكر منها عملية الامتزاز المستعملة في مركب معالجة الغاز الطبيعي بقاسي الطويل.

الهدف من دراستنا الحالية هو التحقق من حجم جهاز التجفيف الموجود (المجففات) داخل وحدة معالجة الغاز CPF في قاسي الطويل (حاسي مسعود). لا تؤكد حسابات التحقق فقط على تصميم الوحدة التي تم تشغيلها مؤخرًا، ولكن أيضًا على الأهمية الحاسمة للتجفيف في إنتاج غاز البترول المسال.

**الكلمات المفتاحية :** الغاز الطبيعي ، المعالجة ، تجفيف الغاز.

## **Résumé**

La présence d'eau dans le gaz naturel cause plusieurs problèmes lors du traitement ainsi que lors du transport. Afin d'éviter ces problèmes, nous utilisons plusieurs méthodes pour sécher le gaz, parmi lesquelles l'adsorption utilisée dans l'unité de traitement de gaz naturel de Gassi Touil.

L'objectif de notre étude actuelle est de vérifier le dimensionnement de l'appareil de déshydratation (sécheurs) existants au sein de l'unité de traitement de gaz CPF à Gassi Touil (Hassi Messaoud). Le calcul de vérification confirme non seulement le design de l'unité récemment mise en exploitation, mais aussi l'importance cruciale de la déshydratation dans la production de Gaz de Pétrole Liquéfié.

**Mots clés :** Gaz naturel, Traitement, Déshydratation du gaz.

## **Abstract**

The presence of water in natural gas causes several problems during both processing and transportation. To avoid these issues, we use various methods to dry the gas, including the adsorption method used in the natural gas processing plant at Gassi Touil.

The objective of our current study is to verify the sizing of the existing dehydration apparatus (dryers) within the CPF gas treatment unit in Gassi Touil (Hassi Messaoud). The verification calculation confirms not only the design of the recently commissioned unit, but also the crucial importance of dehydration in the production of Liquefied Petroleum Gas.

**Key words:** Natural gas, Treatment, Gas dehydration.

## DEDICACE

*À nos chers parents, sources inépuisables d'amour et d'affection, en reconnaissance de leurs sincères sacrifices pour notre éducation et notre formation.*

*À nos chers frères et sœurs qui nous ont aidés par leur présence à surmonter des expériences difficiles, ainsi qu'à leurs familles.*

*À Bilal Belbessai et Tahar Djeddi.*

*À notre deuxième famille, promotion 2024. À notre famille, à nos amis, à tous ceux que nous aimons et à ceux qui nous aiment.*

*À tous ceux qui nous ont aidé directement ou indirectement.*

**ZAOUCH ABDALLAH**

**MELIK YASSINE**

## **Remerciements**

Ce travail a été réalisé au niveau de l'unité de traitement du gaz (CPF) de Gassi-Touil.

Je tiens avant tout à exprimer ma gratitude envers Dieu Tout-Puissant, qui m'a accordé la force, la patience, le courage et la volonté nécessaires pour accomplir ce modeste travail.

Nous souhaitons tout particulièrement exprimer notre reconnaissance à notre directrice de mémoire, Madame Hassiba Rahal, Maître de conférences classe « A » à l'Université 20 Août 1955-Skikda, pour sa proposition et son orientation dans ce travail. Son soutien, sa disponibilité, ses précieux conseils pédagogiques, ainsi que ses connaissances scientifiques et techniques fondamentales, nous ont permis d'acquérir une grande confiance et de mener à bien ce travail tout au long de cette mémoire.

Nous remercions également tous les membres de l'unité de traitement du gaz (CPF) de Gassi Touil, en particulier les ingénieurs et les techniciens d'exploitation pour leur hospitalité et leur bon comportement, ce qui nous a permis de réaliser ce stage dans les meilleures conditions.

Nous exprimons notre gratitude aux enseignants du département de pétrochimie de l'Université 20 Août 1955-Skikda.

Je remercie également les membres du jury pour avoir accepté de juger notre travail.

Nous souhaitons également remercier tous ceux qui ont contribué, directement ou indirectement, au succès de ce travail.

Enfin, un grand merci à tous les membres de notre famille, en particulier nos parents et tous ceux qui nous sont chers, pour leur soutien et leurs encouragements constants en toutes circonstances. Nous leur dédions ce travail.

# Table des matières

<i>Liste des figures</i> .....	i
<i>Liste des tableaux</i> .....	iii
<i>Liste des abréviations</i> .....	iv
<i>Introduction générale</i> .....	1

## Chapitre I

### **Présentation de la région du Gassi-Touil (GLT)**

I.1. Introduction.....	4
I.2. Situation géographique de Gassi-Touil.....	4
I.3. Historique du champ Gassi-Touil .....	5
I.4. Centre de traitement de gaz.....	8
I.4.1. Unité d'admission G01.....	9
I.4.2. Unité de boosting G05.....	11
I.4.3. Unité de récupération de GPL G11.....	12
I.4.4. Unité de compression de gaz résiduel appelée G50.....	19
I.4.5. Unité de stabilisation de condensat/débutanisation P10.....	20
I.4.6. Unité de stockage de GPL et de condensat.....	21
I.4.7. Utilités.....	22
I.4.8. Zone de torchage.....	26
I.5. Conclusion.....	28

## Chapitre II

### *Généralités sur le gaz naturel, le Gaz du Pétrole Liquéfié (GPL) et le condensât*

II.1. Introduction.....	29
II.2. Gaz naturel.....	29
II.2.1. Historique du gaz naturel .....	29
II.2.2. Origine du gaz naturel.....	29
II.2.3. Composition du gaz naturel.....	30
II.2.4. Propriétés du gaz naturel.....	31
II.2.5. Caractéristique du gaz naturel .....	32
II.2.6. Différents types du gaz naturel.....	34
II.2.7. Utilisations du gaz naturel.....	35
II.2.8. Avantages du gaz naturel.....	36
II.2.9. Opérations de production du gaz naturel.....	37
II.3. Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL).....	50
II.3.1. Définition du GPL.....	50
II.3.2. Historique du GPL.....	51
II.3.3. Propriétés physico-chimiques du GPL .....	51
II.3.4. Spécifications des GPL.....	53
II.3.5. Production du GPL.....	53
II.3.6. Extraction du GPL du gaz naturel.....	53
II.3.7. Utilisations du GPL.....	54
II.3.8. Stockage et transport du GPL.....	55
II.4. Généralités sur le condensât.....	55

II.4.1. Définition .....	55
II.4.2. Caractéristiques du condensât.....	55
II.4.3. Domaines d'utilisation du condensât.....	56
II.5. Conclusion.....	57

### ***Chapitre III***

#### ***Déshydratation du gaz naturel***

III.1. Introduction.....	59
III.2. Eaux de gisements.....	60
III.3. Hydrates.....	62
III.3.1. Bref historique des hydrates .....	62
III.3.2. Définition des hydrates .....	62
III.3.3. Cavités des hydrates.....	64
III.3.4. Structures des hydrates.....	65
III.3.5. Conditions de formation des hydrates.....	69
III.3.6. Courbe (P, T) de formation d'hydrates.....	69
III.3.7. Inconvénients des hydrates.....	70
III.3.8. Prévention des hydrates.....	71
III.3.7. Méthodes de déshydratation.....	74
III.4.1. Séchage par refroidissement et/ou compression.....	74
III.4.2. Déshydratation par absorption.....	75
III.4.3. Déshydratation par membrane.....	75
III.4.4. Déshydratation par adsorption.....	75

III.5. Types d'adsorbants.....	78
III.6. Déshydratation par adsorption sur tamis moléculaires (Cas de Gassi Touil).....	82
III.6.1. Principe et description.....	82
III.6.2. Zone de transfert de masse.....	84
III.6.3. Régénération des tamis moléculaires.....	85
III.7. Disposition des composants du lit.....	87
III.8. Schéma de la section de déshydratation.....	88
III.9. Conclusion .....	33

## ***Chapitre IV***

### ***Résultats et discussion***

IV.1. Introduction.....	91
IV.2. Suivi des paramètres du design.....	91
IV.2.1. Calcul du facteur de compressibilité Z.....	92
IV.2.2. Calcul de la densité relative du gaz.....	94
IV.2.3. Calcul de la masse volumique du gaz.....	94
IV.2.4. Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz.....	95
IV.2.5. Débit volumique de gaz à la condition opératoire.....	96
IV.2.6. Calcul du diamètre minimum du déshydrateur.....	96
IV.2.7. Calcul de la masse totale du tamis moléculaire nécessaire pour l'adsorption.....	97
IV.2.8. Hauteur totale du lit.....	99
IV.2.9. Epaisseur du déshydrateur.....	100
IV.2.10. Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur.....	101

IV.3. Calcul de débit de gaz de régénération.....	101
IV.3.1. Phase de chauffage.....	101
IV.3.1.1. Quantité de chaleur totale à fournir.....	102
IV.3.1.2. Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaire.....	102
IV.3.1.3. Quantité de chaleur absorbée par le métal.....	103
IV.3.1.4. Quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique.....	103
IV.3.1.5. Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau.....	103
IV.3.1.6. Pertes de chaleur à travers le déshydrateur et les conduites.....	104
IV.3.1.7. Quantité de chaleur totale à fournir par heure.....	104
IV.3.1.8. Débit de gaz de régénération en phase de chauffage.....	104
IV.3.2. Phase de refroidissement.....	105
IV.3.2.1. Quantité de chaleur totale à enlever.....	105
IV.3.2.2. Débit de gaz de régénération en phase de refroidissement.....	106
IV.4. Comparaison des résultats du calcul avec ceux du design et actuel.....	108
IV.5. Interprétation des résultats.....	108
IV.6. Conclusion.....	110
<i>Conclusion générale</i> .....	111
<i>Références bibliographiques</i> .....	113
<i>Annexes</i>	

## Liste des figures

<b>Figure</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1</b>	Situation géographique de la région de Gassi-Touil.	5
<b>Figure I.2</b>	Différents champs de la région de Gassi-Touil.	7
<b>Figure I.3</b>	Unité G01 (Système d'admission et séparation de gaz LP/HP).	11
<b>Figure I.4</b>	Unité boosting G05.	12
<b>Figure I.5</b>	Schéma simplifié du démerceriseur.	13
<b>Figure I.6</b>	Schéma simplifié du déshydrateur.	14
<b>Figure I.7</b>	Schéma simplifié du gaz de régénération.	15
<b>Figure I.8</b>	Schéma simplifié de l'expander.	16
<b>Figure I.9</b>	Schéma simplifié d'absorbeur et déethaniseur.	18
<b>Figure I.10</b>	Unité G11 (Récupération de GPL).	18
<b>Figure I.11</b>	Schéma complet de l'unité G50.	19
<b>Figure I.12</b>	Unité de stabilisation de condensât/débutanisation (P10).	21
<b>Figure I.13</b>	Stockage de GPL et de condensat.	22
<b>Figure I.14</b>	Plant générale des unités du CPF (GTL).	27
<b>Figure II.1</b>	Prospection géophysique (Levés sismiques) sur terre.	39
<b>Figure II.2</b>	Prospection géophysique (Levés sismiques) offshore.	39
<b>Figure II.3</b>	Processus de forage.	40
<b>Figure II.4</b>	Fracturation hydraulique.	42
<b>Figure II.5</b>	Schéma de la protection du puits et des aquifères par des cuvelages (Tubages) de diamètre décroissant.	43
<b>Figure II.6</b>	Schéma d'un puits protégé par des cuvelages (Tubages) de diamètre décroissant.	43
<b>Figure II.7</b>	Schéma de production et traitement du gaz.	45
<b>Figure II.8</b>	Schéma montrant les étapes du traitement des gaz.	46
<b>Figure II.9</b>	Vue d'une installation de traitement du gaz naturel.	48
<b>Figure III.1</b>	Solubilité de l'eau dans les hydrocarbures liquides.	61
<b>Figure III.2</b>	Solubilité des hydrocarbures à 377,59 K (de Brooks et al, 1951).	61
<b>Figure III.3</b>	Structure d'hydrate.	63
<b>Figure III.4</b>	Structure cristalline de glace.	64
<b>Figure III.5</b>	Géométrie des cavités $5^{12}$ , $5^{12}6^2$ , $5^{12}6^4$ , $4^35^66^3$ , $5^{12}6^8$ .	56

<b>Figure III.6</b>	(a) Vue de la structure I de l'hydrate clathrate cinq polyèdres $5^{12}$ sont connectés par deux polyèdres $5^{12}6^2$ . (b) Vue bidimensionnelle de la structure I.	66
<b>Figure III.7</b>	Schéma de la structure des hydrates II.	67
<b>Figure III.8</b>	Schéma de la structure des hydrates H.	68
<b>Figure III.9</b>	Combinaison de cages pour former chaque structure d'hydrate.	68
<b>Figure III.10</b>	Courbe de formation des hydrates.	70
<b>Figure III.11</b>	Blocages d'hydrates de gaz formés dans un pipeline d'hydrocarbures sous-marin.	71
<b>Figure III.12</b>	Principe de dissociation sur la courbe d'équilibre de l'hydrate de méthane.	72
<b>Figure III.13</b>	Procédé de déshydratation par absorption.	75
<b>Figure III.14</b>	Différentes étapes de l'adsorption.	77
<b>Figure III.15</b>	Charbons actifs.	79
<b>Figure III.16</b>	Silicagel.	80
<b>Figure III.17</b>	Oxydes d'aluminium.	80
<b>Figure III.18</b>	Tamis moléculaires.	81
<b>Figure III.19</b>	Avancement de la zone de transfert de masse dans la colonne.	85
<b>Figure III.20</b>	Schéma simplifié du déshydrateur.	88
<b>Figure III.21</b>	Schéma simplifié de la section déshydratation du gaz.	89
<b>Figure IV.1</b>	Correction de la capacité du tamis taupe en fonction de la température.	97
<b>Figure IV.2</b>	Correction de la capacité du tamis taupe pour saturation relative de l'eau.	98
<b>Figure IV.3</b>	Capacité d'adsorption théorique du tamis moléculaire type 4 A°	98

**Liste des tableaux**

<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>Tableau I.1</b>	Champs en exploitation.	7
<b>Tableau II.1</b>	Composition des gaz.	31
<b>Tableau II.2</b>	Propriétés physiques du gaz naturel.	32
<b>Tableau II.3</b>	Pouvoirs calorifiques du butane et du propane.	53
<b>Tableau III.1</b>	Propriétés physiques de certains adsorbants.	82
<b>Tableau III.2</b>	Différents types du tamis moléculaires.	83
<b>Tableau III.3</b>	Cycle d'adsorption et de régénération (Gassi Touil).	86
<b>Tableau IV.1</b>	Propriétés critiques du gaz naturel.	93
<b>Tableau IV.2</b>	Constantes des tamis B et C.	95
<b>Tableau IV.3</b>	Résultats du calcul.	107
<b>Tableau IV.4</b>	Comparaison des résultats du cas calcul avec ceux du design et actuel.	108

Liste des abréviations

Symbole	Nomenclature	Unité
$Z$	Facteur de compressibilité	
$T_{rm}$	Température réduite du mélange	C°
$T_{cm}$	Température critique du mélange	C°
$P_{rm}$	Pression réduite du mélange	bar
$P_{rm}$	Pression critique du mélange	bar
$d_g$	Densité relative du gaz	
$Mg$	Masse moléculaire du gaz	g/mol
$\rho_g$	Masse volumique du gaz	kg/m <sup>3</sup>
$V$	Vitesse d'écoulement du gaz	m/h
$d_p$	Diamètre des particules des tamis moléculaires	mm
$\rho_t$	Masse volumique du tamis	kg/m <sup>3</sup>
$q_g$	Débit massique du gaz	kg/h
$D_{min}$	Diamètre minimal du déshydrateur	m
$M_T$	Quantité de tamis moléculaire pour adsorption	Kg
$M_{eau}$	Quantité d'eau à adsorber pendant un cycle	kg
$M_{util}$	Capacité d'adsorption utile	1kg d'H <sub>2</sub> O par 100 kg du tamis
$Y_w$	Teneur en eau dans le gaz	kg/sm <sup>3</sup> .
$Q_{eau}$	Quantité d'eau à adsorber	kg/h
$q_{eau}$	Flux d'adsorption d'eau	kg/m <sup>2</sup> .h
$Q_g$	Débit volumique du gaz	m <sup>3</sup> /h
$H_z$	Hauteur de la zone de transfert de masse	m
$H_{ad}$	Hauteur minimale d'adsorption	m
$H_T$	Hauteur totale de lit	m
$e$	Epaisseur du déshydrateur	m
$X$	Capacité d'adsorption	%
$D$	Diamètre de lit	m
$\mu$	Viscosité dynamique	Cp
$\Delta P$	Perte de charge	bar

<b><math>L</math></b>	Chaleur latente d'évaporation de l'eau	kJ/kg
<b><math>m_m</math></b>	Masse du déshydrateur à vide	kg
<b><math>C_p</math></b>	Chaleur spécifique	kJ/ kg. C°
<b><math>Q_{tm}</math></b>	Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaire	kJ
<b><math>Q_m</math></b>	Quantité de chaleur absorbée par le métal	kJ
<b><math>Q_c</math></b>	Quantité de chaleur absorbée par les billes de	kJ
<b><math>Q_e</math></b>	Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau	kJ
<b><math>Q_p</math></b>	Pertes de chaleur à travers le déshydrateur et les conduites	kJ
<b><math>\theta_{ch}</math></b>	Durée de chauffage	heures
<b><math>\theta_{ref}</math></b>	La durée de refroidissement	heures

## *Introduction générale*

## **Introduction générale**

Le gaz naturel est un mélange extrêmement abondant en méthane et renferme habituellement en proportions décroissantes tous les hydrocarbures saturés jusqu'à des températures d'ébullition supérieures à 200 °C. De plus, il contient des quantités variables d'azote et de gaz carbonique, des substances sulfurées et de l'eau issue de la couche de production.

Sa présence sous pression se produit dans les roches poreuses du sous-sol, souvent en présence de pétrole brut ou de condensât.

Le gaz naturel qui sort des puits de production est soumis à un traitement qui vise à éliminer spécifiquement certains composants tels que l'eau (par déshydratation) afin de le rendre conforme aux spécifications nécessaires pour son transport et/ou les utilisations spécifiques commerciales et réglementaires de qualité.

Les équipements situés en aval de la section de déshydratation peuvent être directement affectés par cette teneur en eau, ce qui peut rapidement entraîner un fonctionnement anormal et perturber les installations de l'unité.

L'objectif principal de notre étude est la vérification du dimensionnement des déshydrateurs implantés au centre de production (CPF) de la Direction Régionale de Gassi Touil. Cette vérification est basée sur le calcul et le suivi des différents paramètres du design à travers le déshydrateur.

Dans ce contexte, nous avons réalisé notre stage au niveau de l'unité de récupération de gaz de pétrole liquéfié GPL implantée (CPF) de la Direction Régionale de Gassi-touil (Hassi-Messoud). Cette unité est composée d'un seul train et a été développée pour gérer une quantité de gaz brut de 12 millions m<sup>3</sup>/jour.

Notre mémoire est structuré en quatre chapitres principaux : Dans le premier chapitre, nous donnerons une présentation de la région du Gassi Touil. Le deuxième chapitre portera des généralités sur le gaz naturel, le Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) et le condensât. Le troisième chapitre exposera la déshydratation du gaz naturel. Dans le quatrième chapitre, nous présenterons les différents résultats de l'étude menée de récupération de gaz de pétrole

liquéfié GPL implantée (CPF). Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume l'ensemble des résultats de notre travail.

# *Chapitre I*

*Présentation de la région du  
Gassi-Touil (GTL)*

## **I.1. Introduction**

Depuis longtemps, le gaz naturel est considéré comme un simple sous-produit du pétrole, s'est affirmé comme une source d'énergie majeure à l'échelle mondiale. Autrefois brûlé à la torche sur les gisements pétroliers, il a d'abord été exploité aux États-Unis pour l'industrie puis pour les usages domestiques, supplantant progressivement le gaz manufacturé. Son développement s'est accéléré grâce à l'abondance des réserves et à leur répartition plus équilibrée que celle du pétrole et à ses qualités intrinsèques pour le consommateur final.

En Algérie, le gaz naturel occupe une place prépondérante dans l'économie nationale. En effet, il représente 65% des réserves énergétiques du pays, contre 35% pour le pétrole brut. L'Algérie est un important exportateur de gaz, avec des réserves récupérables estimées à plus de 3000 milliards de mètres cubes. Parmi les gisements les plus importants est le Gassi-Touil, situé dans le Sahara Algérien [1].

Ce chapitre vise à présenter le site de Gassi Touil, où nous avons réalisé notre stage, ainsi que le fonctionnement général de l'Unité de Traitement du Gaz Naturel (CPF).

## **I.2. Situation géographique de Gassi-Touil**

Le site de notre stage se trouve est situé sur le champ de Gassi Touil à 150 km au sud de Hassi Messaoud, qui fait partie de la wilaya de OUARGLA, à une attitude de 30° 31' 0" nord et à une longitude de 6° 28' 7" est l'altitude moyenne est 200 m environ. Il s'étend sur une superficie d'environ 170 km de long et 105 km de large (Voir la figure I.1) dans une région à caractère désertique sujette aux tempêtes de sable [2].

Les effets de neige et de séisme ne sont pas à envisager et les conditions climatiques les plus importantes sont :

- ❖ **Température de l'air** : (- 05 °C) minimum (sous abri en hiver) et (50 °C) maximum (sous abri en été).
- ❖ **Humidité relative** : minimum 10% et maximum 75%.
- ❖ **Pluviométrie/gelée** : 20 mm en 24 heures avec possibilité d'orages violents, fréquentes gelées en hivers.
- ❖ **Vents** : violents et souvent accompagnés de sable (180 km/h nord-est / sud-ouest) à 10 m au-dessus du sol [2].



Figure I.1 : Situation géographique de la région de Gassi-Touil [3].

### I.3. Historique du champ Gassi-Touil

Le champ de Gassi Touil a été découvert en 1961 par le forage de GT1 implanté au sommet de la structure (COPEFA - CEP). Ce forage a mis en évidence la présence de gaz dans les réservoirs des Trias Supérieur et Inférieur. Il a fallu attendre le forage de GT325 (Novembre 1962 – Mars 1963), implanté sur le flanc Est de la structure, pour découvrir de l'huile dans le Trias Inférieur à une profondeur de 2100 m soit - 1891m absolu.

Le forage de GT4 (Juin 1963 Octobre 1963) a aussi montré que le Trias Intermédiaire était imprégné d'huile dans cette zone à une profondeur de 2020 à 2037 m. Le développement de ce champ a été poursuivi très rapidement durant les deux années suivantes où pas moins de 30 puits ont été forés et mis en exploitation. Depuis, le forage de nouveaux puits a continué jusqu'en 1974 pour délimiter les contours du gisement.

La structure de ce gisement se présente sous forme d'un anticlinal allongé sur 20 km environ dans l'axe Nord-Sud et 5 km environ dans l'axe Est-Ouest.

Le réservoir est formé par le complexe Argilo-Gréseux du Trias qui présente trois horizons producteurs séparés par des couches d'argile discontinues, plus au moins imperméables, de sorte qu'ils se comportent comme des gisements indépendants :

- ❖ Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (T.A.G.S.).
- ❖ Le Trias Intermédiaire.
- ❖ Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (T.A.G.I.).

La couverture principale de ce réservoir est constituée par une épaisse couche d'évaporites (Sel, anhydrites) du Trias salifère.

Les dates de mise en production sont :

- ❖ Trias Argilo-Gréseux Inférieur Huile : Avril 1963
- ❖ Trias Intermédiaire Huile : 1966
- ❖ Trias Supérieur Huile : Mai 1964
- ❖ Trias Supérieur Gaz-Cap : Décembre 1976.

La région de Gassi-Touil est composée de plusieurs champs. La figure I.2 représente les principaux champs de Gassi-Touil [4]. Il existe plusieurs champs collectes pour cette unité, soit pour la réinjection de gaz ou pour le traitement du gaz et de l'huile. Cette collecte est résumée dans le tableau I.1.

**Tableau I.1 : Champs en exploitation [5].**

Champs	Date de découverte	Puits fores	Nature des fluides
Gassi-Touil	1961	82	Huile +Gaz+Eau (04)
Hassi Chergui Sud	1962	09	Huile
Hassi Chergui Nord	1962	01	Huile
Hassi Touareg Nord	1959	08	Gaz+Eau 01)

Hassi Touareg Sud	1959	06	Gaz
Nezla Sud	1958	21	Gaz+Eau (02)
Toual	1958	10	Gaz
Nezla Nord	1958	09	Huile +Gaz+Eau (01)

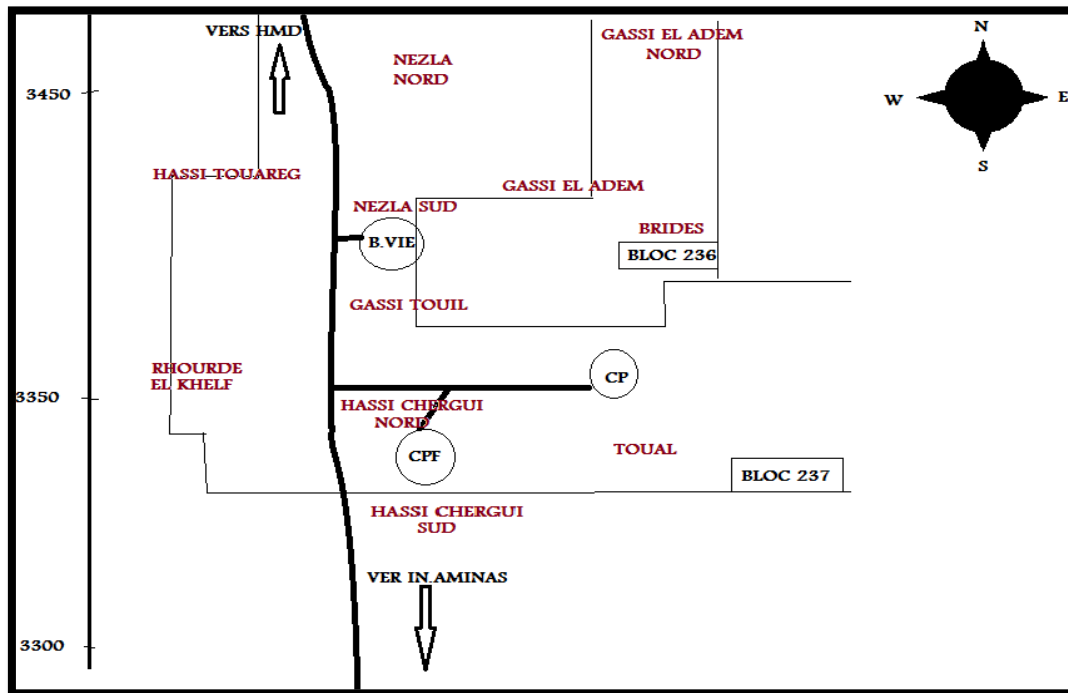


Figure I.2 : Différents champs de la région de Gassi-Touil [6].

#### I.4. Centre de traitement de gaz

L'unité de traitement de gaz CPF (Centre Production Facilities) de Gassi-Touil a été inaugurée lundi 24 Février 2014 par le ministre de l'Energie et des Mines. Elle est conçue pour traiter 12 millions de mètres cubes de gaz par jour provenant des champs de gaz pour fournir aux stations de ré-compression [5].

La capacité de fonctionnement de l'usine est comprise entre 30% (3,6 millions de mètres cubes de gaz par jour), et 110% (13,2 millions de mètres cubes de gaz par jour) de sa capacité de base, permettant ainsi de produire du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié), du condensât et du gaz sec [7].

**❖ Capacité de production :**

- ✚ GAZ brut : 12 MMS m<sup>3</sup>/j.
- ✚ Condensats : 1700 Tonnes / j (2334 m<sup>3</sup>/j).
- ✚ GPL : 1100 Tonnes / j (1950 m<sup>3</sup>/j).

**❖ Pipelines d'expédition des produits (trois lignes) :**

- ✚ Condensats Diamètre : 10 pouces Longueur : 14 km.
- ✚ GPL Diamètre : 10 pouces Longueur : 14 km.
- ✚ Gaz de vente Diamètre : 30 pouces Longueur : 14 km.

**❖ Énergie électrique :** Alimentation électrique à partir du poste blindé 220/30 KV existant à Gassi-Touil distant de 7 Km du CPF. L'usine est reliée par deux lignes aériennes de 30 KV utilisant les pylônes de 60 KV [8].

Ce nouveau centre est composé essentiellement d'unités suivantes :

- ✚ Unité d'admission G01.
- ✚ Unité de boosting G05.
- ✚ Unité de récupération de GPL G11.
- ✚ Unité de compression de gaz résiduel G50.
- ✚ Unité de stabilisation de condensât/ débutanisation P10.
- ✚ Unité de stockage GPL et condensât.
- ✚ Utilités.
- ✚ Zone de torchage.

**❖ Développement futur**

Le plan de développement du CPF prévoit un ensemble d'unités dans le futur:

- ✚ Usine AGRU (unité d'élimination de CO<sub>2</sub>).
- ✚ Unité de déshydratation.
- ✚ Compression de CO<sub>2</sub>, déshydratation et comptage.
- ✚ Unité d'échangeur d'ions.
- ✚ Stockage d'eau déminéralisée [5].

### **I.4.1. Unité d'admission G01**

Le système d'admission des installations centrales de traitement (CPF) reçoit le fluide de production (BP et HP) en fonction de la pression des puits.

L'objectif du slug catcher consiste à recevoir les volumes de gaz/liquide provenant des lignes principales et à les séparer en gaz, liquide d'hydrocarbure et eau à l'entrée des installations centrales de traitement, tout en assurant la protection des installations de traitement en aval contre tout dérèglement potentiel causé par les conditions d'amont.

Le gaz humide accompagné de l'eau de production des champs de Hassi Touareg et de Gassi-Touil est collecté au niveau du slug catcher BP à tubes par l'intermédiaire de la ligne principale, puis dirigé vers les compresseurs booster (G05).

Le condensât d'hydrocarbures séparé dans le slug catcher BP est acheminé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher BP (Condensate flush drum), et le condensât récupéré est pompé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP par la pompe à condensat du slug catcher BP.

Le GPL off-spec (hors spécifications) provenant du stockage de GPL off-spec (39G) et le condensât off-spec provenant du stockage de condensât off-spec (39C) sont reçus dans le ballon de détente de condensat du slug catcher HP pour traitement.

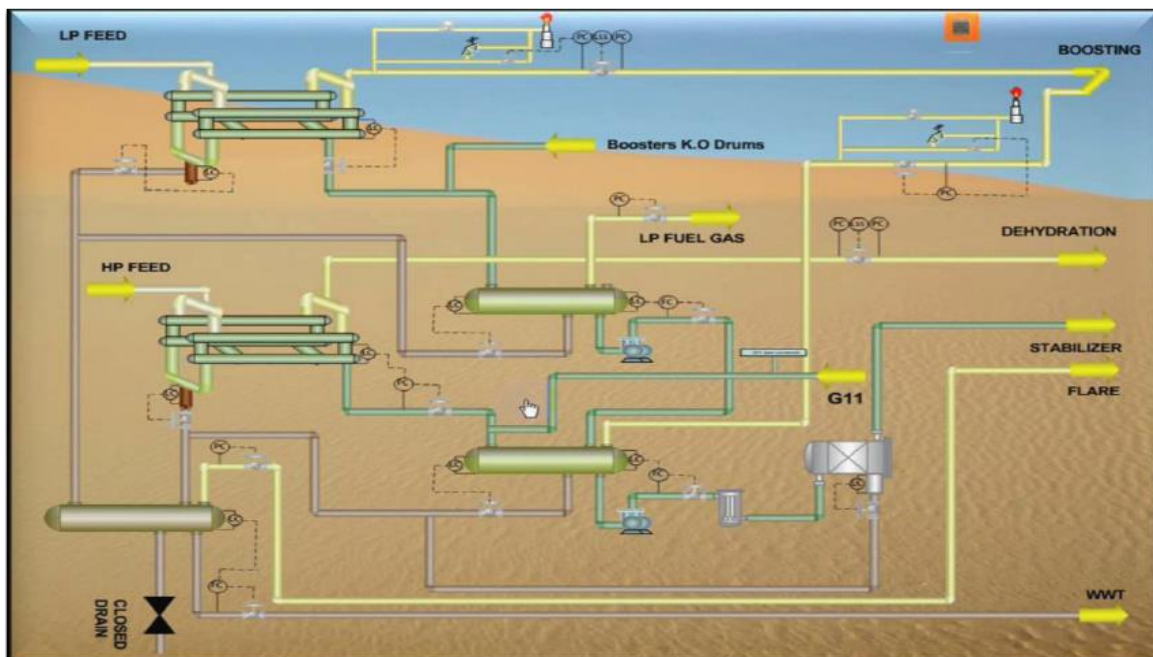
Les effluents gazeux et l'eau produite sont respectivement dirigés vers le système de gaz combustible BP et le ballon de détente d'eau produite (Produced water drum).

Les gaz humides des Champs de Toual, Rhourde El Khlef, Nezla, Gassi El Adem, et Brides sont collectés et reçus au niveau du slug catcher HP à tubes. Les flux de gaz provenant du slug catcher HP sont combinés avec ceux de l'unité de boosting (G05) pour être acheminés vers l'unité de récupération de GPL (G11).

Le condensât d'hydrocarbures séparé dans le slug catcher HP, ainsi que le condensât d'hydrocarbures provenant du ballon de détente de condensat du slug catcher BP, sont envoyés vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP. Le condensât d'hydrocarbures récupéré est pompé vers l'unité de stabilisation de condensât/débutanisation (P10) par la pompe à condensât du slug catcher HP, après avoir traversé le filtre d'alimentation en condensât et le coalesceur d'alimentation en condensât. Les effluents gazeux et l'eau produite sont respectivement dirigés vers les compresseurs booster (G05) et le ballon de détente d'eau

produite.

L'eau produite provenant du slug catcher BP, du ballon de détente de condensat du slug catcher BP, du slug catcher HP, du ballon de détente de condensat du slug catcher HP, et du coalesceur d'alimentation en condensât est envoyée vers le ballon de détente d'eau produite. L'eau produite reçue est acheminée vers un séparateur CPI, tandis que les effluents gazeux sont dirigés vers la torche commune. La figure I.3 résume le procédé de l'unité d'admission G01 [7].



**Figure I.3 :** Unité G01 (Système d'admission et séparation de gaz LP/HP) [9].

#### I.4.2. Unité de boosting G05

Le gaz provenant du slug catcher BP, du ballon de détente de condensât du slug catcher HP, et de la tête de la colonne de stabilisation est acheminé vers le compresseur booster. L'utilisation de ballons tampons d'aspiration est essentielle pour éviter l'entrée de gouttelettes de liquide dans le carter du compresseur booster.

Pendant les premières années, l'un des compresseurs boosters du premier étage est activé pour pressuriser le gaz de tête de la colonne de stabilisation ainsi que la moitié du gaz d'alimentation BP fourni par la soupape d'étranglement d'aspiration. La mise en route des équipements du premier étage du compresseur booster de l'autre train est programmée

ultérieurement en raison de la baisse de la pression des puits sous 28 bar.g avec le temps. À ce moment-là, la pression d'entrée du slug catcher BP sera réduite à 13 bar.g et la mise en route du compresseur du premier étage devra être effectuée. Le gaz provenant du slug catcher BP, du ballon de détente de condensât du slug catcher HP, et de la tête de la colonne de stabilisation est dirigé vers le ballon tampon d'aspiration du premier étage. Le gaz comprimé est refroidi jusqu'à 60 °C par le refroidisseur de refoulement du premier étage du compresseur booster. Le compresseur booster du deuxième étage, de type centrifuge entraîné par un moteur à vitesse constante, comprime le gaz provenant du ballon tampon d'aspiration du deuxième étage jusqu'à 70 bar.g.

Le gaz comprimé est refroidi jusqu'à 60°C par le refroidisseur de refoulement du deuxième étage du compresseur booster équipé d'un moteur fixe. Ensuite, le gaz comprimé refroidi est envoyé vers l'unité de récupération de GPL (G11) à travers le ballon tampon de refoulement du deuxième étage. Le liquide condensé provenant du ballon tampon d'aspiration du premier étage est combiné avec le liquide de condensât provenant du ballon tampon d'aspiration du deuxième étage et du ballon tampon de refoulement, puis envoyé vers le ballon de détente de condensât du slug catcher BP. La figure I.4 illustre le procédé de l'unité de boosting (G05) [7].

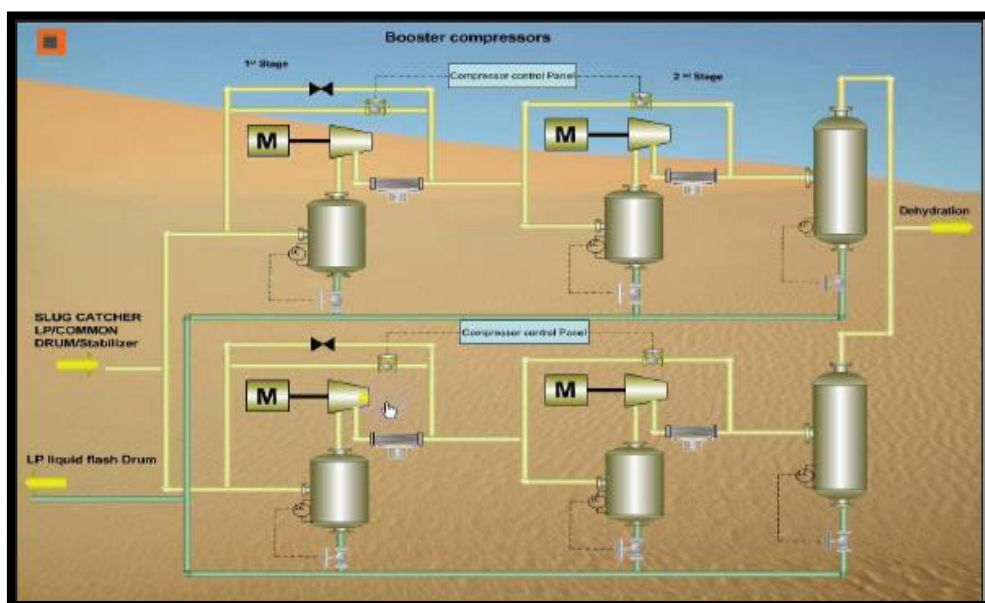


Figure I.4 : Unité boosting G05 [9].

### I.4.3. Unité de récupération de GPL G11

Les flux combinés de gaz provenant du slug catcher HP (G01) et du compresseur booster (G05) passent par le côté tubes du rebouilleur latéral du dééthaniseur, où leur température est réduite. En parallèle avec le rebouilleur latéral du dééthaniseur, un échangeur de chaleur gaz humide/gaz résiduel est également prévu pour abaisser la température à l'entrée du déshydrateur à 42 °C, en dehors des conditions nominales. Cet échangeur de chaleur sera activé et utilisé pour réduire la température à l'entrée du déshydrateur. Le gaz entre ensuite dans le séparateur de gaz d'alimentation du déshydrateur.

Le condensat collecté dans le séparateur de gaz d'alimentation du déshydrateur est dirigé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP. Le gaz provenant du séparateur de gaz d'alimentation est acheminé vers l'adsorbeur de mercure. L'objectif de cet adsorbeur de mercure est de réduire la concentration d'Hg dans le gaz de procédé de 10 000 ng/Nm<sup>3</sup> à une valeur inférieure à 10 ng/Nm<sup>3</sup> dans le gaz de sortie, qui est ensuite dirigé vers le système en aval. Cette élimination de mercure vise à protéger les roues de l'expander et du compresseur-expander (fabriquées en aluminium) contre la corrosion (Voir la figure I.5). L'adsorbant de mercure ne sera pas régénéré sur le site [7].

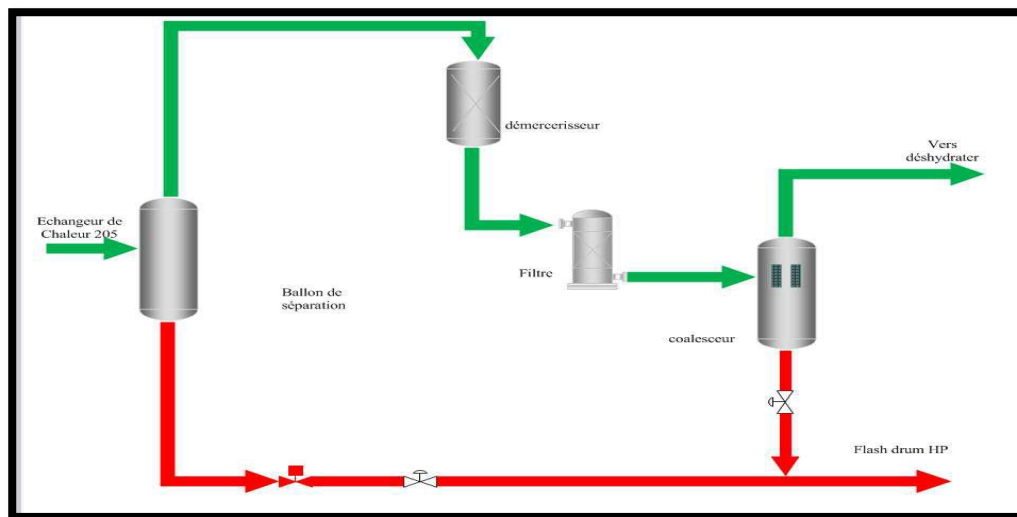


Figure I.5 : Schéma simplifié du démercuriseur [5].

Le gaz, après avoir traversé le filtre de gaz d'alimentation/coalesceur du déshydrateur, entre dans deux des trois déshydrateurs de gaz. Le système de déshydratation est conçu pour

éliminer l'eau du gaz, réduisant sa concentration à une valeur inférieure à 0,1 ppm à l'aide d'un déshydrateur à lit de tamis moléculaire, prévenant ainsi la formation d'hydrates dans la section froide du procédé. La logique de commande pour ce processus de déshydratation est configurée de manière à ce que deux déshydrateurs assurent l'adsorption pendant qu'un autre est en cycle de régénération.

Une fois déshydraté, le gaz passe à travers le filtre à poussière de gaz déshydraté, qui collecte toutes les fines particules pouvant provenir des déshydrateurs. Si cette poussière n'est pas filtrée, elle pourrait provoquer des colmatages dans les équipements en aval (Voir la figure I.6).

Les cycles d'adsorption et de régénération sont réglés en séquence temporisée. Dans des conditions normales, le temps d'adsorption est de 24 heures. Le cycle de régénération comprend 7.4 heures de chauffage, 3.6 heure de refroidissement et 1 heure d'attente (pour un total de 12 heures) [7].

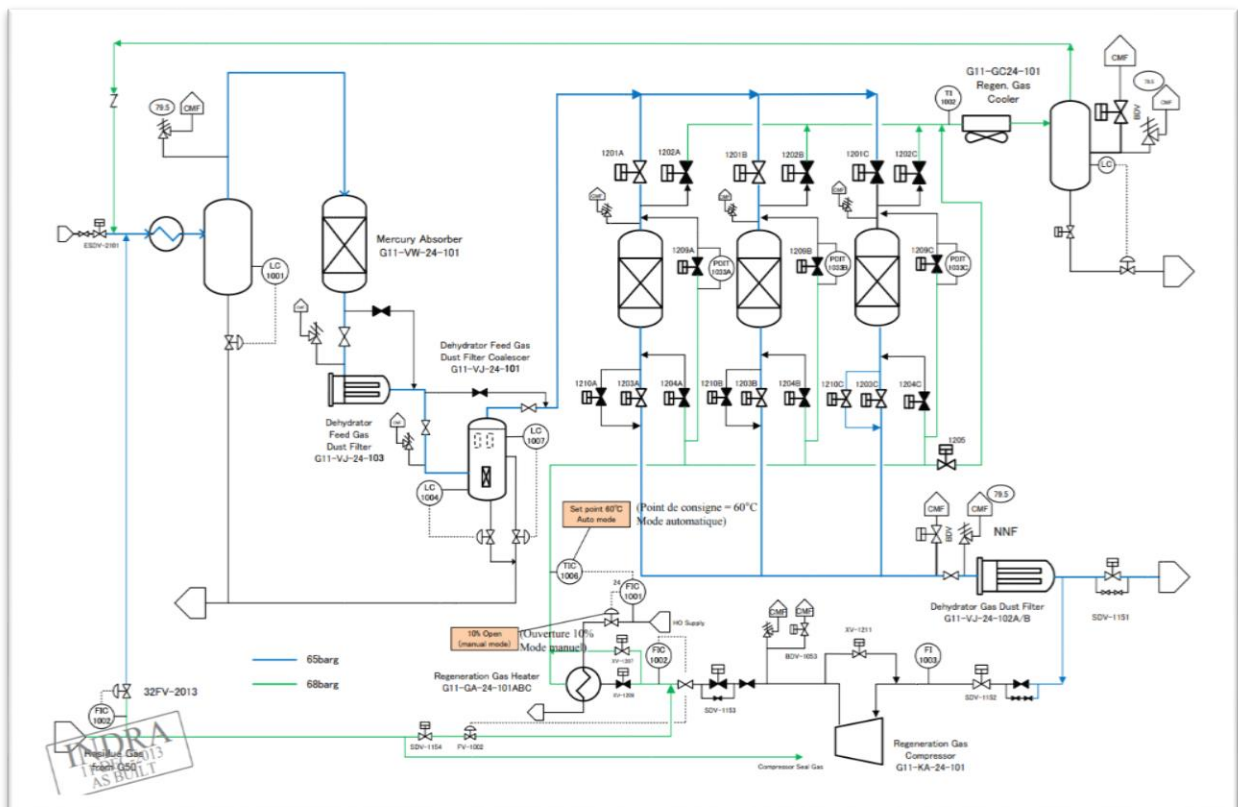
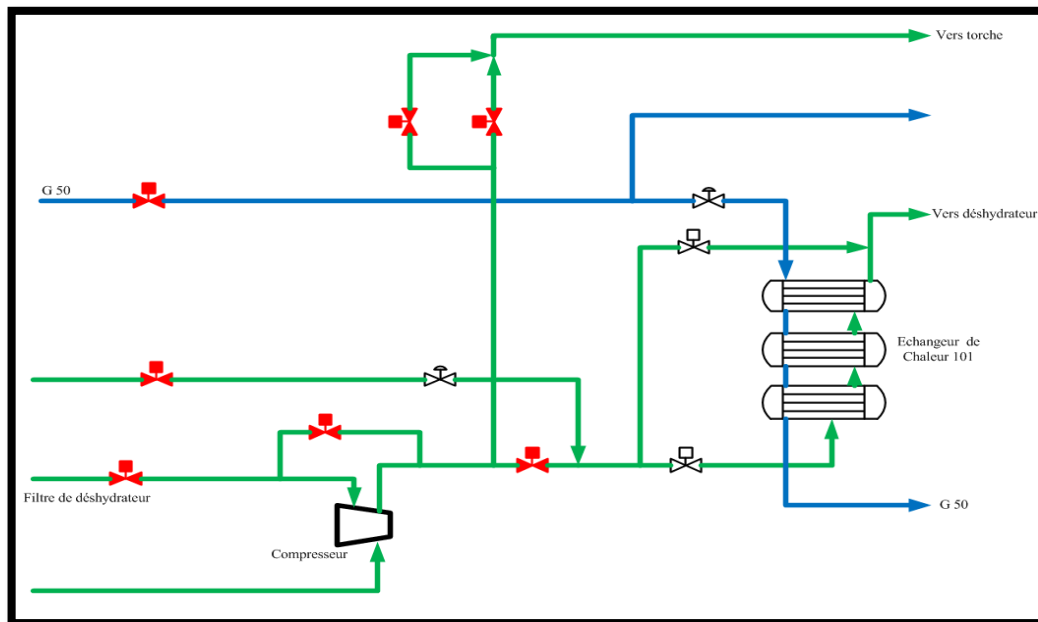


Figure I.6 : Schéma simplifié du déshydrateur [5].

Les installations de régénération ont pour fonction d'éliminer l'eau présente dans les lits de tamis moléculaire après leur cycle d'adsorption. En fonctionnement normal, le gaz sec de régénération est recueilli à la sortie des filtres à poussière de déshydratation. Le débit du gaz de régénération à travers le circuit de régénération est ajusté à l'aide du compresseur de gaz de régénération (Voir la figure I.7).

Après la compression du gaz, celui-ci est chauffé (en utilisant de l'huile chaude comme fluide chauffant) dans le réchauffeur de gaz de régénération, permettant d'atteindre la température requise pour vaporiser l'humidité dans les tamis saturés d'eau [7].



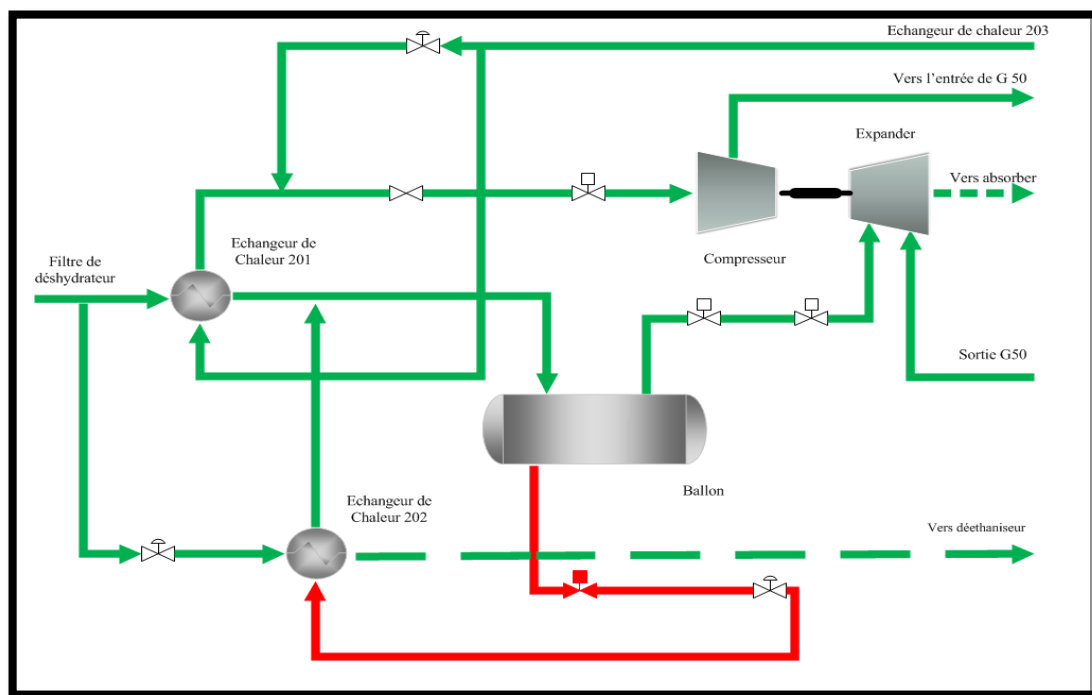
**Figure I.7 :** Schéma simplifié du gaz de régénération [5].

Le gaz de régénération chaud s'écoule vers l'amont à travers les sécheurs désorbant l'eau. Ce gaz est refroidi dans le refroidisseur de gaz de régénération, un type aérorefrigérant à ailettes, où l'eau est condensée et séparée dans le séparateur d'eau de gaz de régénération. Le gaz résultant du séparateur d'eau de gaz de régénération entre dans le côté tubes du rebouilleur latéral du dééthaniseur, en combinaison avec les flux combinés de gaz de G01 et de G05.

D'autre part, le liquide collecté dans le séparateur d'eau de gaz de régénération est dirigé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP. Pendant le refroidissement,

le débit du gaz de régénération est maintenu constant, mais il contourne le réchauffeur. Pendant la période d'attente de 0,5 heure, le gaz continue à traverser le déshydrateur, permettant ainsi de corriger tout défaut de fonctionnement qui pourrait survenir pendant la régénération.

Après la déshydratation du gaz d'entrée, une partie de ce gaz entre dans le côté tubes de l'échangeur de chaleur gaz d'alimentation/gaz résiduel froid, où il est refroidi par l'échange croisé avec le gaz résiduel froid provenant du côté tubes du condenseur de tête du dééthaniseur. Simultanément, la partie restante du gaz est refroidie dans le côté tubes de l'échangeur de chaleur gaz d'alimentation/liquide de séparateur de charge. Le gaz passe ensuite dans le séparateur de charge de l'expander (Voir la figure I.8), qui sépare le liquide condensé du gaz d'alimentation pendant le processus de refroidissement [7].



**Figure I.8 :** Schéma simplifié de l'expander [5].

Le liquide éliminé dans le séparateur de charge de l'expander est dirigé, avec une régulation du niveau, vers le côté calandre de l'échangeur de chaleur gaz d'alimentation/liquide de séparateur de charge. Là, la partie restante du flux de gaz d'entrée est refroidie avant d'alimenter le dééthaniseur à la position d'alimentation la plus basse au milieu de la colonne. Les vapeurs quittent le séparateur de charge de l'expander à travers une chicane

et s'écoulent vers l'expander. Dans l'expander, la détente du gaz provoque le refroidissement du flux, et le produit extrait est également utilisé pour faire fonctionner le compresseur-expander. Le flux de refoulement de l'expander s'écoule ensuite vers la colonne de l'absorbeur en tant que charge près du fond.

Le liquide au fond de l'absorbeur est renvoyé vers la tête du dééthaniseur comme reflux, ce liquide de reflux condense le propane et les hydrocarbures plus lourds des vapeurs quittant la tête du dééthaniseur. Le flux de vapeur de tête sortant du dééthaniseur est refroidi et partiellement condensé dans le côté calandre du condenseur de tête du dééthaniseur, par l'échange croisé avec le gaz froid de tête de l'absorbeur, puis envoyé vers l'absorbeur comme reflux.

Ce liquide de reflux condense le propane et les hydrocarbures plus lourds montant dans la colonne de l'absorbeur, augmentant ainsi la concentration d'éthane dans le gaz de tête. La température du gaz de tête est également réduite sous l'effet de la chaleur d'absorption.

Dans la partie inférieure du dééthaniseur, les vapeurs chaudes générées par le rebouilleur du dééthaniseur et le rebouilleur latéral du dééthaniseur extraient l'éthane et les composants plus légers du liquide descendant dans la colonne. Une quantité suffisante de vapeur d'extraction est générée pour maintenir le rapport molaire C2/C3.

Le flux de fond riche en GPL est dirigé, avec une commande de niveau, vers l'unité de stabilisation/débutanisation de condensat (P10). Après avoir regagné la tête de l'absorbeur, le gaz résiduel froid assure d'abord le refroidissement et la condensation partielle des vapeurs sortant de la tête du dééthaniseur dans le côté calandre du condenseur de tête du dééthaniseur, comme déjà décrit. Ce flux de gaz s'écoule vers le côté calandre de l'échangeur de chaleur gaz d'alimentation/gaz résiduel froid, où il est réchauffé par l'échange croisé avec le gaz d'entrée, comme mentionné précédemment. Ensuite, le gaz s'écoule vers le côté compresseur du compresseur-expander (Voir la figure I.9 et I.10). Le gaz résiduel réchauffé à basse pression est ensuite comprimé par le compresseur-expander avant d'être envoyé vers l'unité de compression de gaz résiduel (G50) [7].

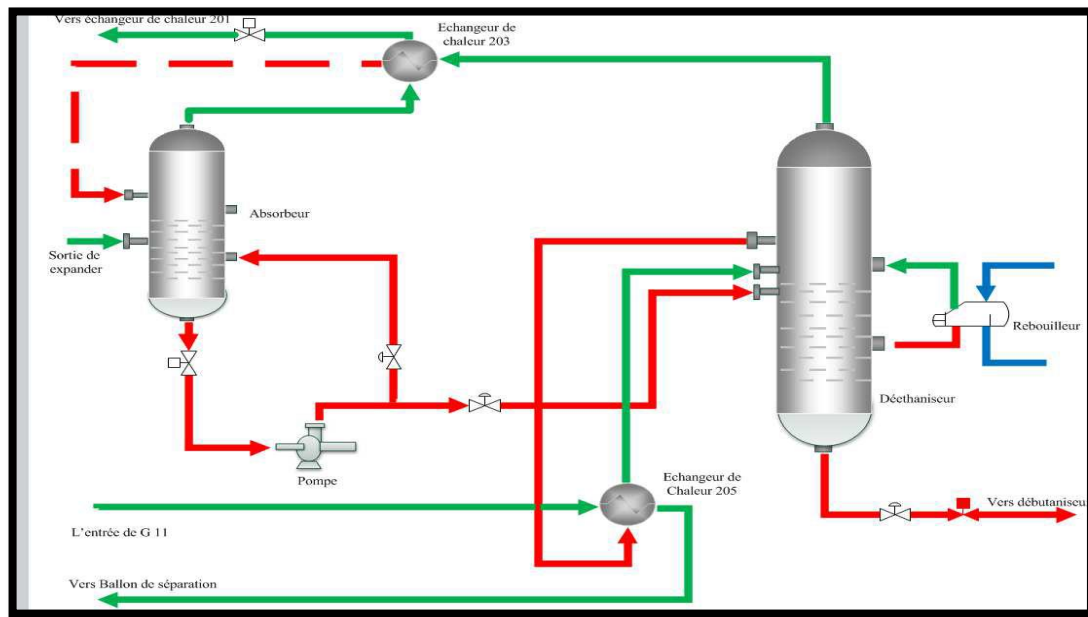


Figure I.9 : Schéma simplifié d'absorbeur et déethaniseur [5].

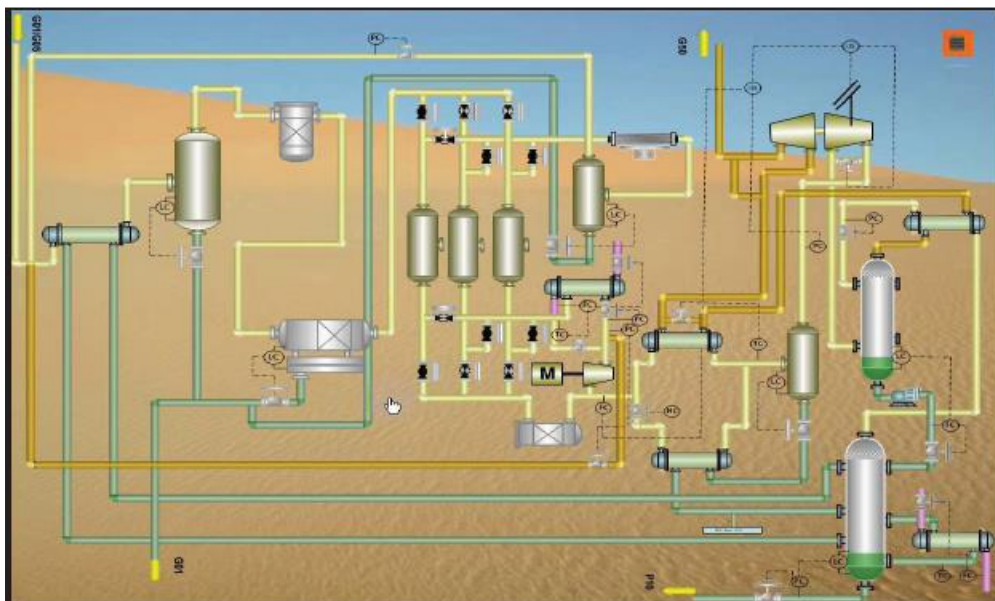


Figure I.10 : Unité G11 (Récupération de GPL) [9].

#### I.4.4. Unité de compression de gaz résiduel appelée G50

Cette unité consiste en deux trains de procédé identiques (Compresseur de gaz résiduel entraîné par une turbine à gaz : 2 x 50%). Il est à noter que, pour simplifier, le train A est utilisé comme référence sauf spécification contraire (Voir la figure I.11).

Pendant le traitement du gaz, la pression est réduite pour atteindre les objectifs des produits, et donc, pour expédier le produit de gaz résiduel, la pression doit être augmentée pour permettre le transfert du gaz. Le compresseur de gaz résiduel est du type centrifuge. Dans les conditions normales, les deux trains du procédé seront en fonctionnement. La tuyauterie est disposée de manière à ce que, en cas de fonctionnement d'un seul train, l'un ou l'autre des compresseurs puisse être utilisé. Le compresseur est entraîné par la turbine à gaz du compresseur de gaz résiduel. Le gaz combustible HP provenant du système de gaz combustible (410) est utilisé pour entraîner la turbine. Le gaz d'échappement de la turbine est utilisé dans le système d'huile chaude (480). Le gaz entre dans l'épurateur d'aspiration des compresseurs de gaz résiduel où tout liquide restant est Séparé. Après la phase de compression (jusqu'à environ 70 bar), le gaz est refroidi. Il faut s'assurer que la température est inférieure à la température maximale du gaz d'expédition en aval du refroidisseur de gaz résiduel [7].

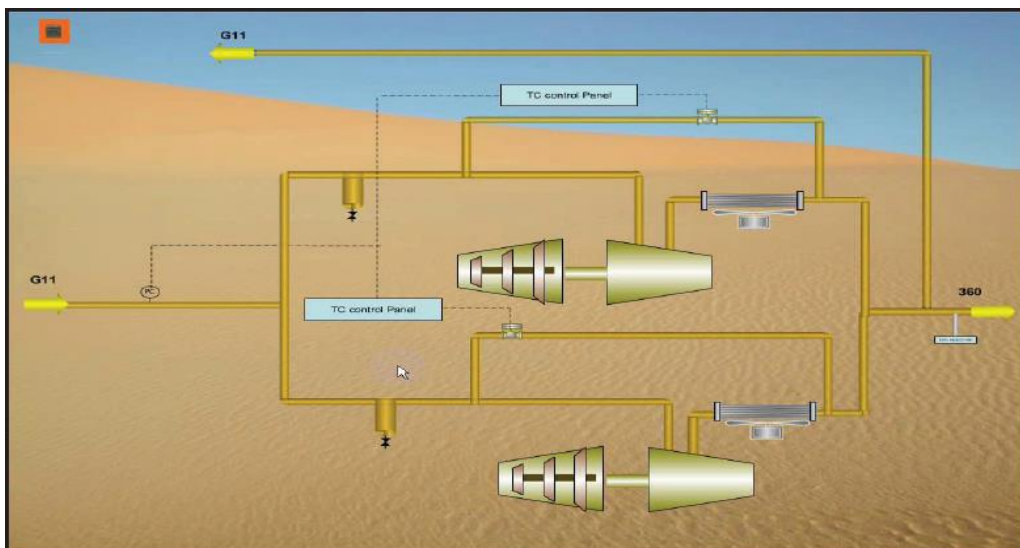


Figure I.11 : Schéma complet de l'unité G50 [9].

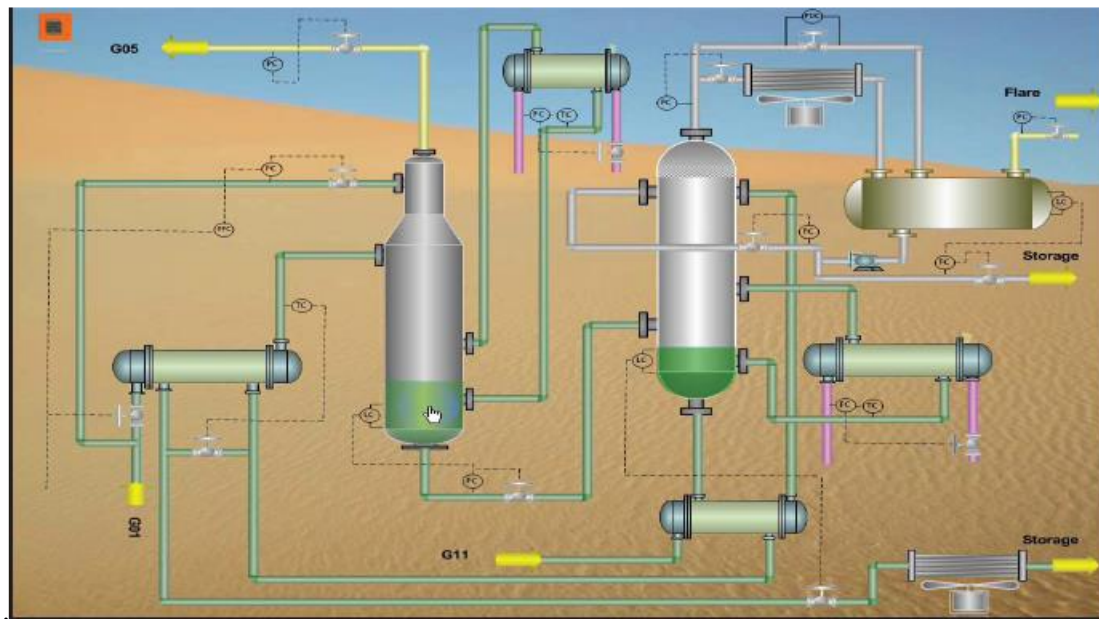
**I.4.5. Unité de stabilisation de condensat/débutanisation P10**

Le condensat d'hydrocarbures récupéré du ballon de détente de condensat du slug catcher HP est pompé vers l'unité de la colonne de stabilisation de condensat/débutaniseur à l'aide de la pompe à condensat du slug catcher HP. Le condensat passe ensuite à travers le filtre d'alimentation en condensat et le coalesceur d'alimentation en condensat avant d'entrer dans l'unité P10 (Voir la figure I.12).

La charge liquide passe ensuite par le côté calandre du préchauffeur de charge de la colonne de stabilisation, où elle est chauffée par le produit de condensat provenant du côté tubes du préchauffeur de charge du débutaniseur. Ensuite, elle est envoyée vers la colonne de stabilisation pour éliminer les fractions légères comme le gaz combustible. Le gaz de tête de la colonne de stabilisation, provenant de la colonne de stabilisation, est acheminé vers le système de gaz combustible BP comme source. Il peut également être dirigé vers la zone du compresseur booster pour re-compression.

Le liquide stabilisé provenant du fond de la colonne de stabilisation entre dans le plateau de tête de la section stripping du débutaniseur comme charge. De même, le liquide récupéré provenant du fond du dééthaniseur dans l'unité de récupération de GPL (G11) est envoyé, après être passé par le côté calandre du préchauffeur de charge du débutaniseur, vers le débutaniseur pour séparer le GPL et le condensat.

Le GPL on-spec, après être passé par le condenseur de tête du débutaniseur et le ballon de recette de tête du débutaniseur, est pompé par la pompe de reflux du débutaniseur vers les sphères de stockage de GPL on-spec. Le condensat on-spec est acheminé vers les réservoirs de stockage de produit de condensat après être passé par le côté tubes du préchauffeur de charge du débutaniseur, le côté tubes du préchauffeur de charge de la colonne de stabilisation et le refroidisseur de transfert de condensat type aéroréfrigérant [7].



**Figure I.12 :** Unité de stabilisation de condensât/débutanisation (P10) [9].

#### I.4.6. Unité de stockage de GPL et de condensat

Le GPL et le condensat produits par l'usine CPF seront stockés temporairement sur site avant d'être expédiés via les conduites de transport exploitées par SONATRACH (Voir la figure I.13). Les dispositifs de stockage du GPL sont les suivants :

- ❖ Deux sphères d'un volume de 55 m<sup>3</sup> chacune (système 13 G).
- ❖ Une sphère d'un volume de 500 m<sup>3</sup> (système 39G).

Les dispositifs de stockage de condensat seront les suivants :

- ❖ Deux réservoirs à toit flottant d'un volume de 555 m<sup>3</sup> chacun (système 13 C).
- ❖ Un réservoir à toit fixe d'un volume de 300 m<sup>3</sup> (système 39C) [7].

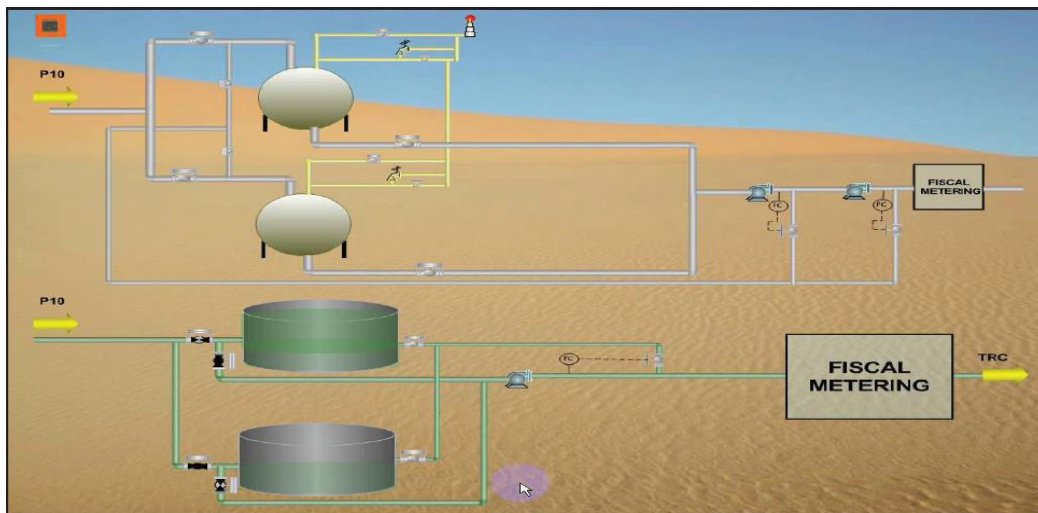


Figure I.13 : Stockage de GPL et de condensat [9].

## I.4.7. Utilités

### I.4.7.1. Système de gaz combustible (410)

Le système se divise en deux catégories : gaz combustible HP (haute pression) et gaz combustible BP (basse pression). En fonctionnement normal, les sources de gaz combustible HP sont les suivantes :

- ❖ Aspiration du compresseur de gaz résiduel : le gaz sec provenant du collecteur d'aspiration du compresseur de gaz résiduel constitue la source principale de gaz combustible HP. La pression de service du gaz combustible HP au niveau de la charge de base (BL) de la turbine doit être d'au moins 23,5 barg, conforme aux exigences applicables à la turbine à gaz.
- ❖ Refoulement du compresseur de gaz résiduel : le gaz sec provenant de la conduite de refoulement du compresseur jusqu'à la vanne de contrôle représente la source secondaire/de secours du gaz combustible haute pression. Cette source de gaz combustible n'est utilisée que pour un fonctionnement de courte durée lors de l'opération de recyclage du compresseur de gaz résiduel liée à une perturbation des systèmes situés en amont.

Les sources de gaz combustible BP sont les suivantes :

- ❖ Le ballon de détente du séparateur de condensat BP est une source primaire de gaz combustible pour le réchauffeur d'huile et d'autres utilisations de gaz combustible.

- ❖ Les vapeurs provenant du ballon de détente du séparateur de condensat HP peuvent servir de source secondaire pour le système de gaz combustible BP.
- ❖ Les vapeurs BP provenant de la tête de la colonne de stabilisation peuvent servir d'alimentation de secours en gaz combustible BP.
- ❖ Le gaz combustible BP peut également provenir de la détente du gaz combustible HP.

Le réchauffeur d'huile, ainsi que les purgeurs pilotes de torches, sont alimentés par un gaz provenant du ballon tampon de gaz combustible BP [10].

#### **I.4.7.2. Système d'huile chaude (480)**

Ce système consiste en une boucle fermée de circulation. L'huile chaude est pompée à partir du ballon d'expansion d'huile chaude en passant par les récupérateurs de chaleur perdue se trouvant à l'échappement des turbines à gaz et le réchauffeur d'huile, puis circule à travers les échangeurs de chaleur suivants afin de servir de fluide chauffant :

- ❖ Echangeur de gaz de régénération ;
- ❖ Rebouilleur du dééthaniseur
- ❖ Rebouilleur du stabilisateur
- ❖ Rebouilleur du débutaniseur
- ❖ Surchauffeur du gaz combustible BP
- ❖ Ballon tampon du réseau de torche froide et sèche ;
- ❖ Ballon tampon du réseau de torche commune.

L'huile chaude retourne ensuite au ballon d'expansion d'huile chaude. Les récupérateurs de chaleur perdue ne peuvent pas fournir toute la chaleur requise pour le procédé, ce qui fait que la chaleur manquante est fournie par le réchauffeur d'huile.

Deux pompes de circulation d'huile chaude sont prévues pour faire circuler l'huile chaude dans le système. Un filtre d'huile chaude situé en aval des pompes pour filtrer environ 10% de l'huile pompée.

Un système d'équilibrage du débit est prévu pour maintenir le débit à un niveau constant, permettant à l'huile chaude de contourner les équipements en assurant une circulation continue et une pression d'huile d'alimentation stable. Un refroidisseur bypass d'huile chaude est prévu pour absorber l'excès de chaleur du système.

Un réseau fermé de vidange est connecté au ballon de vidange d'huile chaude pour récupérer tout drain d'huile chaude provenant d'un équipement. Une pompe de vidange d'huile chaude est prévue pour diriger l'huile chaude provenant du ballon de vidange soit vers le réservoir de stockage ou vers le ballon d'expansion d'huile chaude [10].

#### **I.4.7.3. Système eau utilités / eau potable (4A0/4P0)**

L'eau brute provenant des puits est pompée afin d'alimenter le système eau utilités et le système eau incendie. L'eau incendie est stockée dans des réservoirs de stockage d'une capacité de 12 000 m<sup>3</sup> chacun (Unité 700). L'eau utilités est stockée dans des réservoirs d'une capacité de 400 m<sup>3</sup> chaque. Les pompes à eau utilités alimentent en eau les stations utilités de chaque secteur du process et la station osmose inverse.

Les membranes de la station d'osmose inverse filtrent l'eau utilités. L'eau filtrée est ensuite désinfectée à l'hypochlorite de sodium afin d'obtenir de l'eau potable qui est stockée dans des réservoirs d'une capacité de 30 m<sup>3</sup> chacun. L'eau concentrée sortante des membranes d'osmose inverse est envoyée au bassin d'évaporation [10].

#### **I.4.7.4. Système de traitement des eaux usées / système de drainage à ciel ouvert / bassin d'évaporation**

Le système de traitement des eaux usées comprend un ballon de dégazage, l'ensemble séparateur CPI et un ballon des rejets à retraiter. L'eau produite est d'abord dégazée dans le ballon de dégazage puis envoyé à l'ensemble séparateur CPI pour l'élimination des hydrocarbures. Le gaz sortant du ballon de dégazage est envoyé au système torche BP (Unité 800). Les hydrocarbures recueillis dans l'ensemble séparateur CPI sont collectés dans le ballon des rejets à retraiter et envoyés au ballon de drainage du condensat des installations de traitement du condensat hors spécifications (Unité 39C). L'eau traitée provenant de l'ensemble séparateur CPI est transférée au bassin d'évaporation par gravité.

Le système de drainage à ciel ouvert permet de collecter les eaux de surface contaminées comme les eaux de pluie et l'eau incendie. Ces drains sont envoyés au bassin des eaux contaminées par gravité via des canalisations souterraines et aux stations de relevage des eaux contaminées.

Le bassin des eaux contaminées comprend une section d'écumage de l'huile et une section de stockage de l'eau. Les drains passent d'abord dans la section d'écumage de l'huile pour séparer l'huile de l'eau avant d'être stockés dans la section de stockage de l'eau dont la capacité est suffisante pour contenir un volume d'eau entrant en cas de chute de pluie sur 24 heures maximum (45 mm/jour). L'eau se trouvant dans la section de stockage de l'eau est envoyée à l'ensemble séparateur CPI par la pompe du bassin des eaux contaminées.

Dans le cas de présence d'hydrocarbures flottant dans la section écumage de l'huile, la pompe d'écumage du bassin des eaux contaminées est mise en service pour envoyer ces hydrocarbures au ballon des rejets à retraiter. Dans le cas contraire, l'eau est envoyée directement au bassin d'évaporation via la station de relevage d'eau propre [10].

#### **I.4.7.5. Système eaux sanitaires (460)**

Ce système est conçu pour traiter les eaux usées sanitaires produites dans les bâtiments. Le système des eaux sanitaires comprend trois stations de relevage des eaux usées et un ensemble de traitement des eaux usées (Sewage). Le système collecte, transfère, traite et rejette les eaux usées sanitaires.

L'ensemble de traitement des eaux usées est une unité préfabriquée pour le traitement biologique des effluents. L'effluent final provenant de l'ensemble de traitement des eaux usées est transféré au bassin d'évaporation. L'excès de boue de l'ensemble de traitement des eaux usées est séché dans la fosse de stockage des boues sanitaires [10].

#### **I.4.7.6. Système air instrument et air service / Système gaz inerte N<sub>2</sub> (420/430)**

L'air atmosphérique est comprimé par un système comprenant quatre compresseurs d'air (capacité de 4 x 33%). A la sortie des compresseurs l'air est stocké dans un ballon pour être envoyé aux ensembles de sécheurs d'air. Chaque ensemble comprend un sécheur d'air type sans chaleur, un préfiltre et un filtre anti-poussières. L'air instrument sec est reçu dans un ballon puis envoyé aux utilisateurs d'air instrument et aux ensembles générateurs d'azote.

L'azote est fourni aux divers utilisateurs des installations CPF comme gaz tampon pour plusieurs compresseurs, gaz d'isolation pour plusieurs récipients et réservoirs et gaz d'extinction pour le réchauffeur d'huile chaude en cas d'incendie. Le gaz azote est produit à partir d'air instrument par les ensembles générateurs d'azote constitués de générateurs d'azote

à membrane. La teneur en oxygène de l'azote ne doit pas dépasser 2% mol. L'azote est distribué aux utilisateurs via un ballon d'aspiration de compresseur d'azote. Une partie du gaz est comprimée à 30 barg par des compresseurs d'azote et stockée dans un ballon [10].

#### **I.4.7.7. Système carburant diésel (440)**

Le carburant diésel est utilisé pour les pompes à eau incendie à moteur diésel (Unité 700) et pour le générateur de secours à moteur diésel (Unité 6P0). Il est distribué depuis le réservoir de stockage du carburant diésel au réservoir journalier de carburant diésel des pompes de suralimentation d'eau incendie à moteur diésel et au réservoir journalier de carburant diésel du générateur de secours. Ensuite, il est déchargé des camions citernes dans le réservoir de stockage du carburant diésel à l'aide d'une pompe de distribution. Le carburant diésel est distribué au réservoir journalier de carburant diésel des pompes à eau incendie à moteur diésel et au réservoir journalier de carburant diésel du générateur de secours par la pompe de distribution via un filtre [10].

#### **I.4.7.8. Générateurs diésel de secours (6P0/BID)**

L'ensemble générateur de secours à moteur diésel (6P0-UX-83-101) de la sous-station d'Unité IB est conçu pour assurer une alimentation électrique en cas de défaillance électrique dans les bâtiments de CPF [10]. Le système comprend un réservoir journalier de carburant diésel et un générateur de secours à moteur diésel.

### **I.4.8. Zone de torchage**

Des torches et un bournier sont associés à l'usine CPF : Une torche froide sèche, Une torche commune, Une torche basse pression, Un bournier (burnpit). Ces systèmes de torchage sont dimensionnés pour le cas d'émission de gaz maximale et suivront les spécifications des standards API RP-520/521 (American Petroleum Institute). Les torches verticales sont de type subsonique (Voir la figure I.14).

#### **I.4.8.1. Torche Froide Sèche**

La torche froide se composera d'un collecteur, d'un séparateur muni d'un réchauffeur et d'une torche de brûlage verticale. Ce système traitera les vapeurs sèches et froides à des températures susceptibles d'être inférieure à - 46 °C à la pression atmosphérique. Le

séparateur et le réchauffeur sépareront les liquides des vapeurs et le réchauffeur permettra la vaporisation des liquides ainsi obtenus et de réguler le niveau dans le séparateur.

### I.4.8.2. Torche Commune

La torche commune se composera également d'un collecteur, d'un séparateur associé à un réchauffeur et d'une torche de brûlage verticale. Ce système prendra en charge les vapeurs humides et les reliquats du système de torche froide sèche. Le séparateur et le réchauffeur sépareront les liquides et le réchauffeur maintiendra la température du séparateur au-dessus de 0 °C pour éviter la formation de gel. Les liquides seront envoyés au réservoir de condensat hors spécifications après un passage dans une colonne de dégazage ou seront envoyés au borbier par le système de gestion de niveau.

### I.4.8.3. Torche Basse Pression

La torche basse pression se composera d'un collecteur et d'une torche de brûlage verticale. Elle prendra en charge les vapeurs à basse pression issues du réservoir de condensats hors spécifications [7].

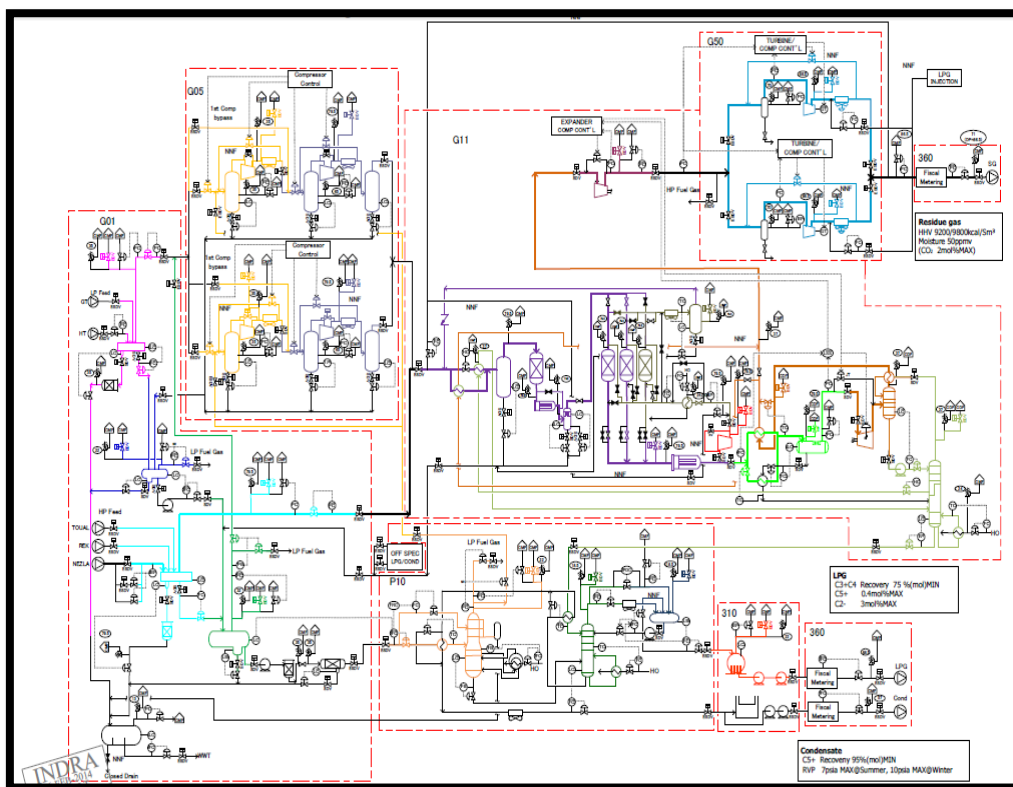


Figure I.14 : Plant générale des unités du CPF (GTL) [5].

## **I.5. Conclusion**

Ce chapitre est consacré à la présentation de la zone gazière CPF à Gassi-Touil, qui comprend plusieurs unités de traitement comme la G01, G05, G50, P10, G11 et d'autres unités utilitaires telles que zone de stockage, zone de torchage...etc. La situation géographique et le développement de la région de Gassi-Touil ont été présentés. Ensuite, nous avons parlé du processus de traitement du gaz utilisé dans CPF qui comprend, une section de séparation haute pression, une section de séparation basse pression et une section utilitaire dans l'unité.

Dans le prochain chapitre, nous fournirons une description du gaz naturel, GPL et condensat.

## *Chapitre II*

*Généralités sur le gaz naturel, le Gaz de  
Pétrole Liquéfié (GPL) et le condensât*

## **II.1. Introduction**

Le gaz naturel est la troisième source d'énergie primaire la plus utilisée dans le monde, après le pétrole et le charbon en raison de ses avantages sur le plan économique et environnemental. Il compte aujourd'hui pour plus de 20% de la consommation énergétique mondiale. Avec la demande croissante du gaz naturel, la mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport et la distribution [11].

## **II.2. Gaz naturel**

Le gaz naturel est une combinaison d'hydrocarbures paraffiniques, incolore, inodore, insipide et plus légère que l'air. Ce combustible est perçu comme plus écologique et plus respectueux de l'environnement que la majorité des autres combustibles fossiles.

### **II.2.1. Historique du gaz naturel**

Le 19<sup>e</sup> siècle est perçu comme le début de l'industrie gazière. En premier lieu, le gaz fabriqué à partir du charbon est principalement employé pour l'éclairage. L'oxyde de carbone et l'hydrogène sont un gaz produit par gazéification du charbon avec de la vapeur d'eau. En France, le « gaz de ville » ou « gaz à l'eau » est toujours employé après la Seconde Guerre mondiale. La découverte du gaz naturel dans le sous-sol à grande échelle est relativement récente. Elle a connu un développement similaire à celui du pétrole, car la mise en valeur d'un « gaz » était plus complexe que celle d'une « huile », en raison notamment d'une plus grande difficulté de transport [12].

### **II.2.2. Origine du gaz naturel**

On trouve sur notre planète une multitude d'êtres vivants et mortels, des règnes animal et végétal, constitués principalement de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène. Le gaz naturel est un combustible fossile qui se produit lorsque des roches sédimentaires décomposent la matière végétale et animale. Cette matière se métamorphose sous l'action de la chaleur et de la pression en hydrocarbures solides, liquides ou gazeux. Les gaz naturels peuvent être classés selon leur provenance en :

- ❖ **Gaz bactérien** : Les bactéries agissent sur les débits organiques et accumulent le sédiment, ce qui entraîne la formation de gaz appelé gaz bactérien ou organique. On

produit ce type de gaz à des profondeurs qui, en général, ne dépassent pas quelques centaines de mètres et qui contiennent du méthane relativement pur. Le méthane bactérien est responsable d'environ 20% des réserves connues à ce jour.

- ❖ **Gaz inorganique** : Ce mode demeure très marginal. Parfois, le méthane est présent dans les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales, tandis que les inclusions fluides des roches métamorphiques ou magmatiques renferment des hydrocarbures légers, principalement du méthane.
- ❖ **Gaz thermique** : Ce processus se produit lorsque la matière organique, connue sous le nom de « Kérogène », se décompose dans les sédiments fins, notamment les argiles. La dégradation se produit en raison de l'interaction entre la température et la pression, ce qui entraîne une dégradation thermique qui entraîne la formation d'une variété de composés non hydrocarbonés à côté des hydrocarbures [12].

### **II.2.3. Composition du gaz naturel**

Le composant principal du gaz naturel est le méthane (souvent plus de 75% à 95%), viennent ensuite les hydrocarbures saturés (Ethane, butane, propane et pentane) dont les proportions décroissent avec l'augmentation du nombre d'atomes de carbone et à des concentrations plus faibles, des hydrocarbures plus lourds [13].

Les hydrocarbures en C3 et C4 forment la fraction gaz pétrole liquéfié (GPL). La fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (Fraction C<sub>5</sub><sup>+</sup>) est appelée condensât (Gazoline). Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures, notamment de l'eau, des gaz acides (Le dioxyde de carbone et l'hydrogène sulfuré), de l'azote, de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques telles que le mercure et l'arsenic. La composition du gaz naturel n'est jamais la même [14].

A titre indicatif, les gammes de compositions des principaux constituants des gaz sont reportées dans le tableau II.1 ainsi que les valeurs extrêmes observées sur certains champs plus atypiques.

**Tableau II.1** : Composition des gaz [15].

Composé	Gamme moyenne	Min – Max observé
CO <sub>2</sub>	2 à 20% vol	0 – 70% vol
H <sub>2</sub> S	0 à 20% vol	0 – 40% vol
CH <sub>4</sub>	70 à 95% vol	30 – 98% vol
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2 à 10 % vol	0 – 20% vol
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0 à 4% vol	0 – 15% vol
C <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0 à 3% vol	0 – 10% vol
<b>BTX (Benzène, Toluène, Xylènes)</b>	0 à 0,1% vol	0 – 0,5% vol
<b>RSH</b>	0 à 400 ppmv	0 – 1 000 ppmv
<b>COS</b>	0 à 100 ppmv	0 – 400 ppmv
<b>CS<sub>2</sub></b>	0 à 5 ppmv	0 – 10 ppmv
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0 à 0,2% vol	0 – 0,5% vol
<b>N<sub>2</sub></b>	0 à 5% vol	0 – 30% vol

## **II.2.4. Propriétés du gaz naturel**

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures saturés, il possède des propriétés physiques et chimiques.

### **II.2.4.1. Propriétés physiques**

Les propriétés physiques du gaz naturel sont résumées dans le tableau II.2.

**Tableau II.2 :** Propriétés physiques du gaz naturel [16].

<b>Propriété</b>	<b>Indication</b>
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection des fuites)
Masse molaire	16,7 g/mole
Densité de vapeur à 15 °C	0,58 (plus léger que l'air =1)
Masse volumique	0,72 g/cm <sup>3</sup>
Point de liquéfaction	109 K
Point de solidification	88 K
Solubilité dans l'eau	0,00023 g/mole
Pourcentage de substances volatiles (%)	100%

#### **II.2.4.2. Propriétés chimiques**

Le combustible fossile le moins polluant est le gaz naturel, qui est principalement constitué de méthane (95 %) et d'éthane (2%), avec une légère quantité d'inerte : CO<sub>2</sub> (< 2%) et N<sub>2</sub> (< 3%). Lors de la combustion, la forme gazeuse du gaz naturel produit une grande quantité de chaleur. Il y a une réglementation sur la teneur maximale en inerte, mais pas sur la composition en hydrocarbures, c'est le pouvoir calorifique qui est régulé [17].

#### **II.2.5. Caractéristique du gaz naturel**

Les gaz naturels au stade final de leur exploitation peuvent être caractérisés essentiellement par trois propriétés : La densité, le pouvoir calorifique et la composition chimique.

### **II.2.5.1. Densité**

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

- ❖ Conditions normales: Température : 0 °C, Pression : 1 atm = 101 325 Pa (1atm).
- ❖ Conditions standards : Température : 15 °C, Pression : 1 atm = 101 325 Pa (1 atm).

La densité d'un gaz naturel est mesurée par des balances qui permettent de comparer à une même température la poussée d'Archimède exercée sur un flotteur par de l'air et par le gaz à étudier.

La densité d'un gaz peut être aussi obtenue à partir de sa masse moléculaire que ton peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation (II.1) [12].

$$\text{Densité du gaz} = \frac{\text{Masse moléculaire}}{28,966} \quad (\text{II.1})$$

### **II.2.5.2. Pouvoir calorifique**

En général, les échanges commerciaux concernant le gaz naturel reposent sur le niveau d'énergie du gaz, calculé en multipliant les volumes mesurés par le pouvoir calorifique plus élevé.

Le pouvoir calorifique d'un combustible à une température de T (°C) correspond à la quantité de chaleur produite par la combustion complète d'une quantité unitaire de ce combustible, à pression atmosphérique, avec les éléments de combustion pris à T (°C) et les produits de combustion ramenés à C.

Le pouvoir calorifique d'un gaz est exprimé en joules par mètre cube lorsque les conditions de référence sont respectées. On prend en compte plusieurs températures de référence : 0 °C, 15 °C et 25 °C. La valeur du pouvoir calorifique est peu influencée par cette décision [12].

On a coutume d'utiliser deux valeurs de pouvoir calorifique:

- ❖ **Pouvoir calorifique supérieur (PCS)** : Il s'agit de la chaleur totale produite lorsque tous les produits de la combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

- ❖ **Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :** Correspond à une réaction de combustion dans laquelle l'eau resterait à l'état de vapeur. Le pouvoir calorifique Supérieur diffère du pouvoir calorifique inférieur d'une quantité qui est égale à la chaleur latente de vaporisation de l'eau.

On mesure le pouvoir calorifique d'un gaz par combustion dans un calorimètre. On peut aussi le déterminer indirectement à partir de sa composition chimique.

Le pouvoir calorifique supérieur d'un gaz naturel dépend de sa composition et est de l'ordre de 40 mégajoules par mètre cube nominal [18].

### **II.2.5.3. Composition chimique**

La composition chimique du gaz naturel revêt une importance primordiale, car elle détermine les traitements nécessaires pour répondre aux spécifications de son transport. La fraction volumique ou moléculaire des composés hydrocarbures et autres composants du gaz permet d'identifier leur importance relative dans le mélange. On se sert de la composition chimique d'un gaz dans les études de valorisation. Elle est également utilisée pour évaluer certaines de ses caractéristiques en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et établir les conditions de traitement lors de l'exploitation (extraction des produits liquides). La composition chimique des gaz sera illustrée par plusieurs exemples dans la suite de cet ouvrage [18].

### **II.2.6. Différents types du gaz naturel**

Il existe plusieurs types de gaz naturel, qui se distinguent par leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils sont conservés.

L'apparition d'une phase liquide est influencée par les conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, ce qui permet de distinguer les différents types :

- ❖ **Gaz sec (non associé) :** Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas une formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane, c'est-à-dire les conditions de formation ne favorisent pas la phase liquide.
- ❖ **Gaz humide :** Est le gaz formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement. La

phase liquide est formée suite à la pression élevée et l'action des bactéries anaérobies. Un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec.

- ❖ **Gaz associé :** Le gaz de pétrole associé (APG), ou gaz associé, est une forme de gaz naturel qui coexiste dans la roche-réservoir avec un gisement de pétrole et peut être présent sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture situé au-dessus de la réserve de pétrole.
- ❖ **Gaz à condensat :** Dans le cas d'un gaz à condensat, une phase liquide se forme dans le réservoir, au cours de la production par condensation rétrograde, la phase condensée est riche en constituants lourds et la composition du gaz produit évolue en fonction du temps [19].

### **II.2.7. Utilisations du gaz naturel**

Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être employée dans des domaines très variés.

#### **❖ Chauffage**

Le chauffage au gaz est un système de chauffage qui utilise le gaz naturel comme source d'énergie. Un réseau et des installations spécialement conçus transportent ce gaz naturel jusqu'au logement.

#### **❖ Production d'électricité**

Les centrales électriques au gaz requièrent des dépenses et des coûts de fonctionnement réduits. Il est crucial dans les zones où l'hydroélectricité ou d'autres formes de production d'électricité ne sont pas disponibles. Les centrales au gaz, grâce à leur flexibilité et à leur souplesse d'utilisation, correspondent parfaitement aux énergies renouvelables, qui sont par nature intermittentes (la part du gaz dans la production d'électricité mondiale est passée de 18% en 2000 à 24% en 2016).

#### **❖ Carburant de transport**

Le gaz naturel est soit comprimé (gaz naturel comprimé ou GNC) soit liquéfié (gaz naturel liquéfié ou GNL) lors de son utilisation comme carburant de transport. De nombreuses entreprises du domaine des transports font actuellement appel à une flotte de véhicules à essence. Par exemple, au Canada, plus de 20 000 de ces véhicules sont employés pour le

transport de voyageurs ou de marchandises. La croissance de l'utilisation du gaz naturel comme carburant n'est pas le résultat du hasard. Effectivement, ce combustible présente de nombreux bénéfices pour les entreprises de transport : Les véhicules au gaz naturel émettent de 10 à 25% moins de gaz à effet de serre (En comparaison avec les véhicules diesel).

- ❖ Les véhicules au gaz naturel permettent des économies de carburant de l'ordre de 30 à 40% par kilomètre parcouru. Les véhicules au gaz naturel sont beaucoup plus silencieux, c'est un avantage surtout dans les villes urbaines surpeuplées.

#### ❖ **Fabrication d'engrais**

Les engrais azotés ordinaires sont constitués d'ammoniac, issu de la réaction entre l'azote de l'air et l'hydrogène du gaz naturel. En 2021, 72% des capacités mondiales de production de  $\text{NH}_3$  sont utilisées pour le gaz naturel, ce qui représente 20% de la demande de gaz naturel [20].

#### ❖ **Industrie pétrochimique**

Le gaz naturel est essentiel pour l'avenir de la pétrochimie. Il est même susceptible de devenir « la base des grands monomères ». Le gaz naturel est utilisé pour la production de nombreux produits pétrochimiques, tels que l'éthane, le butane et le propane, qui sont les composants essentiels utilisés dans la production de plastiques. Ce qui est un élément essentiel dans la majorité des secteurs d'activité [21].

### **II.2.8. Avantages du gaz naturel**

Les avantages du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie fossiles sont nombreux, et il y a plusieurs facteurs qui entraînent une augmentation quotidienne de la demande, dont les plus importants sont les suivants :

#### ❖ **Aspect économique**

Le gaz naturel présente une plus grande rentabilité que les autres énergies fossiles. En réalité, la centrale électrique la plus performante alimentée par du gaz naturel a un coût d'investissement de 1 100 dollars par kilowatt, tandis que la centrale la plus performante alimentée par du charbon a un coût de 3 700 dollars.

❖ **Aspect environnemental**

Lorsqu'il est utilisé, le gaz naturel produit 25% moins de dioxyde de carbone que le pétrole et moitié moins que le charbon, avec respectivement 55,75 et 100 kilogrammes de CO<sub>2</sub> émis par Giga joule de chaleur générée. De plus, le gaz naturel émet une faible quantité de particules fines (cinq fois moins que le mazout), ce qui peut entraîner des problèmes respiratoires importants. La combustion génère également moins d'oxyde d'azote, un gaz à effet de serre, que les autres énergies fossiles.

❖ **En termes d'abondance**

Il est estimé que les réserves de gaz de la planète comptent presque 7 quadrillions de pieds cubes. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA), avec la consommation courante, les quantités récupérables de gaz naturel pourraient être suffisantes pour au moins deux siècles sans compter les innovations anticipées en termes de sources renouvelables.

❖ **En termes de transport**

Le transport de tous les carburants depuis leurs origines jusqu'aux habitations ou aux espaces commerciaux où ils seront employés pour produire de l'énergie est le plus sécurisé et le plus simple. Son poids est inférieur à celui du pétrole et du charbon. Il se transporte facilement par pipelines ou, sous forme liquéfiée, par navires-citernes [22].

## **II.2.9. Opérations de production du gaz naturel**

### **II.2.9.1. Exploration**

Depuis des millions d'années, le pétrole et le gaz sont présents dans les profondeurs du sous-sol. Les connaissances en géographie, en géologie et en géophysique sont indispensables pour la recherche du pétrole et du gaz. En règle générale, le pétrole brut et le gaz se trouvent dans des formations géologiques spécifiques, qui se trouvent sous différents types de terrains et dans des climats très variés. Les recherches ont la possibilité de se faire sur terre (on shore) et en mer (offshore) (Voir les figures II.1 et II.2).

Une fois que l'on a sélectionné une zone intéressante, de nombreux levés géophysiques et mesures sont effectués pour obtenir une évaluation précise des formations souterraines et identifier les réserves potentielles de gaz techniquement et économiquement exploitables, notamment les levés suivants :

- ❖ **Levés magnétométriques :** Afin de repérer les formations de roches sédimentaires dont le magnétisme est généralement inférieur à celui d'autres roches, des magnétomètres suspendus à des avions sont utilisés pour mesurer les variations du champ magnétique terrestre.
- ❖ **Levés photogrammétriques aériens :** Des photographies prises d'avion et avec des appareils spéciaux permettent d'obtenir des vues de la Terre en trois dimensions, qui sont utilisées pour localiser les formations terrestres susceptibles de recéler des gisements de pétrole et de gaz.
- ❖ **Levés gravimétriques :** En raison de l'augmentation de la force de la pesanteur par la présence d'énormes masses de roche dense, on utilise des gravimètres qui permettent d'obtenir des informations sur les formations sous-jacentes en mesurant les petites variations de la P.
- ❖ **Levés stratigraphiques :** L'échantillonnage stratigraphique consiste à analyser des carottes de roches souterraines afin d'y rechercher des traces de gaz et de pétrole. Une longueur de roche cylindrique, appelée carotte, est découpée par un trépan creux et poussée vers le haut dans un tube (carottier) attaché au trépan. Le carottier est ramené à la surface et la carotte est retirée pour être analysée.
- ❖ **Levés radiographiques :** La radiographie consiste à utiliser des ondes radio pour obtenir des informations semblables à celles fournies par les levés sismiques.
- ❖ **Levés sismiques :** Les analyses sismiques donnent des renseignements sur les propriétés générales de la cavité souterraine. Les physiciens utilisent principalement la sismique réflexion pour détecter des gisements potentiels. Les mesures sont obtenues par des ondes de choc générées par l'explosion de charges dans des trous de petit diamètre, par des appareils sur terre et dans l'eau qui génèrent des vibrations ou des percussions, et par des décharges sous-marines d'air comprimé. Les couches réfléchissantes sont déterminées par le temps écoulé entre le début de l'onde de choc et le retour de l'écho. La production d'images en trois dimensions à l'aide d'ordinateurs à grande puissance permet d'améliorer considérablement l'évaluation des résultats des essais sismiques [23].

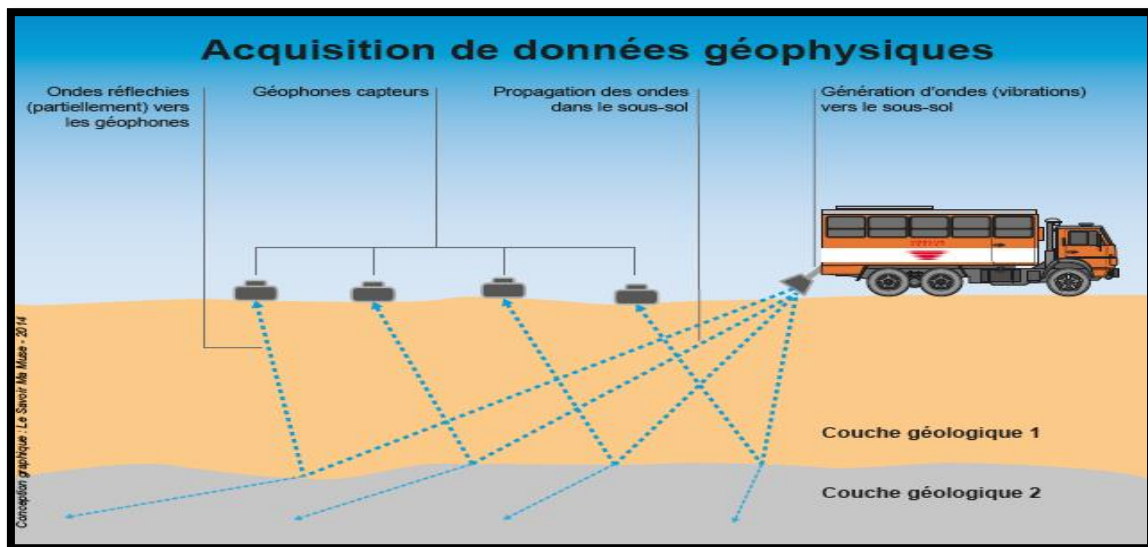


Figure II.1 : Prospection géophysique (Levés sismiques) sur terre [24].

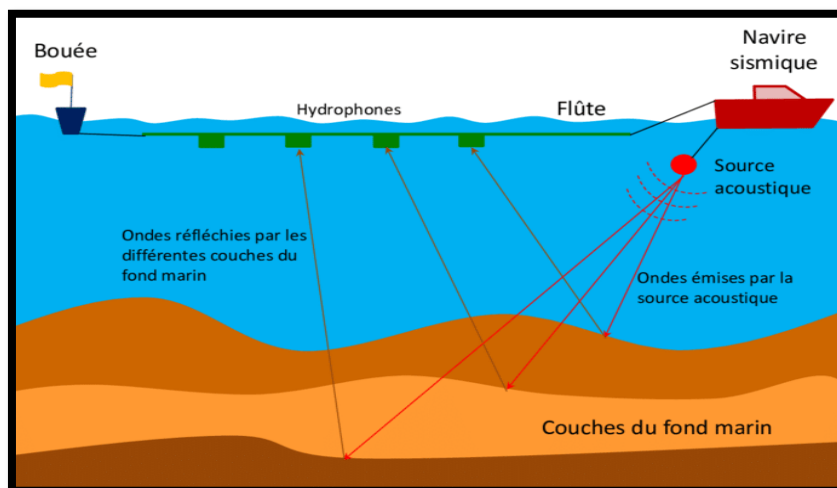


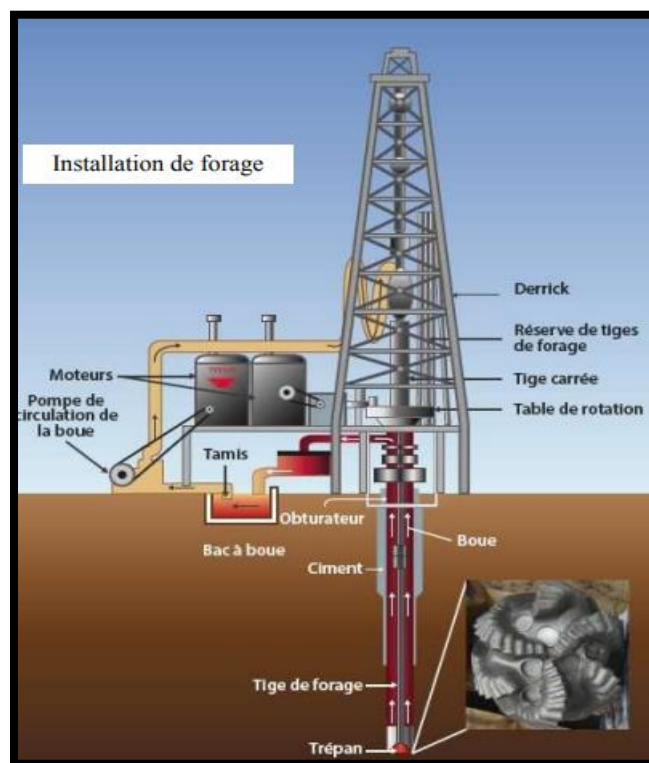
Figure II.2 : Prospection géophysique (Levés sismiques) offshore [24].

Après l'analyse des données géologiques et les levés géophysiques, on procède au forage de puits d'exploration, à terre ou en mer pour déterminer s'il y a ou non du pétrole ou du gaz et, dans l'affirmative, si celui-ci est extractible et exploitable en quantités commercialement viables. Le forage d'exploration permet de lever ou de réduire de nombreuses incertitudes sur le prospect, sur la présence ou non d'hydrocarbures, sa nature et les volumes des réserves, mais les interrogations peuvent subsister sur la rentabilité, sur la forme du gisement et sur l'homogénéité de ses caractéristiques. Il est donc nécessaire de forer plusieurs puits en divers emplacements du gisement, pour mieux délimiter celui-ci et pouvoir

choisir les meilleurs emplacements pour les futurs puits de production. Ces puits complémentaires constituent le programme d'appréciation, au terme duquel on décidera d'exploiter le gisement ou de l'abandonner. Ceux qui permettent de découvrir du pétrole ou du gaz sont appelés « puits de découverte ». Un forage qui ne permet pas de trouver du pétrole ou du gaz, ou seulement d'en trouver trop peu pour une exploitation économique, est appelé « puits sec » ou « forage improductif ». Malgré les avancées technologiques récentes, aucune méthode ne garantit le succès et l'exploration reste incertaine tant que des puits n'ont pas été forés et testés [23].

### **II.2.9.2. Extraction**

Après la confirmation du potentiel d'un gisement, de vastes installations de forage sont mises en place sur terre ou en mer à la verticale du puits de forage. Dans la réalité, on construit une tour de forage afin de faire tourner une tête de forage avec des dents en acier très dur ou en diamant (voir la figure II.3).



**Figure II.3 :** Processus de forage [25].

Le gaz naturel est extrait avec plusieurs méthodes selon la géologie, incluant le forage vertical ou horizontal et la fracturation hydraulique.

### **II.2.9.2.1. Forage vertical**

La méthode d'extraction traditionnelle est le forage vertical, qui était le seul à être utilisé jusqu'aux années 1980, date à laquelle le forage horizontal a été développé. Dans certaines situations, le forage vertical est encore employé lorsque les gisements se situent juste sous la surface. On fore donc les puits directement dans le sol jusqu'aux roches poreuses qui renferment le gaz naturel. Le gaz naturel obtenu de cette manière est qualifié de « traditionnel ».

### **II.2.9.2.2. Forage horizontal**

À partir des années 1980, le forage horizontal a été mis en œuvre afin d'accéder aux gisements de gaz naturel qui étaient auparavant inaccessibles. Grâce à cette technique, un puits vertical peut être courbé à une profondeur donnée, puis foré horizontalement à travers le gisement de gaz naturel. On utilise principalement cette technique pour contourner les obstacles de surface et effectuer plusieurs forages à partir d'une seule plateforme. Cela restreint le nombre de sites en surface et permet d'utiliser les installations déjà en place. Pour les gisements de faible épaisseur et de grandes étendues, les puits horizontaux peuvent donc avoir des rendements cinq à dix fois plus élevés que les puits verticaux.

### **II.2.9.2.3. Fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique consiste à extraire le pétrole et le gaz naturel piégés dans des formations rocheuses non poreuses ou « étanches », telles que le schiste. Ces formations étaient auparavant trop coûteuses à exploiter de manière efficace (Voir la figure II.4). La fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide à haute pression dans le puits afin de fracturer la roche du gisement et de libérer le gaz naturel. Le gaz naturel obtenu ainsi est qualifié de « non conventionnel ». Environ 98,5% du fluide de fracturation hydraulique est constitué d'eau et de sable. Le reste, soit 1,5%, est constitué d'additifs qui donnent au fluide de fracturation des propriétés antibactériennes et anticorrosives. La composition du fluide varie d'une formation rocheuse à l'autre. Il suffit habituellement de fracturer la formation une seule fois pour l'exploiter ensuite pendant 20 à 30 ans.

Depuis plus de 60 ans, cette méthode est largement discutée en raison de son impact environnemental considérable. Elle est employée dans des pays tels que le Canada, mais elle est interdite en Europe en raison de ses risques de contamination des nappes phréatiques [26].

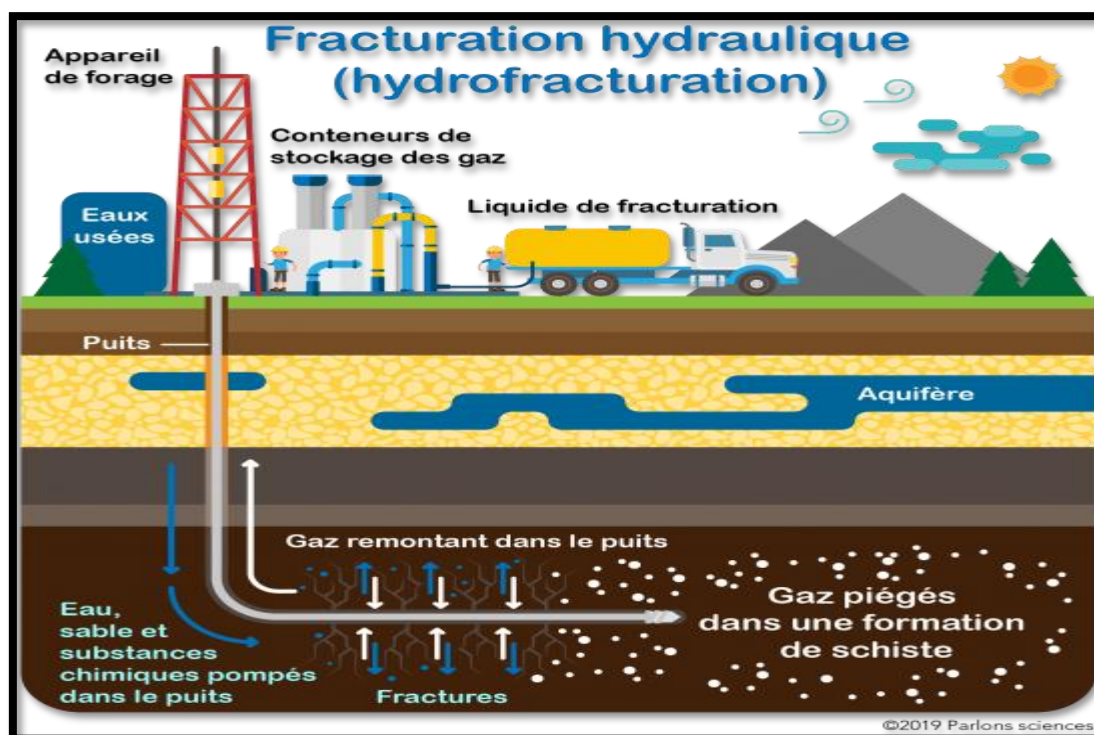


Figure II.4 : Fracturation hydraulique [26].

Afin d'empêcher l'éboulement des parois et à protéger les nappes phréatiques en évitant toute fuite de la boue qui remonte vers la surface pendant les opérations de forage on fait appel à un multi tubage dans les couches géologiques supérieures qui crée une barrière solide entre le puits et les sources d'eaux souterraines, un tubage intermédiaire est installé encore plus profondément sous les sources d'eaux souterraines afin d'ajouter un niveau de protection supplémentaire. Le tubage est d'abord posé près de la surface pour guider la tige de forage. Il est alors fixé par cimentation, un laitier de ciment est injecté dans la tige de forage et est refoulé vers le haut par l'espace compris entre le tubage et les parois du puits. On continue à forer en utilisant un trépan de diamètre plus petit (Voir les figures II.5 et II.6).

Le gisement a une durée de vie variable, généralement de 15 à 30 ans. Il peut s'étendre jusqu'à 50 ans pour un gisement important, tandis que pour les gisements en mer profonde, il est plus coûteux de les exploiter de 5 à 10 ans. En raison de la pression, le gaz naturel sortira des puits sans avoir besoin d'intervention extérieure, mais il arrive parfois que des équipements de pompage soient requis. Les réserves ne sont jamais épuisées entièrement, ce qui fait que le taux de récupération des gisements de gaz est de 60 à 80%, ce qui est assez supérieur à celui des gisements de pétrole qui ne dépassent pas 50% [27].

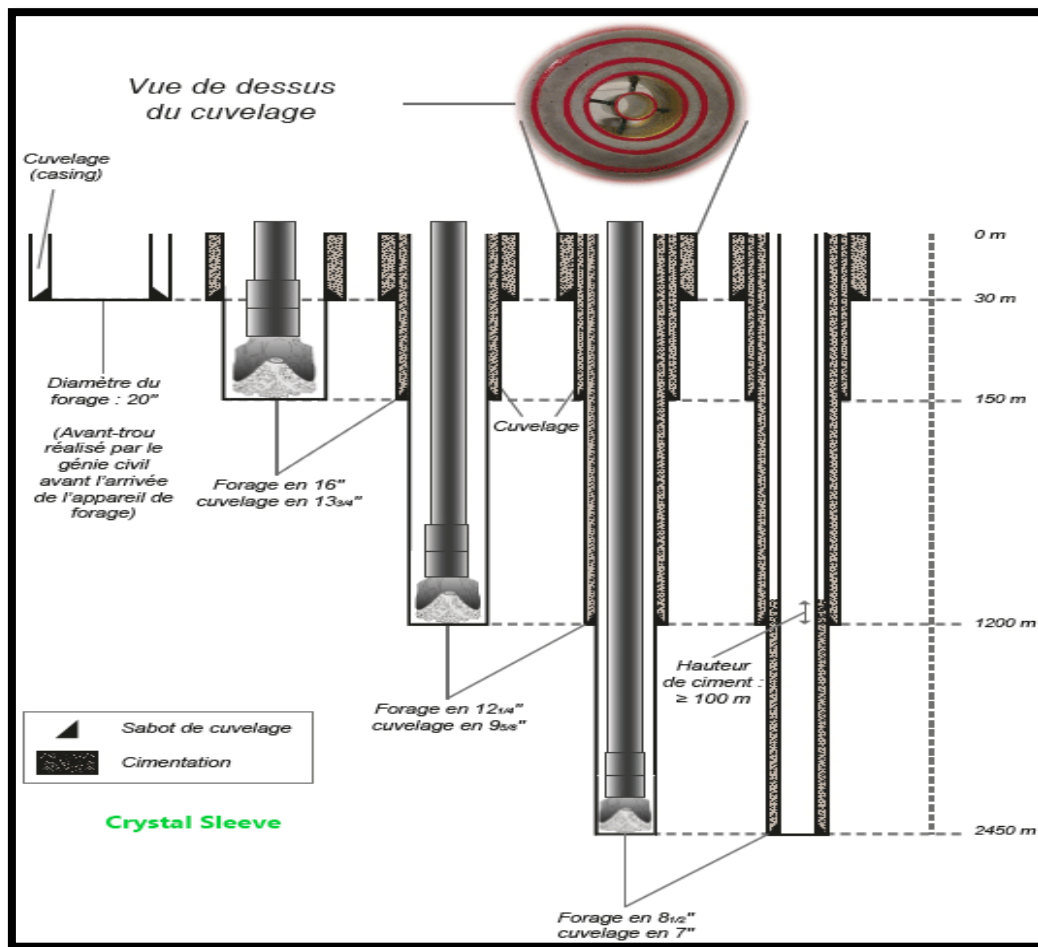


Figure II.5 : Schéma de la protection du puits et des aquifères par des cuvelages (Tubages) de diamètre décroissant [28].

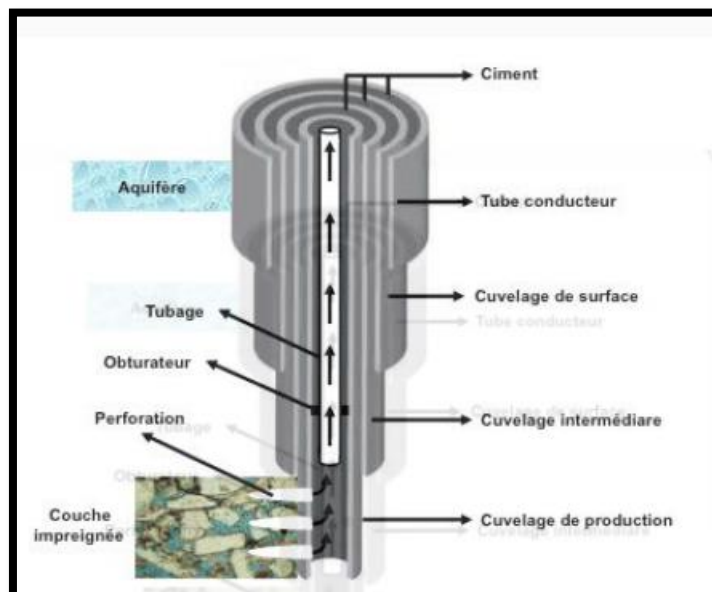


Figure II.6 : Schéma d'un puits protégé par des cuvelages (Tubages) de diamètre décroissant [27].

### **II.2.9.3. Traitement du gaz naturel**

Le traitement du gaz naturel comprend toutes les manipulations effectuées sur le gaz brut extrait du gisement pour le rendre exploitable en éliminant les composants nuisibles et en préservant ceux qui peuvent être vendus. Il est nécessaire d'extraire certains des composants d'un gaz naturel, soit pour des raisons imposées par les étapes suivantes de traitement ou de transport, soit pour respecter des spécifications commerciales ou réglementaires. Il peut donc être nécessaire de supprimer au moins en partie :

- ❖ L'hydrogène sulfuré H<sub>2</sub>S toxique et corrosif.
- ❖ Le dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>, corrosif et de valeur thermique nulle.
- ❖ Le mercure, corrosif dans certains cas.
- ❖ L'eau, conduisant à la formation d'hydrates.
- ❖ Les hydrocarbures lourds, condensant dans les réseaux de transport.
- ❖ L'azote, de valeur thermique nulle [12].

Le producteur est, en effet, contraint de livrer à la consommation un gaz conforme aux spécifications réglementaires édictées par les pouvoirs publics pour assurer la sécurité du transport et des usagers, le gaz naturel doit :

- ❖ Etre « sec », dans les conditions de température et pression de transport, c'est-à-dire qu'il devra ne pas présenter de phase liquide sous forme d'eau ou d'hydrocarbures.
- ❖ Etre débarrassé de ses composants acides ou ses corps toxiques.
- ❖ Avoir un pouvoir calorifique et une densité invariable.

Si ces trois conditions sont remplies, l'utilisation du gaz naturel sera possible. Une première séparation est réalisée en tête de puits afin d'isoler le gaz des hydrocarbures les plus lourds. Ensuite, le gaz est éventuellement comprimé, avant d'être traité et séparé. Cela permet de produire le gaz de vente (Vers pipe) et les coupes propane et butane, qui sont les GPL (Gaz de pétrole liquéfié), C<sub>5</sub>+ (Hydrocarbures à 5 atomes de carbone et plus), les condensats et le soufre (voir la figure II.7) [15].

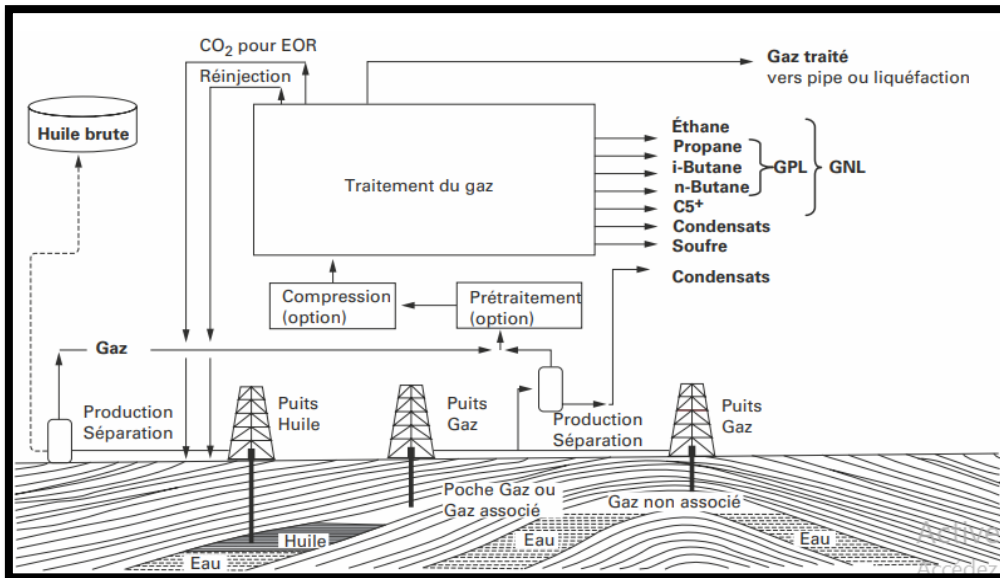


Figure II.7 : Schéma de production et traitement du gaz [15].

### II.2.9.3.1. Opérations de purification de gaz naturel

Depuis la tête de puits jusqu'à l'utilisation commerciale, la chaîne de traitement du gaz naturel comprend plusieurs étapes successives qui varient en fonction de la nature du gaz (composé en  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $COS$ , mercaptans, hydrocarbures lourds, aromatiques...), des conditions de disponibilité (température, pression, débit), de l'application visée (gaz naturel liquéfié ou non) et des spécifications imposées, qui varient en fonction de l'application visée et sont également variables selon les pays. La figure II.8 présente les différentes étapes nécessaires pour purifier le gaz brut extrait du gisement.

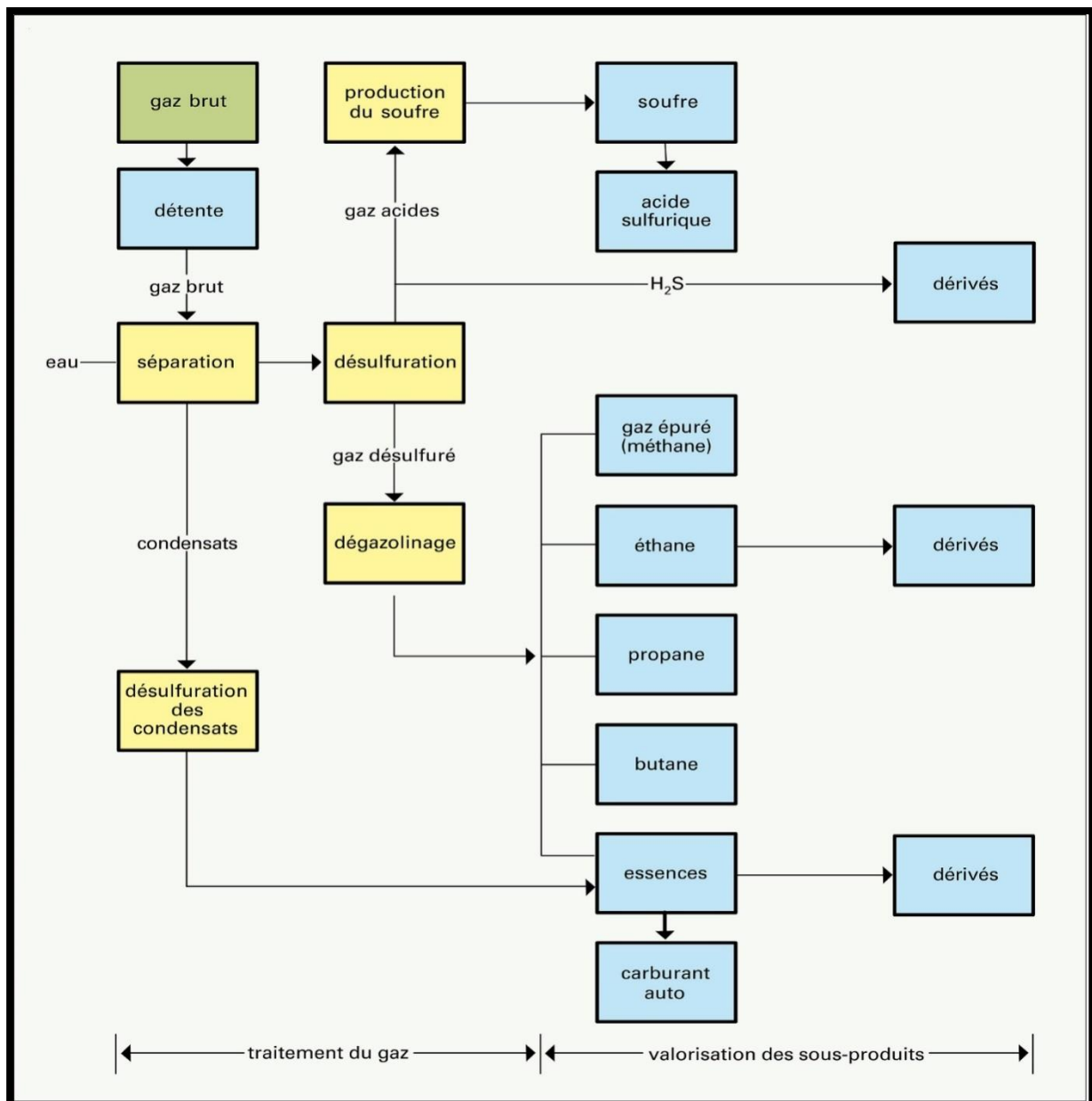


Figure II.8 : Schéma montrant les étapes du traitement des gaz [29].

- ❖ **Détente** : Afin de garantir un transport optimal, il est nécessaire de diminuer la pression et la température du gaz naturel. Il sort du puits sous une pression de plusieurs bars et à une température supérieure à 100 °C. Il est donc soumis à une détente qui lui permet de retrouver une pression de 80 bars et une température de près de 50 °C.
- ❖ **Décarbonatation et la déshydratation** : Dans cette section, le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) est absorbé par une solution de Mono-Ethanol-Amine (MEA) à 15% de concentration selon la réaction suivante :  $2(\text{NH}_2\text{-R}) + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow (\text{R-NH}_2)_2 + \text{H}_2\text{CO}_3$

L'opération d'absorption se fait à contre-courant dans une colonne à plateaux. La solution de MEA riche en CO<sub>2</sub> est reprise dans une colonne de régénération et ensuite recyclée vers la colonne principale.

Le propane (15,2 bars et 18,3 °C) sera utilisé pour refroidir le gaz naturel chaud débarrassé de CO<sub>2</sub> à une température de 21 °C, afin de minimiser la quantité de vapeur d'eau nécessaire pour les sècheurs. Le gaz naturel est séché en supprimant l'eau qu'il renferme naturellement lors de sa combustion. De la vapeur d'eau se dégage, sous cette forme, elle n'est pas gênante, mais à l'état liquide, elle entraîne la corrosion des canalisations et le blocage des détendeurs en formant des hydrates de gaz qui risquent de colmater les conduites.

- ❖ **Désulfuration** : Les canalisations sont fragilisées par le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), un composé toxique, corrosif et corrosif. Afin d'éliminer cette substance, on met en contact le gaz avec un réactif organique qui l'adsorbe, on sépare le gaz et le réactif, puis on régénère le réactif, et le sulfure d'hydrogène est transformé en soufre pour être commercialisé.
- ❖ **Dégazolinage** : La technique de dégazolinage est utilisée pour récupérer l'hydrocarbure lourd présent dans le gaz naturel. Cette méthode utilise le phénomène de condensation rétrogradée des gaz constitués d'hydrocarbures.
- ❖ **Odorisation** : L'odorisation du gaz naturel est une mesure de sécurité qui consiste à transmettre une odeur distinctive au gaz naturel, qui ne puisse être confondue avec aucune autre et qui soit perceptible par tous.

Les différents composants du gaz naturel sont ensuite séparés. Ainsi on distingue :

- Le méthane et l'éthane représentent les produits majoritaires extraits du gaz naturel, appelés gaz de vente.
- Les hydrocarbures C<sub>3</sub> à C<sub>4</sub> (Propane, butane) sont vendus sous le nom de GPL (Gaz de pétrole liquéfié).
- Le condensât C<sub>5</sub><sup>+</sup> [30].

L'installation de traitement du gaz naturel est montrée dans la figure II.9.

Figure II.9 : Vue d'une installation de traitement du gaz naturel [30].



#### II.2.9.3.2. Procédés de séparation du gaz naturel

Cela se réalise en diminuant progressivement la température du gaz. Il existe de nombreuses méthodes de traitement du gaz naturel et la sélection du type de traitement repose sur les critères suivants :

- ❖ Quantité de l'effluent brut.
- ❖ Taux de récupération d'hydrocarbures liquides visé.
- ❖ Spécification des produits finis.
- ❖ Coût global des investissements.

Tous les procédés de séparation de gaz basent sur quatre étapes essentielles :

- ❖ **Elimination de l'eau** : On élimine l'eau libre présente dans la charge en décantant le premier ballon de séparation, puis en refroidissant à l'aide d'aéroréfrigérants. On élimine l'eau de saturation des hydrocarbures en absorbant le glycol.
- ❖ **Extraction des hydrocarbures liquides** : Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut.
- ❖ **Stabilisation** : Elle permet par distillation d'éliminer tous les gaz légers tel que le méthane et l'éthane entraînés par les hydrocarbures liquides lors des différentes séparations dans les ballons.

- ❖ **Fractionnement** : Il consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensât et GPL [31].

Pour réaliser ces opérations, il existe des procédés de traitement de gaz naturel tels que :

- ❖ **Procédé Pritchard** : Le processus de réfrigération mécanique, également appelé réfrigération mécanique, est le plus facile et le plus direct pour récupérer les liquides. Une série d'échangeurs de chaleur refroidit le gaz brut, puis il est détendu isenthalpiquement dans une vanne Joule-Thompson jusqu'à une température proche de - 23 °C. Il convient de souligner que le propane d'appoint est fabriqué dans une unité distincte. Le déethaniseur stabilise les liquides collectés dans les différents ballons séparateurs, puis les fractionne en condensât et en GPL dans le débutaniseur. On déshydrate les gaz moyen pression provenant du déethaniseur dans un contacteur à base de TEG (triéthylène glycol). Une unité de régénération de TEG et une section de recompression des gaz moyen pression sont requises sur le site.
- ❖ **Procédé Hudson** : Le principe de PRIDCHARD est identique, mais elle repose sur le refroidissement du gaz grâce à des échanges thermiques et une série de détentes, suivies d'une détente à travers une machine dynamique appelée Turbo-Expander, ce qui permet d'atteindre une température de - 40 °C. Le compresseur de Turbo-Expander utilise l'énergie obtenue grâce à la détente isentropique pour comprimer le gaz sec à la pression du gazoduc de gaz de vente. Étant donné que nous atteignons des températures bien plus basses, le procédé Hudson est plus efficace, ce qui permet une récupération plus efficace des hydrocarbures liquides.
- ❖ **Procédé mixte** : La combinaison des deux procédés de traitement précédents est utilisée dans ce procédé de traitement de gaz pour répondre aux besoins des frigories. Il utilise à la fois une boucle de propane et un Turbo-Expander. Les refroidissements successifs peuvent entraîner une température finale pouvant atteindre - 65 °C. On stabilise les liquides obtenus à divers niveaux avant de les fractionner en GPL et condensat [31].

### **II.3. Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL)**

Au cours des dix dernières années, une nouvelle source d'énergie s'est imposée à côté du pétrole et du gaz naturel « le GPL ». Le GPL a réussi à s'imposer dans des domaines aussi variés que le résidentiel, la pétrochimie, l'agriculture, l'industrie et l'automobile (GPL carburant) grâce à son avantage d'énergie propre et transportable.

Pour donner un exemple, la demande mondiale de GPL a connu une croissance moyenne de 2,2% entre 2000 et 2007. Dans le domaine des transports, le GPL présente des opportunités de développement prometteuses. Sonatrach accorde une grande importance au GPL dans sa stratégie de commercialisation des hydrocarbures. Toutefois, l'évolution du domaine de l'énergie présente actuellement de meilleures possibilités de vente. Néanmoins, il est important de se rappeler que la compétition est intense sur les principaux marchés en raison de la diversité des sources d'approvisionnement. En outre, la croissance actuelle du secteur énergétique en Algérie ne permet pas encore de proposer une vaste sélection (iso et n butanes). L'Algérie occupe le sixième rang mondial en tant que producteur et exportateur de GPL, derrière l'Arabie Saoudite [33].

#### **II.3.1. Définition du GPL**

Les mélanges d'hydrocarbures principalement constitués de butane ou de propane sont appelés GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié). Le GPL est un carburant à base de butane et de propane utilisé dans les véhicules automobiles ou marins. Dans des conditions normales de température et de pression, les gaz à effet de serre (GPL) peuvent être facilement liquéfiés, c'est cette particularité qui facilite leur transport et leur vente [34].

Selon les normes et l'utilisation du GPL dans divers pays, sa composition chimique peut varier. Il peut contenir du propylène, du butène, une faible quantité de méthane, de l'éthylène, du pentane et, exceptionnellement, des hydrocarbures tels que le butadiène et l'acétylène [35]. Les GPL peuvent être obtenus à partir de diverses sources de traitement des hydrocarbures telles que :

- ❖ Le traitement du gaz naturel ou gaz associés.
- ❖ Le raffinage du pétrole.
- ❖ La liquéfaction du gaz naturel [36].

### **II.3.2. Historique du GPL**

Depuis l'Antiquité, les GPL ont été découverts en Virginie au début du 20<sup>ème</sup> siècle. C'est lors de la croissance du marché des produits pétroliers qu'un ingénieur de la Riverside Oil Company a fait la découverte des Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL).

Plus précisément, H. Stukeman obtient pour la première fois les 658 premiers litres de GPL liquide le 24 décembre 1910. C'est sous l'impulsion de son Directeur Général, A.N. Kerr, qui était à la tête de la raffinerie, que cet ingénieur avait commencé ses travaux. Depuis un certain temps, il était confronté à la problématique de l'évaporation des essences minérales (extraits du gaz naturel liés aux gisements de pétrole) qui étaient conservées dans des bacs hors sol. Afin de réduire ses pertes, il réfléchit à la récupération des vapeurs et à leur recondensement, ce qui donna naissance aux Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL).

La première installation domestique au GPL a été testée en 1912. La même année, le GPL comme carburant automobile a fait ses débuts. Cependant, la réalisation de cette invention nécessita une dizaine d'années. En 1922, les données officielles indiquent que 417 tonnes de GPL ont été commercialisées à travers les États-Unis. Dès 1927, les entreprises pétrolières commencent à s'intéresser au GPL et à le commercialiser. Cela donne alors une impulsion et en 1930, 20 ans après sa découverte, la consommation de GPL aux États-Unis s'élevait à 32 200 tonnes [37].

En France, le butane, qui a été introduit en 1932, est commercialisé sous le nom de "Butagaz", mais n'était pas exclusivement destiné à l'usage domestique. L'introduction du propane en bouteilles a eu lieu en 1954, mais ce n'est qu'en 1969 qu'il est autorisé comme carburant, mais seulement pour les chariots élévateurs. L'utilisation du GPL sur les véhicules automobiles ne sera autorisée qu'en 1979 [38]. La décision d'introduire le GPL comme carburant SIRGHAZ en Algérie a été prise en 1983 après l'adoption de la biocarburant et la mise en œuvre de la réglementation concernant les conditions d'utilisation et de distribution du GPLC [36].

### **II.3.3. Propriétés physico-chimiques du GPL**

Les propriétés physico-chimiques du GPL sont :

- ❖ **Composition chimique** : Les fractions légères d'hydrocarbures paraffiniques sont présentes. Le propane (C<sub>3</sub> H<sub>8</sub>) et le butane (C<sub>4</sub> H<sub>10</sub>) sont les principaux composants, ou un mélange de ces deux hydrocarbures. Selon les normes et les utilisations dans

divers pays, la composition chimique des GPL varie. Ils peuvent contenir du propylène, du butène, une faible quantité de méthane, de l'éthylène, du pentane, et parfois des hydrocarbures tels que le butadiène, l'acétylène et le méthyl acétylène. De plus, ils peuvent également contenir de l'isobutène et de l'isobutylène [39].

- ❖ **Couleur :** Les GPL ne présentent aucune teinte à l'état liquide, ils sont similaires à de l'eau et sont invisibles à l'état gazeux. Quand une fuite de liquide se produit, on observe un nuage blanc qui est principalement causé par la condensation de l'humidité de l'atmosphère [40].
- ❖ **Odeur :** À l'état naturel, les GPL sont inodore ; pour des raisons de sécurité, néanmoins pour faciliter la détection éventuelle de fuite, un produit odorant appelé Mercaptan est ajouté aux GPL.
- ❖ **Corrosion :** Les GPL ne sont pas corrosifs pour les métaux et alliages les plus courants, mais ils peuvent provoquer des gonflements dans les caoutchoucs naturels. Ceci justifie l'utilisation de caoutchoucs synthétiques pour fabriquer des tuyaux et de l'acier dans la construction de réservoirs [41].
- ❖ **Fluidité :** Les GPL présentent une grande fluidité à l'état liquide et gazeux. L'eau, l'air comprimé ou l'azote ne peuvent pas être utilisés pour vérifier l'étanchéité des réservoirs à GPL. Une caractéristique importante du GPL est sa capacité à se dilater à l'état liquide en fonction de la température [40].
- ❖ **Température d'ébullition et tension de vapeur :** La température du Gaz aux conditions normales (15 °C et 1 atm), les GPL sont liquéfiables sous faible pression : 1,7 bar.a pour le butane et 7 bar.a pour le propane. Les températures normales d'ébullition du propane et du butane sont respectivement - 44 °C et 0°C, celle des GPLC est de - 25 °C [34].
- ❖ **Propriétés de combustion des GPL :** Les GPL ont un pouvoir calorifique élevé et constant, les valeurs sont données dans le tableau II.3.

**Tableau II.3 :** Pouvoirs calorifiques du butane et du propane.

	Butane	Propane
PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur)	13,7 kWh/kg à 15°C et 1atm	13,8 kWh/kg à 15°C et 1atm
PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur)	12,66 kWh/kg à 15°C et 1atm	12,78 kWh/kg à 15°C et 1atm

#### **II.3.4. Spécifications des GPL**

Cette fraction doit répondre aux spécifications suivantes :

- ❖ Teneur en C2<sup>-</sup> ≤ 3% molaire.
- ❖ Teneur en C5<sup>+</sup> ≤ 0,4% molaire.

#### **II.3.5. Production du GPL**

D'une manière générale, la charge qui constitue l'alimentation de l'unité de production du GPL est introduite successivement dans six sections [32] :

- ❖ Compression.
- ❖ Refroidissement et séparation.
- ❖ Déshydratation.
- ❖ Réfrigération.
- ❖ Fractionnement.
- ❖ Stockage.

#### **II.3.6. Extraction du GPL du gaz naturel**

Les méthodes employées dans les installations d'extraction du GPL en Algérie reposent sur la combustion des hydrocarbures lourds (C3+). On procède à cette condensation en refroidissant le gaz brut selon un procédé de réfrigération spécifique à chaque procédé. Globalement, le gaz brut est refroidi par détente et, par conséquent, nous fournit du liquide [32].

### **II.3.7. Utilisations du GPL**

Les domaines d'utilisation du GPL sont :

- ❖ **Utilisation comme carburant :** Le GPL Carburant (GPLC) est un mélange de propane et de butane qui peut contenir de 50 à 90% de propane. Il est produit soit lors de l'extraction du gaz naturel, soit lors du raffinage du pétrole brut. Le GPL est un gaz à température ambiante, mais il peut être conservé sous une pression faible (10-15 bars) [42]. Le GPL présente une qualité supérieure par rapport aux carburants traditionnels. Le GPLC présente une homogénéité, un pouvoir calorifique élevé et un indice d'octane élevé, ce qui garantit une combustion moteur beaucoup plus complète que l'essence ou le gasoil, ce qui se traduit par un meilleur rendement énergétique. La présence d'impuretés dans le GPLC diminue considérablement l'encrassement du moteur résultant du dépôt de calamine au niveau des injecteurs et de la chambre de combustion lors de la carburation essence ou gasoil.

Enfin, la composition gazeuse du GPLC empêche la dilution des lubrifiants sur les parois des cylindres, ce qui garantit une lubrification améliorée qui permet de diminuer considérablement l'usure du moteur, en particulier celle des chemises, des cylindres, des pistons et des segments [43]. Les véhicules qui utilisent le GPLC se distinguent par leur faible émission de polluants, notamment à des températures basses. Selon une étude récente, les moteurs GPLC ont une émission de NO<sub>x</sub> 20 fois inférieure à celle des moteurs Diesel, avec des émissions de CO<sub>2</sub> similaires [42].

- ❖ **Utilisation dans le domaine domestique :** C'est le but principal de ces gaz, ils sont employés dans les activités domestiques telles que la cuisine, l'eau chaude et le chauffage, ainsi que dans les activités artisanales. La distribution des GPL en tant que carburant varie considérablement d'un continent à l'autre et d'un pays à l'autre [44]. Le butane et le propane offrent une combustion de qualité supérieure et un pouvoir calorifique élevé. Ce pouvoir calorifique correspond à la quantité de chaleur produite par la combustion complète sous pression atmosphérique [45].
- ❖ **Utilisation pour la production d'électricité :** La production d'électricité pourrait être un secteur de développement et de promotion majeur parmi les divers secteurs d'utilisation des GPL. La demande mondiale en électricité augmente de manière significative, dépassant largement celle des autres sources d'énergie finales, atteignant 21% en 2010. Du point de vue technique, le GPL est une option privilégiée pour

produire de l'électricité, car il nous permet d'obtenir des rendements très élevés. Il présente des avantages économiques, écologiques en tant que combustible propre, et stratégiques en termes de diversification et de garantie d'approvisionnement [46].

- ❖ **Utilisation dans le domaine de la pétrochimie :** L'industrie pétrochimique utilise 18% de la production mondiale de GPL pour produire des produits finaux ou semi-finaux pour les autres industries chimiques. Dans ce domaine, il est employé comme charge de vapocraqueur pour obtenir des oléfines. La séparation du GPL produit du butane et du propane est employée pour la déshydrogénation afin de produire du butadiène et du propylène, qui seront utilisés comme matière première pour la fabrication des caoutchoucs. En Algérie cette activité présente le double avantage de permettre la production des produits nécessaires à la consommation interne ainsi que pour l'exportation [47].

### **II.3.8. Stockage et transport du GPL**

La liquéfaction du butane et du propane permet de diminuer leur taille, ce qui offre l'avantage de stocker une quantité d'énergie considérable dans un volume réduit, ce qui facilite le transport. Le GPL est conservé sous forme liquide, à température ambiante et à une pression de 14 à 14,5 bars dans des récipients de forme sphérique ou cylindrique à axe horizontal. Il est également possible de stocker le GPL sous forme liquide, dans le gisement de gaz où il est produit, en utilisant un ou plusieurs puits producteurs de gaz temporaires convertis en puits injecteurs de GPL liquide [32].

## **II.4. Généralités sur le condensât**

### **II.4.1. Définition**

Le condensât est un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, allant de l'iso-pentane ( $iC_5H_{12}$ ) au dodécane ( $C_{12}H_{26}$ ), le plus souvent extrait des gisements de gaz à condensât. Dans les conditions normales de température et de pression, il se présente sous forme liquide [48].

### **II.4.2. Caractéristiques du condensât**

Le condensât présente les caractéristiques suivantes :

- ❖ Apparence : Il s'agit d'un liquide blanc, parfumé d'essence.
- ❖ Le poids spécifique varie de 0,7 à 0,8.

- ❖ Point d'éclair : moins de - 40 °C.
- ❖ Son point d'éclair est inférieur à zéro, ce qui en fait un objet très inflammable. Ses limites d'inflammabilité sont approximativement de 1,4 et 7,6% en volume dans l'air.
- ❖ La densité des vapeurs du condensât est plus élevée que celle de l'air, avec une densité de 3 à 4 fois supérieure à celle de l'air.
- ❖ Explosivité et inflammabilité : Le condensat est un liquide extrêmement inflammable (température d'auto-inflammabilité : 380 à 450 °C). Il s'évapore à des températures et pression normales, car il n'est pas électroconducteur. En raison de l'étincelage électrostatique engendré par le coulage, la filtration, la chute, la pulvérisation, etc., il possède un risque d'inflammation ou d'explosion. Il faudra être vigilant car les vapeurs du condensât forment un mélange gazeux explosif qui se répend par terre en raison de sa densité supérieure à celle de l'air.
- ❖ Toxicité physiologique : Lorsqu'un individu s'expose aux vapeurs du condensât, des symptômes tels que l'irritation des yeux et des névropathies (étourdissement) sont observés. Il est possible que la victime se mette à crier, à rire de manière stupide et ait du mal à marcher.
- ❖ Quand les vapeurs de condensât sont présentes dans l'air à une concentration de 0,025% à 0,025%, elles ne peuvent pas entraîner des symptômes graves, même après plusieurs heures d'inhalation.
- ❖ Conseils d'hygiène : Afin d'éviter l'intoxication, il est nécessaire de procéder à une ventilation adéquate des locaux de travail et de maintenir la concentration des vapeurs de condensât à moins de 300 ppm [48].

### **II.4.3. Domaines d'utilisation du condensât**

La particularité du condensât réside dans son utilisation dans deux secteurs industriel entièrement stratégiques : le raffinage et la pétrochimie.

- ❖ **Utilisations dans le raffinage :** Le condensât est employé dans le processus de raffinage pour produire des carburants, en particulier des essences. Son prix de revient est inférieur à celui des essences produites à partir du pétrole brut, car la séparation et la transformation du condensât sont moins coûteuses, et sa composition chimique est riche en éléments légers. Il est employé dans le processus d'isomérisation afin de générer l'essence « isomérat » en convertissant les paraffines normales en iso-

paraffines avec un indice d'octane élevé. Il est aussi employé dans le processus de reforming catalytique.

❖ **Utilisations dans la pétrochimie** : Les condensats sont principalement exploités dans le secteur de la pétrochimie, où la demande est très forte. La production d'oléfines est principalement basée sur le vapocraquage ; dans ce domaine, trois facteurs sont prédominants :

- Le déséquilibre entre les demandes d'éthylène et de propylène s'est aggravé, avec une augmentation moyenne annuelle de 4% pour le premier et proche de 5% pour le second en 2007.
- Les vapocraquages de charge liquide sont réalisés en fonction de la flexibilité du rapport propylène/éthylène.
- L'augmentation de la part du craquage catalytique dans la production de propylène.

Les raisons qui justifient l'intérêt de ce produit dans la pétrochimie sont les suivantes :

- Les hydrocarbures paraffiniques et naphthéniques C5 à C7 présents dans le condensât ont un fort potentiel de production d'oléfines.
- Un petit taux d'hydrocarbures aromatiques, qui se métamorphosent en poly-aromatiques lors de la combustion de vapocraquage.

## **II.5. Conclusion**

Une étude bibliographique sur le gaz naturel, le GPL et le condensât a été présentée, permettant de montrer que le gaz naturel est devenu une ressource majeure du système énergétique mondial, à la fois abondante, polyvalente et relativement peu émettrice de CO<sub>2</sub>.

Dans le prochain chapitre, nous présenterons le séchage du gaz naturel.

# *Chapitre III*

*Déshydratation du gaz naturel*

### **III.1. Introduction**

En combinaison avec l'eau, de nombreux composants couramment trouvés dans le gaz naturel forment des hydrates. L'un des problèmes dans la production, le traitement et le transport du gaz naturel et des liquides dérivés du gaz naturel est la formation d'hydrates. Les hydrates coûtent à l'industrie du gaz naturel des millions de dollars chaque année. En fait, des incidents individuels peuvent coûter 1 000 000 \$ ou plus selon les dommages causés. Il y a aussi un prix humain à payer à cause des hydrates. Malheureusement, il y a eu des décès directement ou indirectement associés aux hydrates et à leur mauvaise manipulation. Cependant, l'importance des hydrates de gaz naturel n'était pas apparente dans les premières années de l'industrie du gaz.

Dans les premières années de l'industrie du gaz naturel, le gaz était produit et livré à des pressions relativement basses. Ainsi, les hydrates n'ont jamais été rencontrés. Au XXe siècle, avec l'expansion de l'industrie du gaz naturel, la production, le traitement et la distribution du gaz sont devenus des opérations à haute pression. Sous pression, il a été découvert que les pipelines et l'équipement de traitement étaient obstrués parce qu'ils semblaient être de la glace, sauf que les conditions étaient trop chaudes pour que la glace se forme. Ce n'est qu'au cours des années 1930 que Hammer Schmidt (1934) a clairement démontré que la « glace » était en fait des hydrates de gaz, et que les hydrates étaient un mélange d'eau et des composants du gaz naturel. Dans l'industrie pétrolière, le terme « hydrate » est réservé aux substances qui sont généralement gazeuses à température ambiante. Cela inclut le méthane, l'éthane, le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène. Cela conduit au terme « hydrates de gaz » et conduit également à l'une des idées fausses populaires concernant ces composés. On croit généralement que les liquides non aqueux ne forment pas d'hydrates. Cependant, les liquides peuvent également former des hydrates. Un exemple d'un composé qui est liquide à température ambiante, mais qui forme un hydrate, est le dichlorodifluorométhane (Fréon 12).

Par conséquent, une compréhension approfondie des propriétés et des caractéristiques de l'eau est essentielle pour une meilleure compréhension des hydrates de gaz avant de commencer leur étude détaillée [49].

## III.2. Eaux de gisements

Les eaux des réservoirs proviennent de l'aquifère sous-jacent. Le mouvement de cet aquifère (la poussée des eaux) aide à atténuer le déclin de pression du réservoir. La présence d'eau est responsable non seulement de la formation d'hydrates, mais aussi de dépôts dans les puits de production par la cristallisation des sels dissous. La salinité des eaux des réservoirs varie de quelques centaines de parties par million pour les eaux douces à plus de 400 grammes par litre pour certaines saumures [50].

### ❖ Solubilité du gaz naturel dans l'eau

Les gaz naturels présentent une faible solubilité dans l'eau, même sous des pressions élevées. Cette solubilité varie en fonction de la pression et de la température. En règle générale, la solubilité des hydrocarbures diminue considérablement avec l'augmentation du nombre de carbones à une pression et une température donnée. L'effet de la pression n'est significatif que pour les hydrocarbures les plus légers [51].

Par exemple : la solubilité du butane (en fraction molaire d'hydrocarbure x 103) à 104 °C et 69 bars est d'environ 0,15 celle du propane est de 0,3 dans les mêmes conditions et elles varient peu avec la pression. La solubilité de l'éthane est autour de 0,6 et varie modérément avec la pression alors que celle du méthane est égale à 1,0 et varie fortement avec la pression. Si on s'intéresse maintenant à la solubilité de l'eau dans les hydrocarbures liquides, on s'aperçoit que la solubilité augmente cette fois avec le nombre de carbones à l'exception du cas du propane (Voir les figures III.1 et III.2) [52].

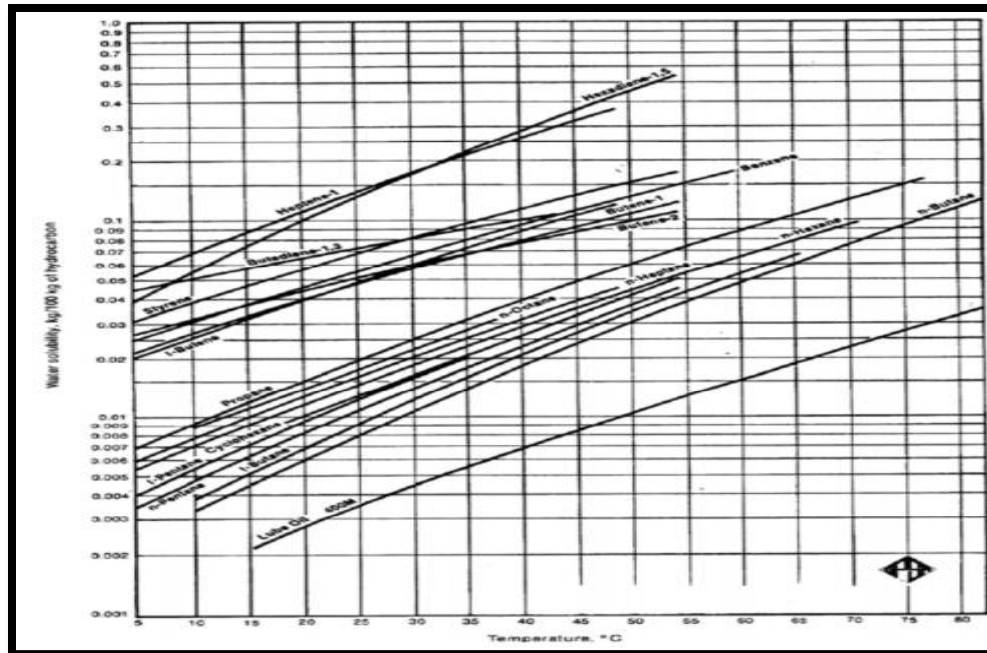


Figure III.1: Solubilité de l'eau dans les hydrocarbures liquides [62].

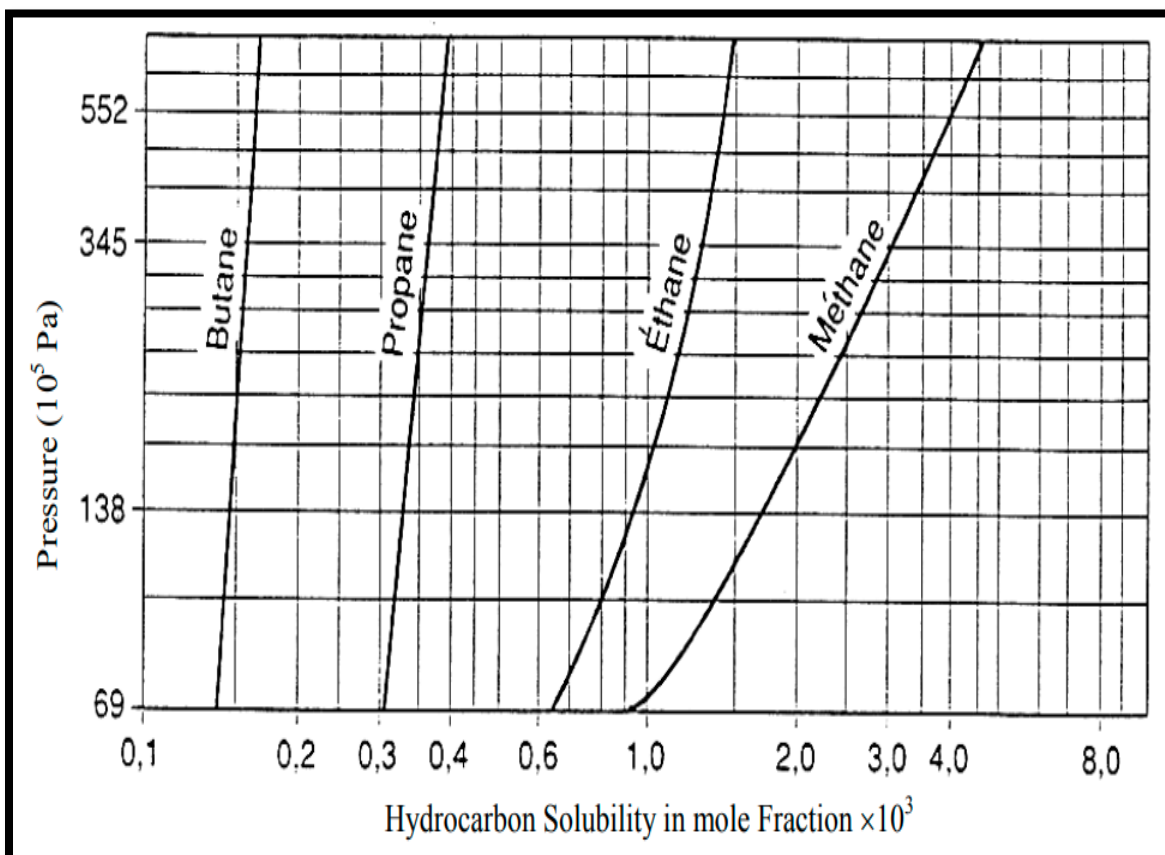


Figure III.2 : Solubilité des hydrocarbures à 377,59 K (de Brooks et al, 1951) [61].

### III.3. Hydrates

#### III.3.1. Bref historique des hydrates

- ❖ Les hydrates ont été découverts pour la première fois par Humphrey Davy et Michael Faraday alors qu'ils étudiaient une solution de chlore et d'eau. Ils ont été surpris de constater la formation d'un solide ressemblant à de la glace, même à des températures bien au-dessus de celles auxquelles la glace se forme normalement. Cela les a conduits à la découverte d'une substance spéciale. Pendant tout le XIXe siècle, les hydrates sont restés principalement une curiosité.
- ❖ Plus tard, De Forcrand et Villard ont découvert plusieurs substances formant des hydrates.
- ❖ En 1930, Hammer Schmidt a expliqué que les pipelines à haute pression se bouchaient en raison de la formation d'hydrates.
- ❖ Au milieu du XXe siècle, l'industrie du gaz naturel en Amérique du Nord a intensifié la recherche sur les conditions favorables à la formation d'hydrates. La plupart de ces recherches ont été menées à l'Université du Michigan sous la direction de Katz.
- ❖ Entre 1940 et 1950, Von Stackelberg a étudié la structure des hydrates en les caractérisant par la diffraction des rayons X.
- ❖ En 1959, Vander Waals et Platteeuw ont été les premiers à publier un modèle thermodynamique rigoureux permettant de prédire la température de formation des hydrates à une pression donnée [54].

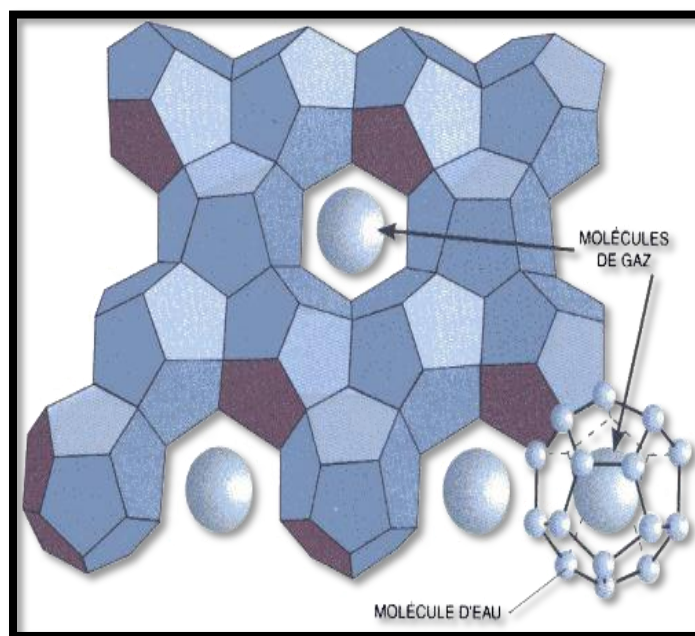
#### III.3.2. Définition des hydrates

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

clathrates formées sont appelés hydrates. La configuration spatiale des molécules d'eau dans un réseau cristallin d'hydrates est différente de celle de la glace, sachant que dans les réseaux, chaque molécule d'eau est reliée à quatre autres molécules d'eau. La glace, sous les conditions normales de température et de pression, a une structure hexagonale. Les molécules d'eau dans la glace forment des canaux ininterrompus tandis que ces molécules, dans le cas de l'hydrate forment des cavités ayant une taille relativement grande. Les cavités formées sont stabilisées par les molécules du gaz retenues dans les encages. Les figures III.3 et III.4 représente la structure de la glace et le motif de base de la structure des hydrates.

Les hydrates dans certaines conditions se forment avec les hydrocarbures suivants  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  et également  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ . On distingue deux formes d'hydrates :

- ❖ Hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne courte (C1, C2,  $\text{CO}_2$ ).
- ❖ Hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne longue (C3, C4) [55, 56].



**Figure III.3** : Structure d'hydrate [57].

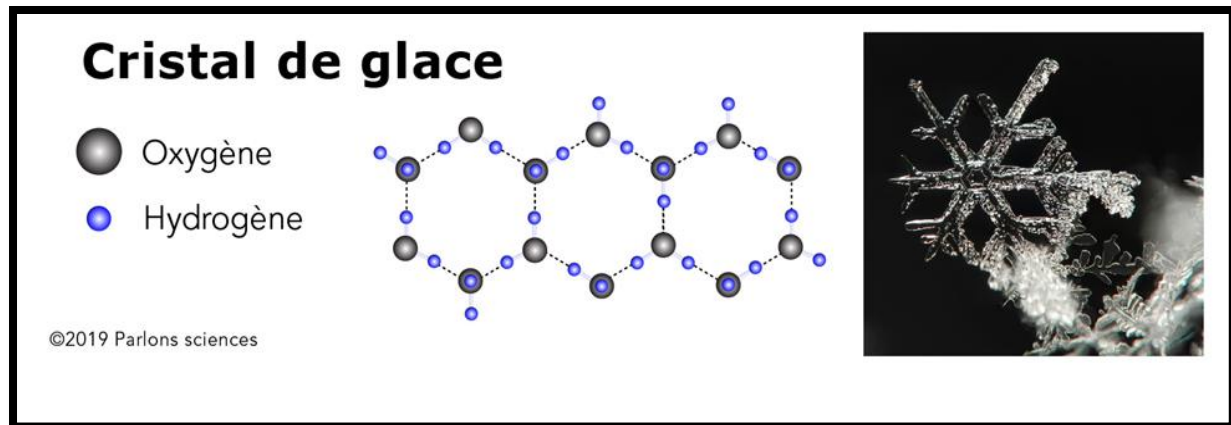


Figure III.4 : Structure cristalline de glace [58].

### III.3.3. Cavités des hydrates

Les molécules hôtes sont emprisonnées dans des cavités, ou cages, dont les faces sont délimitées par des molécules d'eau. Les molécules d'eau étant liées de telle façon que chaque molécule soit située au centre d'un tétraèdre formé par quatre molécules voisines, des cavités de différentes tailles peuvent apparaître. La plus simple est le dodécaèdre pentagonal, noté  $5^{12}$ , limité par douze faces pentagonales. Également, résultant de déformations mineures, d'autres types de cavités peuvent être créés :

- ❖ **La cavité  $5^{12}$  (Pentagonal Dodecahedra)** : Elle est limitée par douze faces pentagonales
- ❖ **La cavité  $5^{12}6^2$  (Tetrakaidecahedron)** : Elle est limitée par douze faces pentagonales et deux faces hexagonales.
- ❖ **La cavité  $5^{12}6^4$  (Hexakaidecahedron)** : Elle est limitée par douze faces pentagonales et quatre faces hexagonales.
- ❖ **La cavité  $5^{12}6^8$  (Icosahedron)** : Elle est limitée par douze faces pentagonales et huit faces hexagonales.
- ❖ **La cavité  $4^35^66^3$  (Irregular dodecahedron)** : Elle est limitée par trois faces carrées, six faces pentagonales et trois faces hexagonales [59].

La figure III.5 représenté les cinq types de cavités.

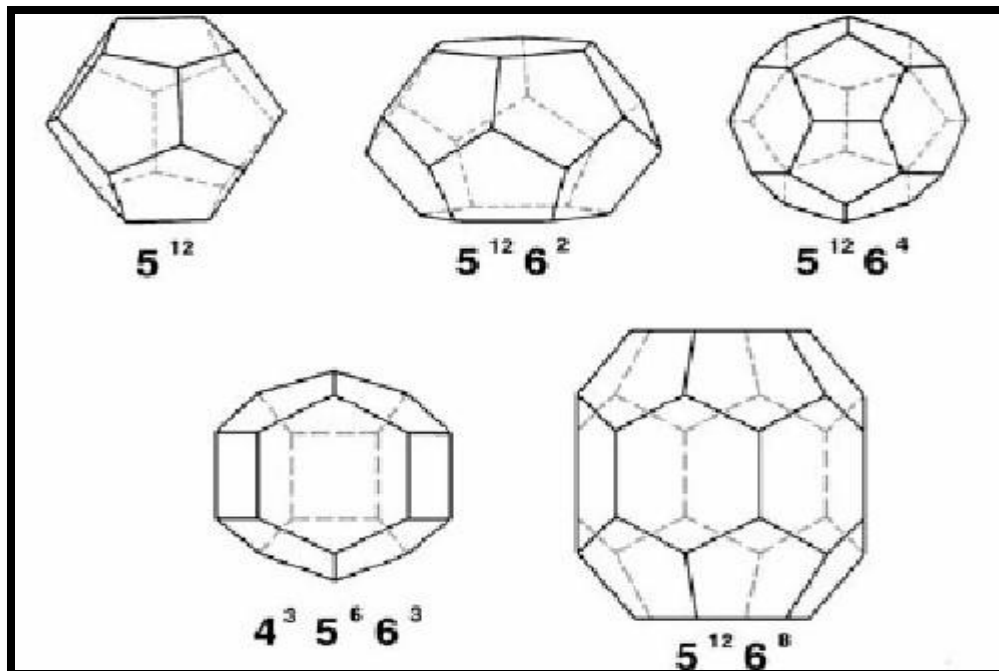


Figure III.5 : Géométrie des cavités  $5^{12}$ ,  $5^{12}6^2$ ,  $5^{12}6^4$ ,  $4^35^66^3$ ,  $5^{12}6^8$  [60].

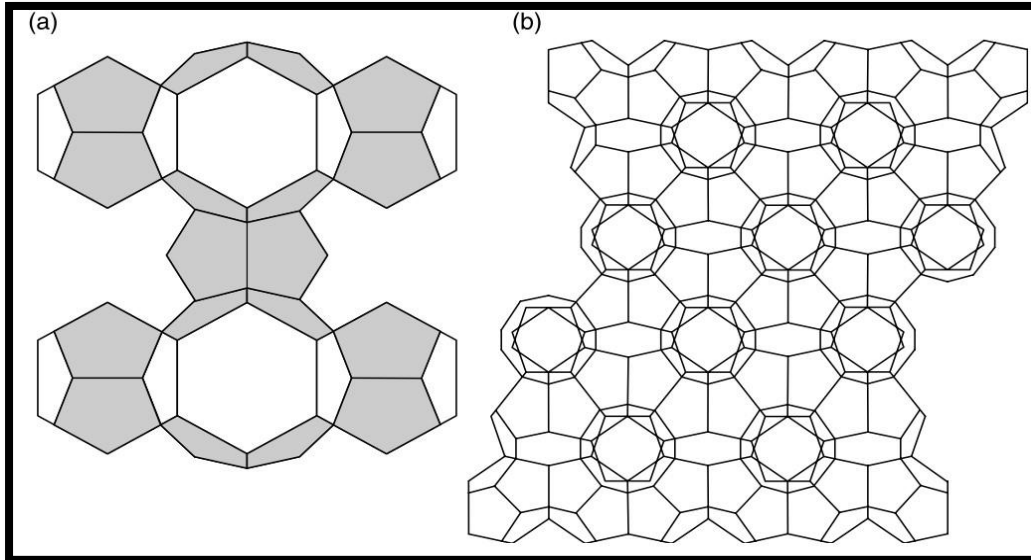
### III.3.4. Structures des hydrates

Il existe deux types des hydrates couramment rencontrés dans l'industrie pétrolière. Ceux-ci sont appelés type I et type II, parfois désignés sous les noms de structures I et II. Un troisième type d'hydrate qui peut également être rencontré est le type H (également connu sous le nom de structure H), mais il est moins fréquent [63].

#### III.3.4.1. Structure I (SI)

Voici la structure la plus simple des hydrates, constituée de 2 (Pentagonal Dodecahedra)  $5^{12}$  et de 6 (Tétrakaïdèdre)  $5^{12}6^2$ . Il n'y a que 46 molécules d'eau à l'intérieur de la structure I, et seulement 8 motifs polyédriques totalement inclus dans le cube. En présence d'un agent formateur d'hydrate, et dans le cas où cette molécule hôte occupe toutes les cages, la formule théorique serait  $X \cdot 5 \frac{3}{4} H_2O$ , mais il convient de noter que toutes les structures d'hydrate ne sont pas stœchiométriques, ce qui signifie qu'un hydrate stable peut se former sans qu'une molécule hôte occupe toutes les cages. Les molécules hôtes courantes pour cette structure incluent le  $CH_4$ , le  $CO_2$  et le  $H_2S$ .

Cette structure est composée de 46 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :  $2M1\ 6M2\ 46H_2O$ . M1 désigne une molécule occupant les cavités  $5^{12}$ , M2 désigne une molécule occupant les cavités  $5^{12}6^2$  [65]. Une vue schématique de cette structure est illustrée dans la figure III.6.



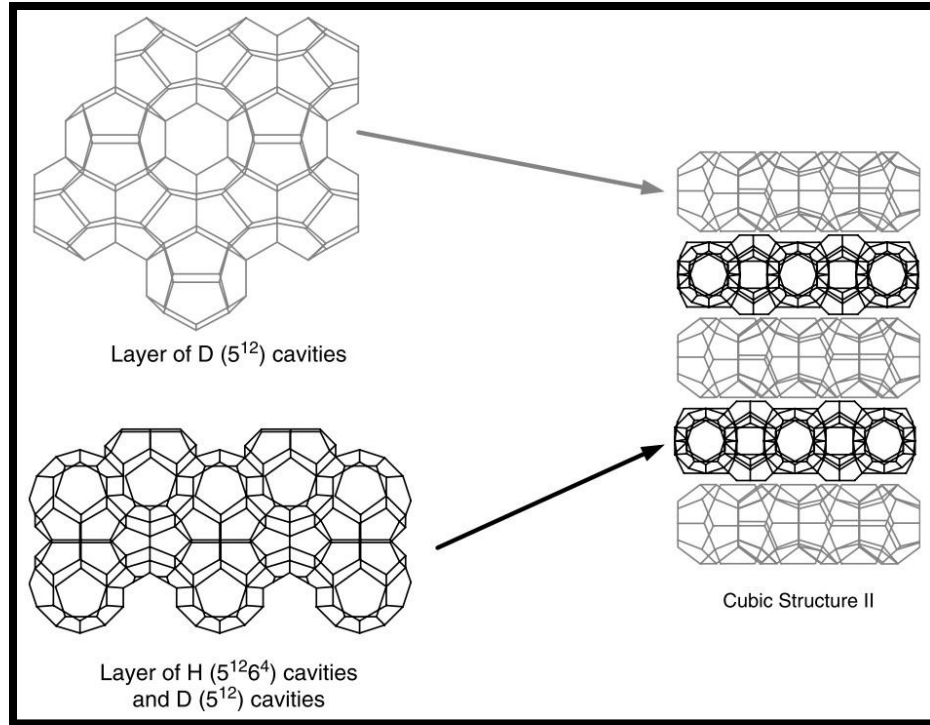
**Figure III.6 :** (a) Vue de la structure I de l'hydrate clathrate cinq polyèdres  $5^{12}$  sont connectés par deux polyèdres  $5^{12}6^2$ . (b) Vue bidimensionnelle de la structure I [64].

### III.3.4.2. Structure II (SII)

La structure du type II est composée de deux types de cages : 16 cavités de dodécaèdres ( $5^{12}$ ) et 8 cavités de hexakaïdécaèdres ( $5^{12}6^4$ ), et contient 136 molécules d'eau. Encore une fois, ce type n'est pas stœchiométrique. Si toutes les cages sont remplies de molécules invitées, la composition théorique serait  $X.5\ 2/3\ H_2O$ , et lorsque seules les grandes cages sont remplies, la composition est  $X.17\ H_2O$ . Les molécules invitées couramment connues pour cette structure sont l'azote, le propane et l'isobutane.

Cette structure est composée de 136 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :  $16M1\ 8M3\ 136H_2O$ .

M1 désigne une molécule occupant les cavités  $5^{12}$ , M3 désigne une molécule occupant les Cavités  $5^{12}6^4$  [67]. La figure III.7 montre le schéma de la structure des hydrates II.



**Figure III.7 :** Schéma de la structure des hydrates II [66].

### III.3.4.3. Structure H (SH)

Ce type est beaucoup moins courant que les structures SI et SII. Contrairement aux deux autres types, la structure SH est composée de trois cages : 3 dodécaèdres ( $5^{12}$ ), 2 dodécaèdres irréguliers ( $4^3 5^6 6^3$ ) et 1 icosaèdre ( $5^{12} 6^8$ ). Une autre caractéristique importante des hydrates de type SH est que, pour la formation de ce type, deux tailles de molécules sont nécessaires (pour stabiliser la structure). Les petites molécules telles que le méthane ou le sulfure d'hydrogène remplissent les petites cages ( $5^{12}$  et  $4^3 5^6 6^3$ ) et les grosses molécules, telles que le 2,2-diméthylbutane, remplissent les cavités  $5^{12} 6^8$  [68].

Cette structure est composée de 34 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :  
 $3M1\ 2M4\ 1M5\ 34H_2O$ .

M1 désigne une molécule occupant les cavités  $5^{12}$ , M4 désigne une molécule occupant les cavités  $4^3 5^6 6^3$ , M5 désigne une molécule occupant les cavités  $5^{12} 6^8$  [68]. La figure III.8 montre le schéma de la structure des hydrates H.

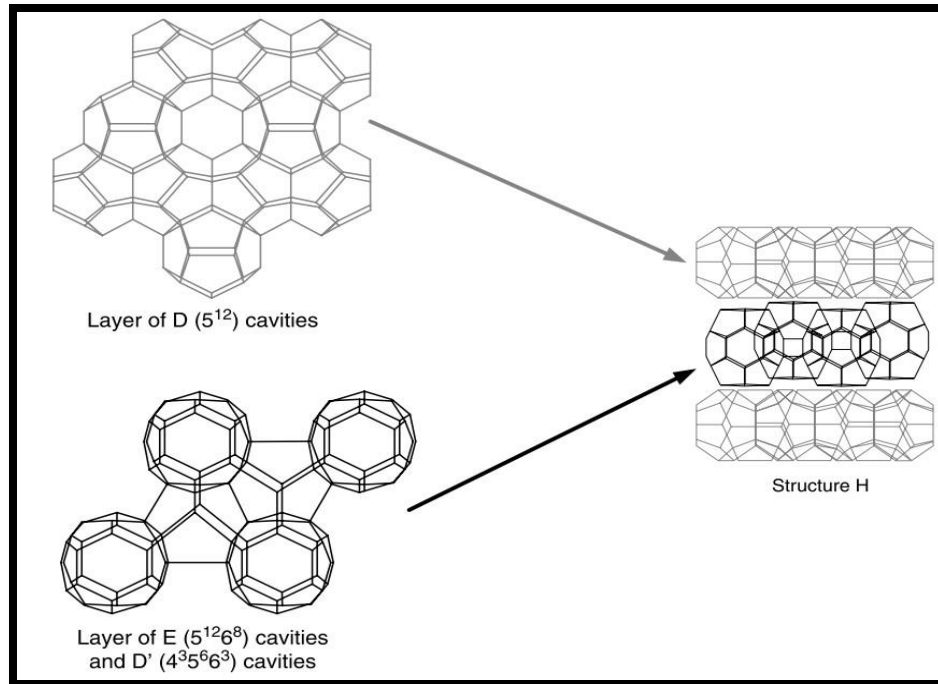


Figure III.8 : Schéma de la structure des hydrates H [49].

La figure III.9 montre comment les différentes cages sont arrangées pour former une cellule unitaire de chacune des trois structures les plus courantes.

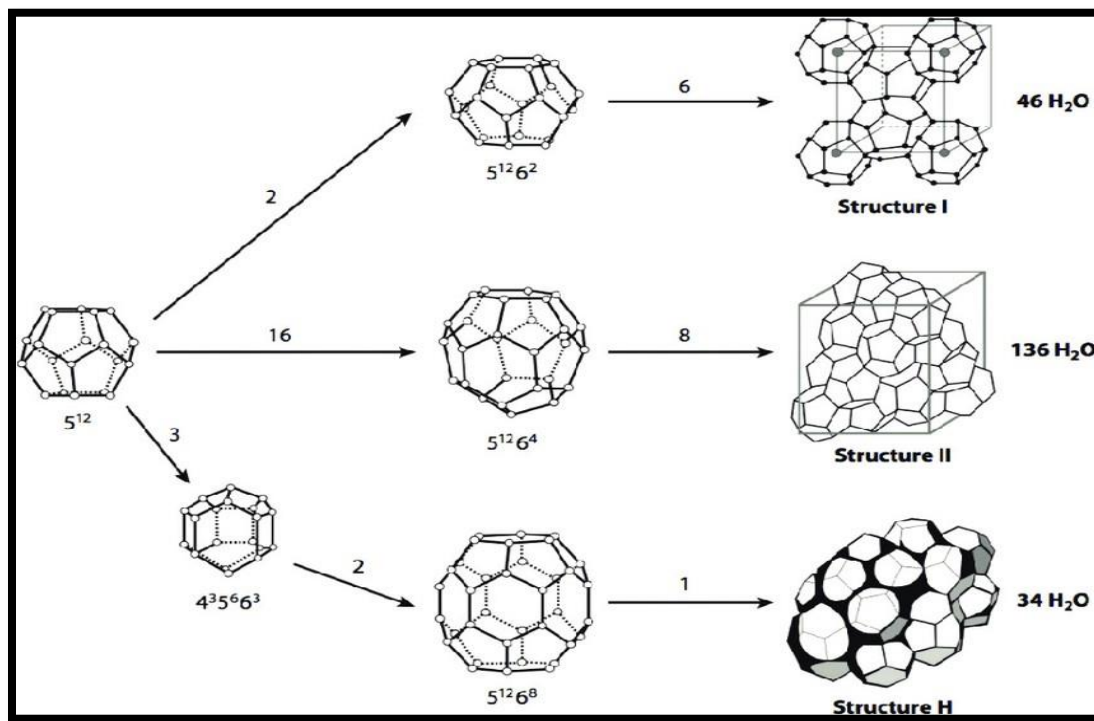


Figure III.9 : Combinaison de cages pour former chaque structure d'hydrate [69].

### **III.3.5. Conditions de formation des hydrates**

Pour qu'il y ait formation d'hydrates, la présence d'eau liquide a traditionnellement été considérée comme nécessaire. Cependant, cela n'est pas une condition absolue; si les conditions thermodynamiques nécessaires à la formation des hydrates sont réunies, l'absence d'eau liquide introduit une limitation d'ordre cinétique qui rend la formation d'hydrates improbable, sans toutefois l'exclure, notamment en présence de germes de nucléation.

De manière générale, la formation d'hydrates est favorisée par la présence de fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation, telles que des microcristaux d'hydrate et des particules solides (poussières, oxydes de corrosion). Elle est également favorisée par des facteurs augmentant la turbulence de l'écoulement, tels qu'une vitesse d'écoulement élevée, des pulsations de pression et toute forme d'agitation.

Pour éliminer les hydrates formés, il suffit en principe de fournir des conditions de température et de pression situées en dehors du domaine de formation des hydrates. Toutefois, la disparition des hydrates peut être relativement longue et difficile à obtenir. Des techniques telles que l'augmentation de la température, la réduction de la pression, ou l'utilisation d'inhibiteurs chimiques peuvent être nécessaires pour accélérer ce processus [70].

### **III.3.6. Courbe (P, T) de formation d'hydrates**

Pour un gaz naturel donné, en présence d'eau liquide, les hydrates se forment à une certaine température pour une pression spécifique. Les conditions de formation des hydrates dans un domaine (P, T) sont définies par une courbe qui sépare le plan en deux zones (Voir la figure III.10). La zone à hautes pressions et basses températures (à gauche de la courbe) est la zone de formation des hydrates. En revanche, la zone à basses pressions et hautes températures (à droite de la courbe) est la zone de non-formation des hydrates.

La compréhension précise de cette courbe de stabilité est essentielle pour la gestion des risques associés à la formation des hydrates dans les systèmes de production et de transport de gaz naturel [71].

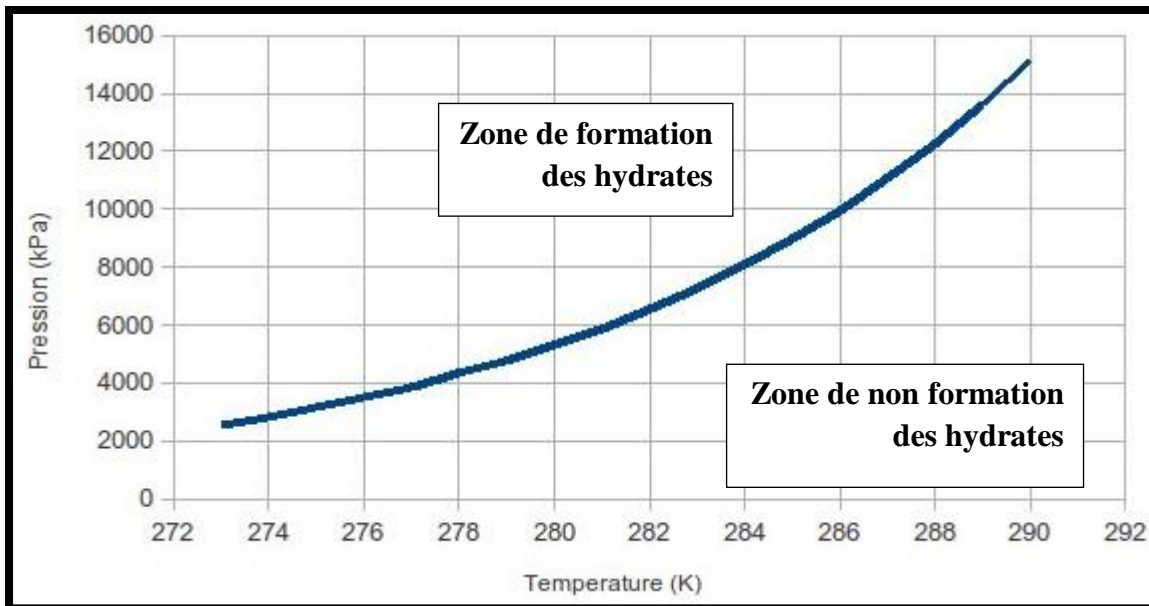


Figure III.10 : Courbe de formation des hydrates [72].

### III.3.7. Inconvénients des hydrates

Le principal inconvénient des hydrates est leur capacité à obstruer les conduites. Lors de la formation d'hydrates, un étranglement se crée, provoquant une détente qui génère une zone froide, accélérant ainsi rapidement le phénomène. En cas de bouchage d'une tuyauterie par les hydrates, aucun moyen mécanique standard de débouchage ne peut être utilisé efficacement. Si une intervention immédiate par injection d'inhibiteurs, tels que le glycol ou le méthanol, n'est pas effectuée, l'obstruction devient totale. Les techniques de prévention incluent l'injection continue d'inhibiteurs thermodynamiques pour abaisser le point de formation des hydrates, ainsi que l'utilisation d'inhibiteurs cinétiques pour ralentir leur croissance [73].



**Figure III.11** : Blocages d'hydrates de gaz formés dans un pipeline d'hydrocarbures sous-marin [73].

### III.3.8. Prévention des hydrates

La formation d'hydrate peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée, ou en abaissant la pression à une température donnée. Si c'est impossible, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs [74].

#### III.3.8.1. Contrôle des conditions opérationnelles

##### ❖ Chauffage

Le chauffage actif comprend le chauffage électrique et le chauffage par circulation de fluide dans un faisceau. Au niveau des lignes d'écoulement et des colonnes de production, le chauffage actif doit être appliqué avec une isolation thermique pour minimiser les besoins énergétiques.

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 [75].

#### ❖ Abaissement de la pression

Une baisse de pression effectuée à température constante représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toutefois, une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché.

Une dépressurisation ne permet d'éliminer un bouchon d'hydrates que si elle est menée de manière presque isotherme, ceci implique que la conduite ne soit pas isolée et que le processus de détente soit suffisamment lent. Si toutefois la perte de pression (perte de charge pour l'écoulement) se faisait en isotherme on sera évité la formation d'hydrates [76]. La figure III.12 illustre le principe de dissociation sur la courbe d'équilibre de l'hydrate de méthane.

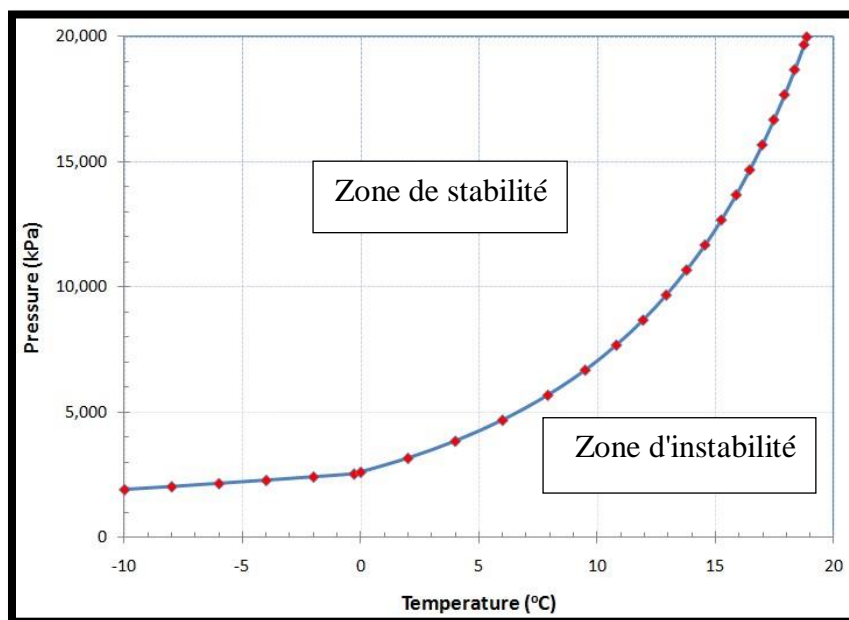


Figure III.12 : Principe de dissociation sur la courbe d'équilibre de l'hydrate de méthane [77].

### ❖ Utilisation d'inhibiteurs

#### a) Sels

Les électrolytes constituent des inhibiteurs très efficaces. Les sels en solution agissent par attraction des dipôles formés par les molécules d'eau ; les molécules d'eau tendent à s'associer avec les ions en solution, plutôt qu'à former un réseau autour des molécules de gaz en solution. De ce fait, la formation du réseau d'hydrates par les molécules d'eau nécessite à une pression donnée une température plus basse. Pour la même raison, la solubilité du gaz dans l'eau diminue. Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs correspondent aux cations suivants :  $Al^{+3}$ ,  $Mg^{+2}$ ,  $Ca^{+2}$ ,  $Na^+$ ,  $K^+$  [1].

La plupart des chlorures et notamment Na Cl, KCl,  $MgCl_2$ ,  $CaCl_2$ , et  $AlCl_3$  peuvent être utilisés comme inhibiteurs. Le chlorure de calcium est fréquemment choisi en raison de son efficacité et son faible coût. Les sulfates, notamment  $Na_2SO_4$ ,  $MgSO_4$ ,  $Al(SO_4)_3$  sont également employés. Enfin, l'utilisation des phosphates et en particulier le phosphate de sodium  $Na_3PO_4$  peut être envisagée.

En présence d'eau de gisement (eau produite), il est nécessaire de tenir compte des sels dissous pour évaluer les risques de formation d'hydrates. Par contre, en raison des risques de corrosion et de dépôts, les sels ne sont que peu utilisés en pratique comme inhibiteurs [77].

#### b) Alcools

Les alcools, notamment les glycols (EG, DEG, TEG) et le méthanol sont très largement utilisés comme inhibiteurs. Le mono éthylène glycol et celui qui prêle le mieux à inhibition des hydrates. En raison de sa masse moléculaire plus faible, il est plus efficace à une concentration massique fixée que le di-éthylène glycol et le tri-éthylène glycol.

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

Le méthanol est très fréquemment utilisé soit temporairement pour détruire un bouchon, soit en continu pour éviter la formation des hydrates. Le méthanol peu visqueux et n'est pas corrosif. Par contre, sa forte tension de vapeur entraîne des pertes importantes en phase gazeuse.

De plus, la régénération par distillation du méthanol est relativement coûteuse. De ce fait, le méthanol est souvent consommé en permanence, sans être récupéré [78].

### c) Autres inhibiteurs

**L'ammoniac** : c'est une base et c'est un inhibiteur très efficace mais il est corrosif, toxique en présence d'eau libre et il réagit avec le CO<sub>2</sub> pour donner du bicarbonate d'ammonium (solide). On peut utiliser l'ammoniac comme inhibiteur si le gaz est dépourvu de CO<sub>2</sub>. L'ammoniac attaque en plus le cuivre. Sa tension de vapeur est élevée et il est difficile à récupérer, c'est pour toutes ces raisons qu'il n'est pas utilisé [78].

**La monoéthanolamine** : elle a été préconisée comme inhibiteur. A une concentration massique donnée, elle s'avère plus efficace que le diéthylène glycol (DEG). Son utilisation peut être intéressante si le même solvant est utilisé à l'issue de l'étape de transport pour désacidifier le gaz [62].

## III.4. Méthodes de déshydratation

La déshydratation est le processus utilisé pour éliminer l'eau du gaz naturel et des liquides de gaz naturel (LGN). Elle est nécessaire pour :

- ❖ Prévenir la formation d'hydrates et la condensation d'eau libre dans les installations de traitement et de transport.
- ❖ Respecter une spécification de teneur en eau.
- ❖ Prévenir la corrosion.

La déshydratation des gaz est réalisée à travers différents types de processus.

### III.4.1. Séchage par refroidissement et/ou compression

La teneur en eau saturée du gaz baisse avec la montée de la pression ou la baisse de la température. Par conséquent la compression et/ou le refroidissement sont généralement utilisés comme étape de pré-déshydratation, avant un procédé d'adsorption ou d'absorption.

Les gaz chauds saturés en eau peuvent être facilement séchés par refroidissement direct ou par compression suivi d'un refroidissement.

### III.4.2. Déshydratation par absorption

Cette méthode de déshydratation utilise le transfert de masse de la molécule d'eau dans un solvant liquide. Le séchage des gaz est assuré dans ce cas par lavage à contrecourant dans une colonne avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, le gaz déshydraté sort en tête de colonne, le solvant sortant du fond de la colonne est régénéré par distillation pour le réutiliser.

Généralement les deux composés organiques utilisés sont, le Di-Ethylène Glycol (DEG) et le Tri-Ethylène Glycol (TEG). Ces deux solvants sont utilisés le plus souvent pour la déshydratation du gaz naturel dans les gazoducs plutôt que dans les usines cryogéniques. En général, les glycols sont limités aux applications où il est nécessaire d'avoir des points de rosée compris entre  $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$  et  $-500\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Le procédé de déshydratation par absorption est illustré dans la figure III.13.

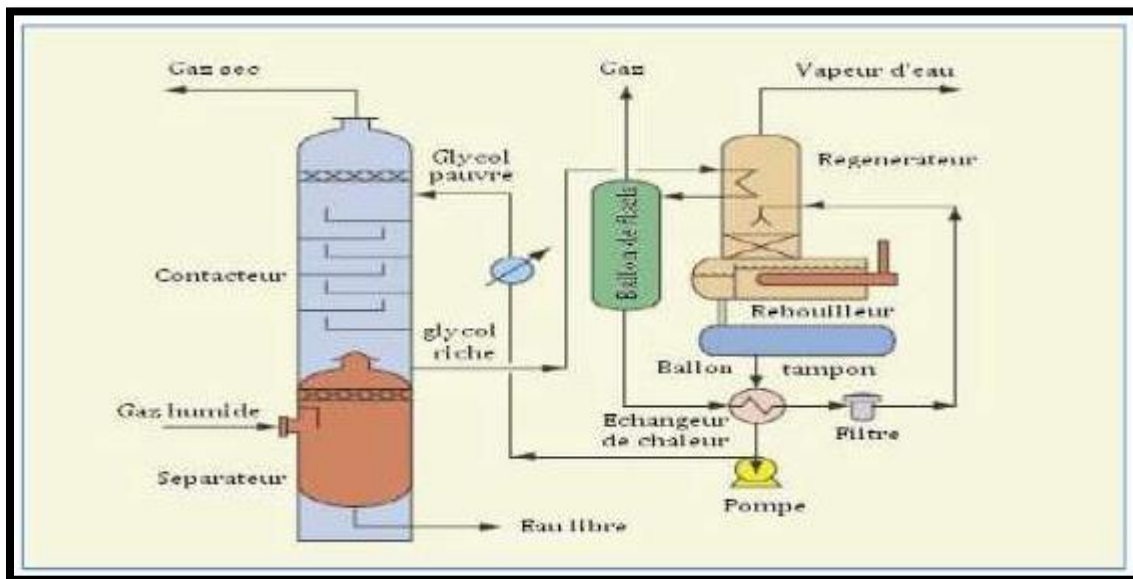


Figure III.13 : Procédé de déshydratation par absorption [79].

### III.4.3. Déshydratation par membrane

À l'heure actuelle, il n'existe pas de procédé industriel de déshydratation par membrane. Ce type de déshydratation permet de séparer des mélanges gazeux par transfert sélectif à travers une couche mince et continue d'un polymère sélectif, sous l'effet de différences de pression. Le

mélange gazeux à séparer, appelé perméat, est introduit sous haute pression (plusieurs dizaines de bars).

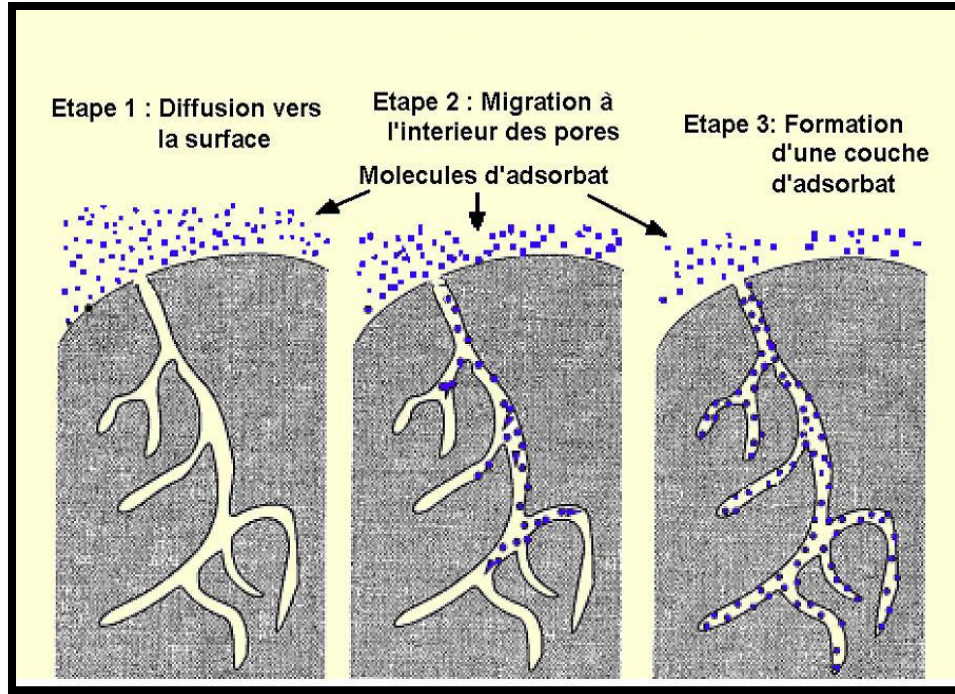
Le rétentat est récupéré à une pression proche de celle de l'alimentation, à l'exception des pertes de charge. Le perméat, quant à lui, est récupéré à une pression bien inférieure à celle de l'alimentation. Ce transfert repose sur la théorie de la diffusion [80].

#### **III.4.4. Déshydratation par adsorption**

L'adsorption est un phénomène de surface où les molécules d'un fluide se fixent à la surface d'un solide. Lorsque les molécules gazeuses entrent en contact avec une surface solide, la vapeur d'eau dissoute dans le gaz se condense d'abord dans les pores du solide, puis est maintenue à la surface des pores par des forces dépendant des réactions chimiques ou des interactions physiques. Le procédé fonctionne en deux étapes :

- ❖ Le gaz passe à travers un lit adsorbant où il est en contact direct avec l'adsorbant solide à la pression de service, ces derniers adsorbent les molécules d'eau contenues dans le gaz jusqu'à ce qu'ils soient saturés d'eau.
- ❖ Une fois saturés par l'eau adsorbée, les adsorbants solides doivent être régénérés (séchés) par désorption, le phénomène inverse [81].

La figure III.14 montre le schéma du déroulement de l'adsorption.



**Figure III.14** : Différentes étapes de l'adsorption.

D'une façon générale il existe deux types d'adsorption :

#### III.4.4.1. Adsorption physique

L'adsorption physique est basée sur l'action des forces de Van Der Waals dont l'influence ne s'étend que sur des distances négligeables à partir de la surface. Conformément au principe de LE CHATELIER, le processus étant en ce cas toujours exothermique, le volume de gaz adsorbé diminue lorsque la température augmente, et il est pratiquement nul dès que celle-ci atteint une centaine de degrés.

Pour cette raison, les expériences ont lieu généralement avec de l'azote au voisinage de son point d'ébullition ( $- 196 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ), on constate alors que le volume de gaz adsorbé augmente très rapidement avec la pression, pour obtenir un équilibre réversible.

La nature de l'adsorbant intervient peu sur l'importance du phénomène sauf par l'intermédiaire de sa surface. On constate toutefois que les solides polaires comme la silice ou l'alumine, adsorbent préférentiellement les gaz polaires comme la vapeur d'eau. Au contraire ; les charbons actifs, corps covalent, adsorbent mieux les gaz non polaires tel que l'azote, les gaz

nobles et les hydrocarbures. Les formes et les dimensions des molécules adsorbées jouent dans ce cas le rôle principal.

Les propriétés physiques de l'adsorbât, sa température de liquéfaction en particulier, ont une grande influence : les corps les plus facilement liquéfiables sont les plus fortement adsorbés. Ce sont aussi ceux chez lesquels les forces de Van Der Waals sont les plus intenses.

#### III.4.4.2. Adsorption chimique

Elle correspond à la formation de véritables liaisons chimiques par transferts électroniques entre les molécules de l'interface des deux phases. Ces liaisons sont covalentes, mais peuvent être aussi polarisées.

Ces gaz peuvent être récupérés par une élévation de température, accompagnée d'un pompage. La formation de ces liaisons chimiques explique que le phénomène n'apparaît le plus souvent qu'à des températures assez élevées (200 °C) et qu'ils ne deviennent réversibles qu'à des températures encore plus élevées. L'adsorption chimique augmente avec l'élévation de la température, elle est aussi irréversible [82].

### III.5. Types d'adsorbants

Le choix de l'adsorbant approprié dépend de sa structure interne des adsorbants. Les différences de structure, et par conséquent des propriétés adsorbants, sont directement liées à la nature de l'adsorbant ainsi qu'à la méthode de préparation utilisée [83].

Les adsorbants industriels doivent avoir les qualités suivantes :

- ❖ Une haute capacité d'adsorption.
- ❖ Une grande efficacité pour adsorber des substances de faibles concentrations.
- ❖ Une sélectivité élevée.
- ❖ Une aptitude à être facilement régénérés et utilisés de nouveau.
- ❖ Une grande inertie chimique.
- ❖ Un prix peu élevé.

Les adsorbants les plus utilisés sont :

**a) Charbons actifs**

Les charbons actifs sont des bons adsorbants pour les hydrocarbures et les matières organiques en général, ils sont surtout utilisés pour les récupérations des solvants. Cet adsorbant peut être préparé à partir d'un certain nombre de matières premières dont les principales sont : les coquilles de noix et le charbon, son traitement s'effectue thermiquement en absence d'air.

Les charbons actifs sont disponibles sous formes de granules. Et ils sont régénérés à une température qui ne doit pas dépasser les 150 °C. Photos des charbons actifs sont montrées dans la figure III.15.



**Figure III.15 :** Charbons actifs.

**b) Silices (silicagel :  $\text{SiO}_2, n\text{H}_2\text{O}$ )**

Le silicagel est disponible dans le commerce sous forme de poudre ou de grains de différentes granulométries, ce matériau peut être représenté par la formule  $(\text{SiO}_2.n\text{H}_2\text{O})$ . Il est amorphe et hautement poreux, avec des pores d'un diamètre estimé à 40 Å. Il a la plus grande capacité de tous les adsorbants : 40  $\text{KgH}_2\text{O} / 100\text{Kg}$  silicagel. Il est utilisé lorsque la concentration d'eau dans le gaz d'alimentation est très élevée et que le point de rosée du gaz

de sortie n'a pas à être inférieur à  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  (10 ppmv  $\text{H}_2\text{O}$ ). La figure III.16 illustre une photo du silicagel.



**Figure III.16 :** Silicagel.

**c) Oxydes d'aluminium ( $\text{Al}_2\text{O}_3 - n\text{H}_2\text{O}$ )**

Ils fabriqués à partir de bauxite par traitement thermique, les oxydes d'aluminium sont des corps extrêmement poreux, amorphes et partiellement hydratés. Ils sont couramment employés pour le séchage des gaz et l'élimination de l'eau dans les liquides. Ils ont une capacité d'adsorption plus faible que le silicagel mais ils peuvent sécher le gaz à un point de rosée de  $-75\text{ }^{\circ}\text{C}$  (1 ppmv  $\text{H}_2\text{O}$ ). La figure III.17 illustre une photo des oxydes d'aluminium.



**Figure III.17 :** Oxydes d'aluminium.

**d) Tamis moléculaires**

Ce sont des alumino-silicates de sodium ou de calcium qui ont subi un traitement thermique pour éliminer l'eau d'hydratation. Ils diffèrent des autres adsorbants par leur structure cristalline et par l'ouverture fixe et uniforme de leurs pores. Ils sont utilisés pour le traitement des gaz ou la déshumidification des liquides organiques.

Un tamis moléculaire est capable d'adsorber environ 10% de son poids en eau. Il est régénéré par un passage du gaz sec à 200 °C. Les tamis moléculaires sont présentés dans la figure III.18.



**Figure III.18 :** Tamis moléculaires.

**e) Adsorbants à base de polymères**

Les adsorbants à base des polymères organiques ont trouvé des applications pour l'élimination des composés organiques, la purification des eaux ou la fabrication des médicaments. Les polymères de base sont des polystyrènes, des esters polyacryliques ou des résines phénoliques [80].

**f) Zéolithes « tamis moléculaires »**

Ce sont des alumino-silicates de sodium ou de calcium qui ont subi un traitement thermique pour éliminer l'eau d'hydratation. Ils diffèrent des autres adsorbants par leur structure cristalline et par l'ouverture fixe et uniforme de leurs pores. Ils sont utilisés pour le traitement des gaz ou la déshumidification des liquides organiques [83].

Tous ces adsorbants sont caractérisés par un certain nombre de propriétés physiques, quelques-unes de ces propriétés sont regroupées dans le tableau III.1.

**Tableau III.1** : Propriétés physiques de certains adsorbants [83].

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

## III.6. Déshydratation par adsorption sur tamis moléculaires (Cas de Gassi Touil)

### III.6.1. Principe et description

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. Ils sont contrairement aux autres adsorbants leurs pores sont d'une précision uniforme en dimension, suivant la dimension de ces pores les molécules peuvent être facilement adsorbées, lentement adsorbées ou complètement rejetées.

Les tamis moléculaires sont des structures moléculaires cristallines, poreuses et complexes. Leur formule chimique est du type :  $M_{x/n}[(AlO_2)_x (SiO_2)_y]wH_2O$ .

Où :

**M** est un cation de valence **n**.

**x** et **y** des nombres entiers avec **y/x** égal ou supérieur à 1 et **w** le nombre de molécules d'eau par maille.

À cause de cette structure cristalline, les cavités qui communiquent entre elles, ont des dimensions extrêmement bien calibrées et toutes de même taille. Dépendant du diamètre des ouvertures de ces cavités, les molécules peuvent ou non pénétrer dans ces cavités. La propriété intéressante est que le diamètre des cavités est de l'ordre du dixième de nanomètre, donc de l'ordre de grandeur de petites molécules. Ils ont la particularité d'être relativement sélectifs.

Cette sélectivité de tamisage qui repose sur la taille des molécules à laquelle il a été ajouté une préférence sélective pour les molécules polaires ou polarisables, augmentée d'une haute capacité dans des larges conditions opératoires, donne aux tamis moléculaires un très haut degré de sélectivité d'adsorption [84]. Le tableau III.2 présente quelques types du tamis moléculaires.

**Tableau III.2** : Différents types du tamis moléculaires.

Type	Diamètre des pores (Å°)	Molécules adsorbées	Applications
<b>3A</b>	3	Diamètre effectif < 3Å° H <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	Séchage des liquides polaires (ex : méthanol)
<b>4A</b>	4	Diamètre effectif < 4Å° CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Séchage des vapeurs d'hydrocarbures insaturés
<b>5A</b>	5	Diamètre effectif < 5Å°	Séparer les paraffines normales des cycles hydrocarbonés par adsorption sélective
<b>10X</b>	8	Diamètre effectif < 8Å° Isoparaffines, oléfines, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Séparation des hydrocarbures pour le séchage des gaz et la purification de l'air

Cette sélectivité de tamisage qui repose sur la taille des molécules à laquelle a été ajoutée une préférence sélective pour les molécules polaires ou polarisables, donne aux tamis moléculaires un très haut degré de sélectivité d'adsorption. Les avantages des tamis moléculaires sont :

- ❖ Une dégradation lente avec le temps.
- ❖ La diminution de la capacité d'adsorption avec l'augmentation de la température est moins prononcée.
- ❖ Une capacité d'adsorption élevée à des concentrations faibles de l'adsorbat.
- ❖ Les tamis sont plus recommandés pour la déshydratation 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 continu.

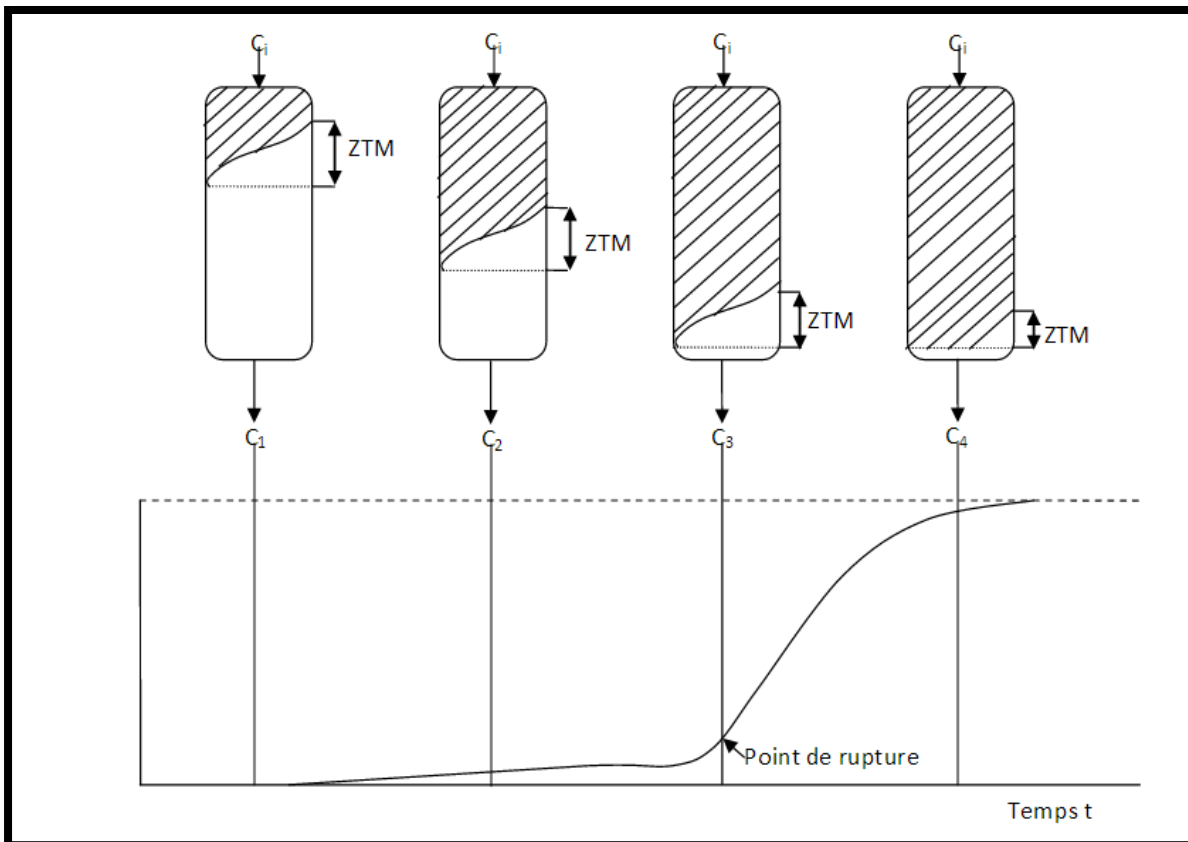
### III.6.2. Zone de transfert de masse

Le procédé d'adsorption le plus employé est l'adsorption dans un ballon, le gaz à déshydrater traverse un ballon rempli de tamis moléculaires en granulés. Le composé à adsorbé (l'eau) est fixé et retenu par les pores de tamis moléculaires sur une couche d'épaisseur relativement faible. Au fur et à mesure que le gaz hydraté continue d'entrer dans le ballon, cette couche se sature en eau et le gaz finit alors par se déshydrater sur le reste du tamis moléculaire.

L'adsorption se fait à chaque instant dans une zone bien définie du lit, à l'entrée de cette zone la teneur en eau du gaz est encore à son niveau de départ, tandis qu'à la sortie, ce niveau est réduit aux spécifications du gaz traité [85].

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 (Voir la figure III.19).

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



**Figure III.19 :** Avancement de la zone de transfert de masse dans la colonne.

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

- ❖ De la cinétique d'adsorption de l'adsorbat.
- ❖ Des caractéristiques thermodynamiques du fluide vecteur.
- ❖ De la vitesse linéaire superficielle.
- ❖ Des types, de la forme et de la granulométrie du tamis moléculaire.
- ❖ Des concentrations  $C_0$  et  $C_s$  [86].

### III.6.3. Régénération des tamis moléculaires

Un tamis moléculaire saturé peut retrouver sa capacité initiale par le procédé connu sous le nom de régénération. La régénération consiste à restituer au tamis moléculaire saturé sa capacité d'adsorption initiale par extraction des corps fixés dans la structure poreuse du tamis moléculaire à la fin de la phase d'adsorption. Afin de maintenir la continuité du procédé de déshydratation, le gaz à déshydrater est dirigé vers un autre déshydrateur précédemment régénéré.

Il existe dans le domaine de traitement du gaz quatre (04) méthodes de régénération à savoir [87] :

- ❖ Régénération par chauffage (Thermal Swing).
- ❖ Régénération par dépressurisation (Pressure Swing).
- ❖ Régénération par entrainement.
- ❖ Régénération par déplacement.

### III.6.3.1. Régénération par chauffage (Thermal Swing)

Cette méthode consiste à porter le déshydrateur à une température élevée, le corps adsorbé quitte la surface du tamis moléculaire et se retrouve rapidement éliminé par un courant gazeux qui traverse le déshydrateur du bas vers le haut. Ce type de régénération est réalisé à une température comprise entre 200 et 300 °C. Dans le cas de Gassi Touil la régénération est composée de trois phases :

- ❖ Une phase de chauffage (Heating).
- ❖ Une phase de refroidissement (Cooling).
- ❖ Et une phase de repos (stand-by).

Généralement phase de régénération peut prendre plusieurs heures, dans le cas de Gassi Touil, la durée de régénération est de 12 heures. Le cycle d'adsorption et de régénération (Gassi Touil) sont illustrés dans le tableau III.3.

**Tableau III.3 :** Cycle d'adsorption et de régénération (Gassi Touil).

	0 à 12 heures	12 à 24 heures	24 à 36 heures
<b>Sécheur n°1</b>	En service	En service	En régénération
<b>Sécheur n°2</b>	En service	En régénération	En service
<b>Sécheur n°3</b>	En régénération	En service	En service

### III.6.3.2. Régénération par dépressurisation (Pressure Swing)

Elle est basée sur la diminution de la capacité d'adsorption par abaissement de la pression, la température quant à elle demeure inchangée. Ce type de régénération est 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 et peut prendre quelques minutes.

### **III.6.3.3. 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.

### **III.6.3.4. 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.

## **III.7. Disposition des composants du lit**

La configuration interne des déshydrateurs est la suivante : Les déshydrateurs comportent au fond des charpentes et des grilles de support métalliques sur lesquelles repose une couche de 75 mm de billes de céramique ½'' et 75 mm de céramique ¼'', une grille de séparation sépare la céramique du lit de tamis moléculaires.

Une seconde grille sépare le lit de tamis de la couche supérieure de céramique 1'' d'une hauteur de 150 mm. La couche supérieure de céramique assure une bonne distribution du gaz à travers les déshydrateurs tandis que la couche inférieure est conçue pour absorber les chocs thermiques lors des passages de la phase d'adsorption à la phase de régénération (changement brusque de température). Le schéma simplifié du déshydrateur est présenté dans la figure III.20.

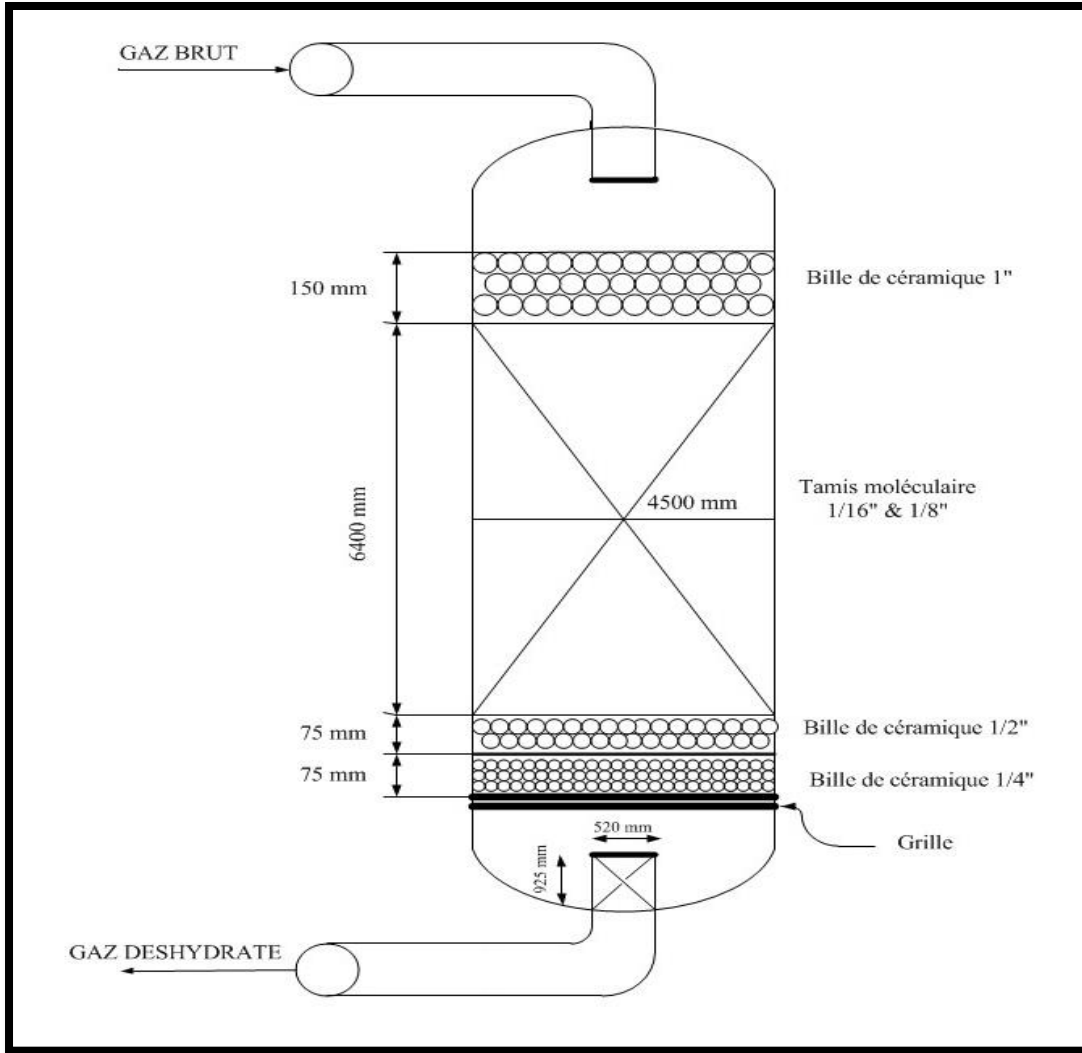


Figure III.20 : Schéma simplifié du déshydrateur [92].

### III.8. Schéma de la section de déshydratation

La figure III.21 représente un schéma simplifié de la section déshydratation du gaz.

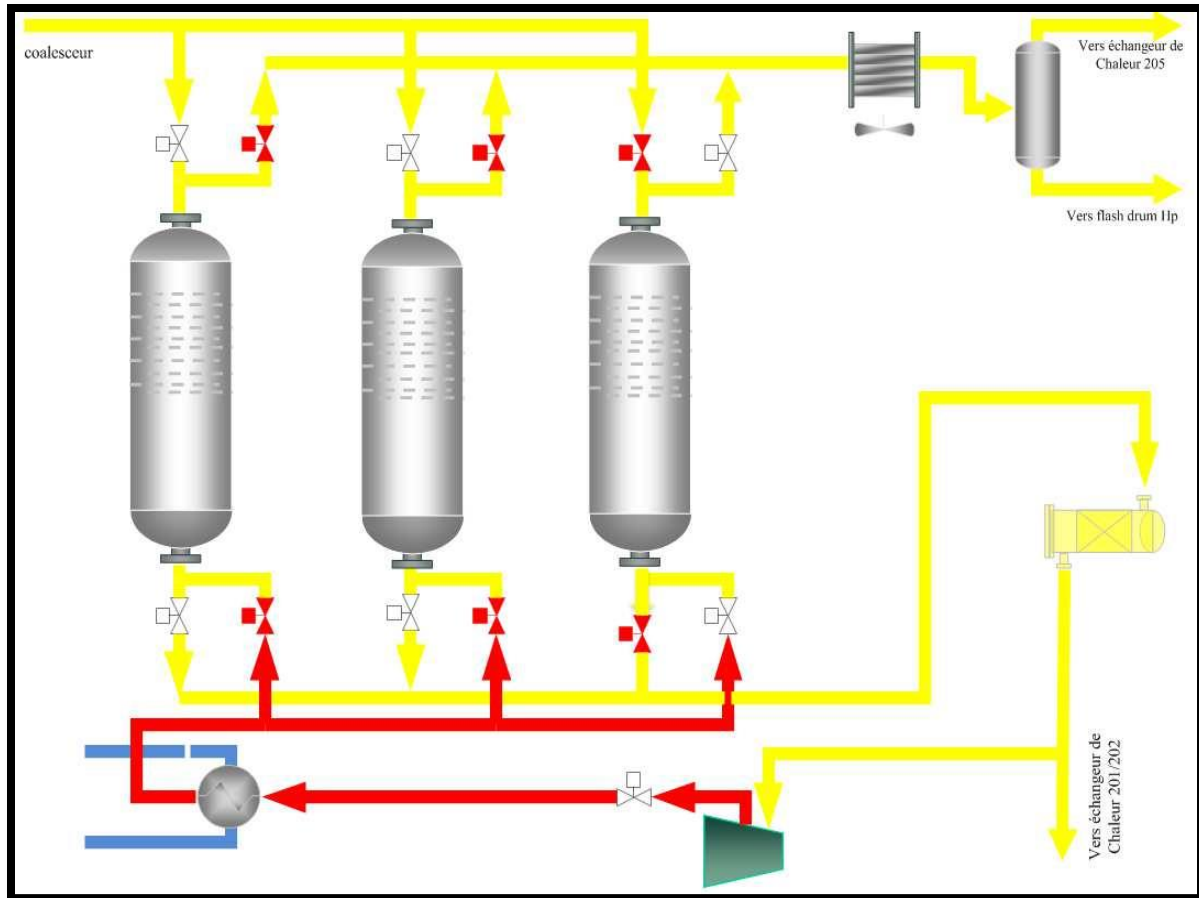


Figure III.21 : Schéma simplifié de la section déshydratation du gaz [5].

### III.9. Conclusion

Dans cette section, nous avons exploré en profondeur divers aspects relatifs aux hydrates de gaz naturel et aux méthodes de déshydratation. Cette étude a mis en évidence l'importance de comprendre et de contrôler les conditions de formation des hydrates de gaz naturel ainsi que les méthodes efficaces de déshydratation pour optimiser l'exploitation des gisements.

Le chapitre suivant portera les différents résultats et discussion de notre étude qui consiste la vérification des paramètres du design à travers le déshydrateur.

# Chapitre IV

*Résultats et discussion*

## IV.1. Introduction

Notre étude est axée sur le calcul et le suivi des différents paramètres du design à travers le déshydrateur implantés au centre de production (CPF) de la Direction Régionale de Gassi Touil.

## IV.2. Suivi des paramètres du design

Le suivi des paramètres du design consiste à déterminer :

- ❖ Le diamètre du lit.
- ❖ La hauteur du lit.
- ❖ La masse du tamis.
- ❖ Le débit de gaz de régénération.
- ❖ La perte de charge à travers le déshydrateur.

La méthode de calcul repose sur les données suivantes [90] :

- ❖ La composition de la charge.
- ❖ Le débit de la charge.
- ❖ Le temps de cycle choisis.
- ❖ La teneur en eau dans la charge.
- ❖ Mode et critères de régénération.

### Données sur les déshydrateurs (VK-24-101A/B/C)

**Charge :** Gaz brut

#### a) Fiche technique

- ❖ Nombre de sécheurs : trois (03) identiques (deux (02) en service et un (1) en régénération)
- ❖ Diamètre intérieur de la colonne : **4,5 m**
- ❖ La hauteur totale du lit : **6,4m**
- ❖ Temps de cycle : **36 heures**
  - Adsorption : **24 heures**
  - Régénération : **12 heures**

**b) Conditions opératoires du design**

- ❖ Pression : **68,6 bar**
- ❖ Température : **51,7 °C**
- ❖ Débit massique de gaz : **493001 kg/h** (entrée de sécheur).
- ❖ Débit volumique de gaz : **8126 m<sup>3</sup>/h**
- ❖ Teneur en eau : **3200 ppmv** (entrée sécheur)

**c) Données sur l'adsorbant**

- ❖ Tamis moléculaire : **Type JFO-8042 (UI-94)**.
- ❖ Masse volumique du tamis : **655 kg/m<sup>3</sup>**.
- ❖ Diamètre moyen des particules :
- ❖ **1/8" = 3,175 mm**
- ❖ **1/16" = 1,5875 mm**
- ❖ Masse d'adsorbant dans chaque sécheur : **66679 kg par sécheur**.

**d) Gaz de régénération**

La régénération du tamis moléculaire s'effectue par un gaz sec qui est soutiré du gaz déshydraté (gaz sortie du déshydrateur)

- ❖ Température de régénération : **275 °C**.
- ❖ Débit gaz de régénération : **76238Kg/h** [91].

**IV.2.1. Calcul du facteur de compressibilité Z****IV.2.1.1. Calcul des températures et pressions critiques du mélange**

Les températures et pressions critiques du mélanges sont calculés à partir des équations (IV.1) et (IV.2) :

$$T_{cm} = \sum Y_i T_{ci} \quad (\text{IV.1})$$

$$P_{cm} = \sum Y_i P_{ci} \quad (\text{IV.2})$$

Avec :

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

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

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

$P_{cm}$  : Pression critique du mélange.

$P_{ci}$  : Pression critique du constituant i.

Les résultats de températures et de pressions critiques du mélange sont représentés dans le tableau IV.1.

**Tableau IV.1** : Propriétés critiques du gaz naturel.

Composition	$Y_i\%$ (mol)	$Y_i$ (mol)	$T_{ci}$ (°K)	$P_{ci}$ (bar)	$Y_i * T_{ci}$	$Y_i * P_{ci}$
N <sub>2</sub>	2,12	0,0212	126,2	33,9	2,675	0,718
CO <sub>2</sub>	0,90	0,009	304,5	73,86	2,741	0,664
CH <sub>4</sub>	83,25	0,8325	190,5	46	158,591	38,29
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7,86	0,0786	305,2	49	23,989	3,85
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,98	0,0298	369,2	42,4	11,002	1,263
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,64	0,0064	407,2	36,5	2,606	0,233
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,89	0,0089	425	37,99	3,782	0,333
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,39	0,0039	461	32,2	1,798	0,125
n- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,28	0,0028	469,7	33,7	1,315	0,094
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,35	0,0035	507,6	29,9	1,777	0,104
nC <sub>7</sub> <sup>+</sup>	0,10	0,0010	540,3	27,2	1,837	0,092
H <sub>2</sub> O	0,25	0,0025	647,40	15,03	1,618	0,0375
Total	100	1			212,11	45,766

#### IV.2.1.2. Détermination de la pression et température réduites

- ❖ La température réduite du mélange est donnée par la relation (IV.3) [93] :

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

Où :

$T_{rm}$  : Température réduite du mélange.

$T$  : Température de service.

On aura :

$$T_{rm} = \frac{324,85}{212,11} = 1,53$$

- ❖ La pression réduite du mélange est donnée par la relation (IV.4) [93] :

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

Où :

$P_{rm}$  : Pression réduite du mélange.

$P$  : Pression de service.

On aura :

$$P_{rm} = \frac{68,6}{45,766} = 1,49$$

En utilisant l'abaque universel de l'annexe A à  $T_{rm} = 1.53$  et  $P_{rm} = 1.49$  ; nous trouvons :

$$Z = 0,86$$

### IV.2.2. Calcul de la densité relative du gaz

La densité relative du gaz se traduit par la relation (IV.5) [89]:

$$d_g = \frac{M_g}{M_{air}} \quad (\text{IV.5})$$

Où :

$M_g$  : Masse moléculaire du gaz en g/mol.

$M_{air}$  : Masse moléculaire de l'air.

On aura :

$$d_g = \frac{20,06}{29} = 0,69$$

### IV.2.3. Calcul de la masse volumique du gaz

La masse volumique du gaz est décrite par la relation (IV.6) :

$$\rho_g = \frac{PM_g}{ZRT} \quad (\text{IV.6})$$

Avec :

$P$  : Pression de service (Pa).

$M_g$  : Masse moléculaire du gaz.

$Z$  : Facteur de compressibilité.

$R$  : Constante de gaz parfait.

$T$  : Température de service (k).

On aura :

$$\rho_g = \frac{68,6 \times 10^5 \times 20,06 \times 10^{-3}}{0,86 \times 8,315 \times 324,85} = 59,37 \text{ kg/m}^3$$

#### IV.2.4. Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz

La vitesse d'écoulement du gaz se traduit par la relation (IV.7) [89] :

$$V = [-B\mu + [(B\mu)^2 + 4C\rho (\Delta P/L)]^{0,5}] / 2C\rho \quad (\text{IV.7})$$

Avec:

$\mu$ : Viscosité du gaz.

$\rho_g$ : Masse volumique du gaz.

B et C: Constantes qui dépendent du type de tamis composé des billes 1/8" et 1/16".

$$\mu = 0,014 \text{ cP}$$

$$\rho_g = 59,37 \text{ Kg/m}^3$$

B et C : Constantes qui dépendent du type de tamis composé des billes 1/8" et 1/16".

Les constants des tamis moléculaire 1/8" et 1/16" sont regroupé dans le tableau IV.2.

**Tableau IV.2** : Constantes des tamis B et C.

Type de tamis	B	C
1/8''	0,0893	$5,23 \times 10^{-7}$
1/16''	0,2945	$8,86 \times 10^{-7}$

Le dimensionnement est basé généralement sur une perte de charge estimée entre 3,5-7,5 Pa/m. Pour nos calculs, on prendra la perte de charge  $\frac{\Delta P}{L} = 3,5 \text{ Pa/m}$

❖ Pour le tamis 1/8" :

$$V = (0,0893 \times 0,014 + [(0,0893 \times 0,014)^2 + 4 \times 5,23 \times 10^{-7} \times 59,37 \times 3,5]^{0,5}) / (2 \times 5,23 \times 10^{-7} \times 59,37) = 316,84 \text{ m/h}$$

❖ Pour le tamis 1/16" :

$$V = (0,2945 \times 0,014 + [(0,2945 \times 0,014)^2 + 4 \times 8,86 \times 10^{-7} \times 59,37 \times 3,5]^{0,5}) / (2 \times 8,86 \times 10^{-7} \times 59,37) = 219,639 \text{ m/h}$$

Dans les déshydrateurs (VK-24-101A/B/C), on utilise les deux types 1/8 et 1/16 de tamis pour cela on calcule la vitesse moyenne :  $v_{moy} = 268,24 \frac{m}{h}$

#### IV.2.5. Débit volumique de gaz à la condition opératoire

En appliquant l'équation (IV.8) [93] :

$$q = \frac{Q}{\rho} \quad (\text{IV.8})$$

Avec :

$Q$  : Débit massique du gaz en kg/h

$\rho$  : Masse volumique du tamis en kg/m<sup>3</sup>

$$q = \frac{493001}{59,37} = 8303,87 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### IV.2.6. Calcul du diamètre minimum du déshydrateur

Le diamètre minimal du déshydrateur est donné par la relation (IV.9) [89] :

$$D_{min} = \sqrt{\frac{4 \times q_g}{\pi V}} \quad (\text{IV.9})$$

Avec:

$V$  : Vitesse moyen d'écoulement du gaz.

$q_g$  : Débit massique du gaz (entrée déshydrateurs).

Nous avons deux déshydrateurs fonctionnant en parallèle, donc le débit de gaz d'alimentation sera divisé en deux :

$$q_g = \frac{q}{2} \quad (\text{IV.10})$$

Où :

$q_g$  : Débit massique du gaz (entrée déshydrateurs).

$q = 8303,87 \text{ kg/h}$

On aura :

$$q_g = \frac{8303,87}{2} = 4151,935 \text{ m}^3/\text{h}$$

Finalelement :

$$D_{min} = \sqrt{\frac{4 \times 4151,935}{3,14 \times 268,24}} = 4,44 \text{ m}$$

Arrondir vers le haut à ( $D = 4,5 \text{ m}$ ) de diamètre, pour lequel  $V$  et sont ajustés comme suit :

$$= V_{\text{moy}} \left( \frac{D_{\text{min}}}{D_{\text{selecte}}} \right)^2 \quad (\text{IV. 11}) V_{\text{ajusté}}$$

Avec :

$V_{\text{moy}}$  : Vitesse moyenne m/h

$D_{\text{min}}$  : Diamètre minimum du déshydrateur

$$= 268,24 \left( \frac{4,44}{4,5} \right)^2 = 261,13 \text{ m/h } V_{\text{ajusté}}$$

#### IV.2.7. Calcul de la masse totale du tamis moléculaire nécessaire pour l'adsorption

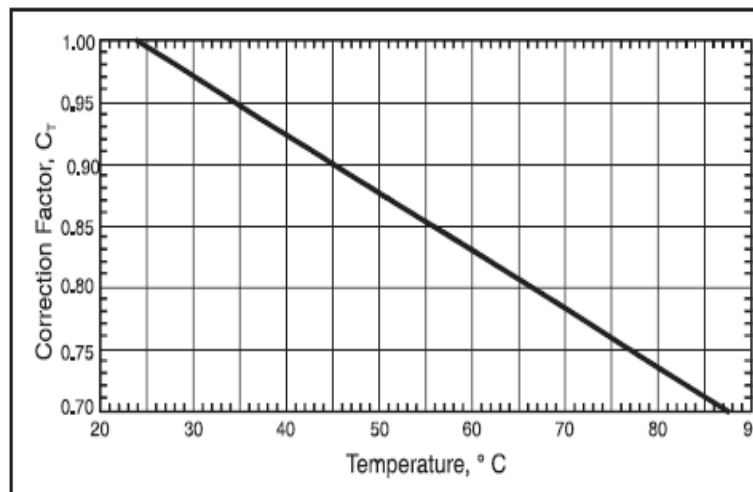
La quantité de tamis moléculaire nécessaire pour l'adsorption peut être calculée par la relation (IV.12) :

$$M_t = \frac{M_{\text{eau}}}{0,22 \cdot C_{\text{SS}} \cdot C_T} \quad (\text{IV.12})$$

Où :

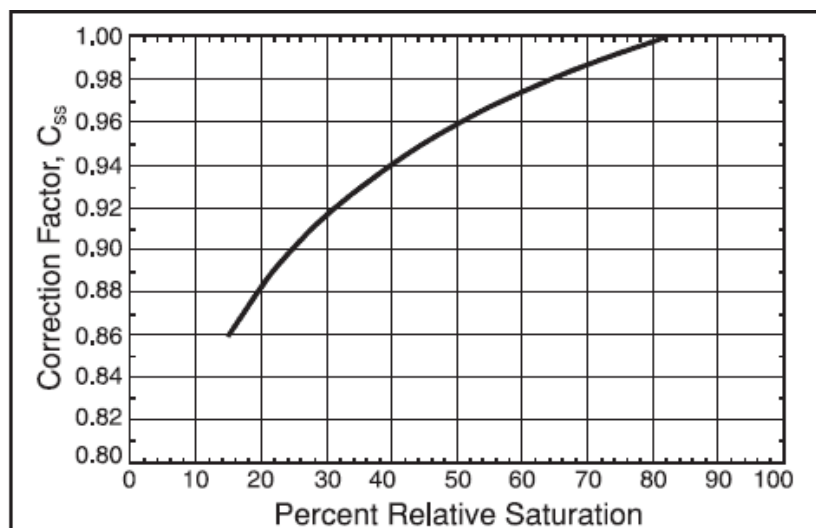
$M_{\text{eau}}$  : Quantité d'eau à adsorber pendant un cycle de 24h.

$C_T$  : Correction de la capacité du un mol tamis en fonction de la température (Voir la figure IV.1).



**Figure IV.1** : Correction de la capacité du tamis taupe en fonction de la température [89].

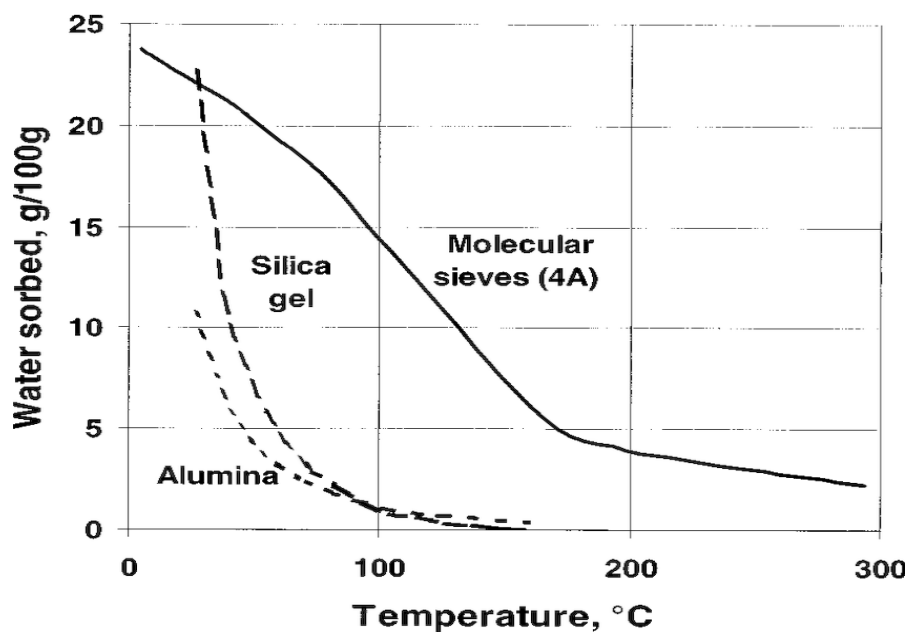
$C_{\text{SS}}$  : Correction de la capacité du un mol tamis pour saturation relative de l'eau (Voir la figure IV.2).



**Figure IV.2 :** Correction de la capacité du tamis taupe pour saturation relative de l'eau [89].

**0,22 :** (Température : 51,7 °C). La capacité d'adsorption théorique du tamis moléculaire type 4A° est de 22 kg d'eau / 100 kg de tamis. Selon le design, la capacité pratique d'adsorption est de **100%** donc :

$$Cap = 22 \text{ kg d'eau / 100 kg de tamis}$$



**Figure IV.3 :** Capacité d'adsorption théorique du tamis moléculaire type 4A° [88].

❖ Quantité d'eau à adsorber  $M_{eau}$ 

La quantité d'eau à adsorber pendant le cycle de 24 heures dans un déshydrateur est décrite par la relation (IV.13) [89] :

$$M_{eau} = 24 \times Q_{eau} \quad (IV.13)$$

Sachant que :

$$Q_{eau} = \frac{Q_g}{24 \times 2} \times Y_w \quad (IV.14)$$

Avec :

$Q_{eau}$  : Débit massique d'eau en kg/h.

$Y_w$  : Teneur en eau en  $kg/sm^3$ .

En utilisant l'abaque universel de l'annexe A à  $T = 51,7 \text{ °C} = 125,85 \text{ F°}$  et  $P = 68,6 \text{ bar} = 994,9589 \text{ psi}$ , nous trouvons :

$$Y_w = 1800 \times 10^{-6} \text{ kg/sm}^3$$

$Q_g$  : Débit de gaz en  $m^3 / j$

On aura :

$$Q_{eau} = \frac{13,9479609 \times 10^6}{2 \times 24} \times 10^{-6} \times 1800 = 523,045 \text{ kg/h}$$

Donc :

$$M_{eau} = 24 \times 523,045 = 12552,96 \text{ kg}$$

Donc :

$$M_t = \frac{12552,96}{0,22 \times 1 \times 0,87} = 65584,95 \text{ kg}$$

#### IV.2.8. Hauteur totale du lit

La hauteur totale du tamis moléculaire étant la somme des hauteurs de la zone d'adsorption et de la zone de transfert de matière. Elle donnée par la relation (IV.15).

$$H_T = H_{MTz} + (H_{ad}) \quad (IV.15)$$

##### IV.2.8.1. Hauteur de la zone de transfert de masse

La relation (IV.16) nous permet de calculer la hauteur de la zone de transfert de masse :

$$H_{mtz} = \left(\frac{V_{aj}}{d}\right)^{0,3} Z \quad (\text{IV.16})$$

Avec :

$Z$  : Constante pour les tamis moléculaires.

$V_{aj}$  : Vitesse ajusté du gaz en m/h.

$d$  : Densité.

Donc :

$$H_{mtz} = \left(\frac{261,13}{655}\right)^{0,3} 0,26 = 0,20 \text{ m}$$

#### IV.2.8.2. Hauteur minimale d'adsorption du déshydrateur

La hauteur d'adsorption est donnée par l'équation (IV.17) [89]:

$$H_{ad} = \frac{4 \times m_{tami}}{\pi \times D^2 \times d} \quad (\text{IV.17})$$

Avec :

$D$  : diamètre (m).

$d$  : Densité.

$m_{tami}$  : Quantité de tamis moléculaire.

$$H_{ad} = \frac{4 \times 65584,95}{3,14 \times 4,5^2 \times 655} = 6,2 \text{ m}$$

Donc :

La Hauteur totale de tamis moléculaire est :

$$H_T = H_{MTZ} + (H_{ad}) = 0,20 + 6.2 = 6.4 \text{ m}$$

#### IV.2.9. Epaisseur du déshydrateur

On calcule l'épaisseur par l'équation (IV.18) [89] :

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot SE - 1,2P} \quad (\text{IV.18})$$

Où :

$P$ : Pression design de service  $P_{design} = (110\%) P = 75,57 \text{ bar}$ .

$D$ : Diamètre selecte de déshydrateur.

$SE$  : contrainte de traction maximale  $SE = 1300 \text{ bar}$

On aura :

$$e = \frac{75,57 \times 4,5}{2 \times 1300 - 1,2 \times 75,57} = 0,130 \text{ m}$$

#### IV.2.10. Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur

Les pertes de charges à travers le lit de tamis moléculaire sont décrites par la relation (IV.19) [89] :

$$\frac{\Delta P}{H_{\text{ajusté}}} = \frac{\Delta P}{H_{\text{Design}}} \left( \frac{V_{\text{aju}}}{V_{\text{moy}}} \right)^2 \quad (\text{IV.19})$$

Où :

$\Delta P$  : Pertes de charge à travers le déshydrateur.

$H$  : hauteur totale du lit (m).

$V_{\text{ajusté}}$  : Vitesse ajusté d'écoulement du gaz m/h.

$V_{\text{moy}}$  : Vitesse moyen d'écoulement du gaz m/h.

On aura :

$$\frac{\Delta P}{H_{\text{ajusté}}} = 3,5 \times \left( \frac{261,13}{268,24} \right)^2 = 3,31 \text{ Pa/m}$$

Donc :

$$\Delta P = 3,31 \times H_T = 3,31 \times 6,4 = 21,184 \text{ kPa} = 0,21184 \text{ bar}$$

### IV.3. Calcul de débit de gaz de régénération

#### IV.3.1. Phase de chauffage

La quantité de chaleur fournie pour la régénération est égale à la chaleur nécessaire pour le chauffage du déshydrateur plein à une température initiale jusqu'à la température de régénération. Cette quantité de chaleur est la somme des énergies suivantes :

- ❖ Chauffage du lit de tamis moléculaire.
- ❖ Chauffage des billes de céramique.
- ❖ Chauffage de la colonne vide.
- ❖ Chauffage et désorption de l'eau.

- ❖ Chauffage et désorption des hydrocarbures liquides entraînés.
- ❖ Les pertes vers l'extérieur.

#### IV.3.1.1. Quantité de chaleur totale à fournir

Le facteur 2,5 corrige le changement de différence de température (entrée - sortie) à travers le lit avec le temps pendant la période de chauffage. Il suppose que 40% de la chaleur dans le gaz de régénération se transfère au lit, à l'acier du réacteur et à la perte de chaleur dans l'atmosphère, et le solde sort avec le gaz chaud. La quantité de chaleur totale à fournir est donnée par la relation (IV.20).

$$Q_f = 2,5 \times (Q_{tm} + Q_m + Q_c + Q_e + Q_p) \quad (\text{IV.20})$$

Où :

$Q_{tm}$  : Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaire.

$Q_m$  : Quantité de chaleur absorbée par le métal.

$Q_c$  : Quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique.

$Q_e$  : Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau.

$Q_p$  : Pertes de chaleur à travers le déshydrateur et les conduites.

#### IV.3.1.2. Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaire

La quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaire notée  $Q_{tm}$  est donnée par l'équation (IV.21) :

$$Q_{tm} = m_{tm} \times C_{p_{tm}} \times (T_{\text{régénération}} - T_{\text{adsorption}}) \quad (\text{IV.21})$$

Où :

$m_{tm}$  : Masse du tamis moléculaire contenu dans la colonne en kg.

$C_{p_{tm}}$  : Chaleur spécifique du tamis moléculaire en  $\text{kJ/kg k}^\circ$ .

$T_{\text{régénération}}$  : Température de régénération en  $\text{k}^\circ$ .

$T_{\text{adsorption}}$  : Température d'adsorption en  $\text{k}^\circ$ .

On aura :

$$Q_{tm} = 67401,4 \times 1 \times (548,15 - 324,85) = 15050732,62 \text{ kJ}$$

#### IV.3.1.3. Quantité de chaleur absorbée par le métal

La quantité de chaleur absorbée par le métal est décrite par la relation (IV.22) :

$$Q_m = m_m \times C_{p_m} \times (T_{\text{régénération}} - T_{\text{adsorption}}) \quad (\text{IV.22})$$

Où :

$m_m$  : Masse du déshydrateur vide.

$C_{p_m}$  : Chaleur spécifique du métal.

Donc :

$$Q_m = 179416 \times 0,5 \times (548,15 - 324,85) = 20031796,4 \text{ kJ}$$

#### IV.3.1.4. Quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique

La quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique est donnée par la relation (IV.23) :

$$Q_m = m_c \times C_{p_c} \times (T_{\text{régénération}} - T_{\text{adsorption}}) \quad (\text{IV.23})$$

Où :

$m_c$  : Masse totale de la céramique.

$C_{p_c}$  : Chaleur spécifique de la céramique.

Avec :

$$m_{\text{totale}} = 68000 \text{ Kg}$$

Donc la quantité de chaleur absorbée par la céramique est :

$$Q_c = 68000 \times 0,25 \times (548,15 - 324,85) = 3796100 \text{ kJ}$$

#### IV.3.1.5. Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau

La quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau est calculée par la relation (IV.24) :

$$Q_e = (m_e \cdot L) \quad (\text{IV.24})$$

Où :

$m_e$  : Quantité d'eau adsorbée par cycle (kg).

$L$  : chaleur latente d'évaporation de l'eau (kJ/kg).

Donc :

$$Q_e = (4200 \times 12552,96) = 52722432 \text{ kj}$$

#### IV.3.1.6. Pertes de chaleur à travers le déshydrateur et les conduites

Les pertes de chaleur à travers les parois du déshydrateur et les conduits sont estimées à **10%** de la quantité de chaleur globale calculée.

Donc la quantité de chaleur totale à fournir est donnée par la relation (IV.25) [92] :

$$Q_p = 0,1 \times (Q_{tm} + Q_m + Q_c + Q_e) \quad (\text{IV.25})$$

Donc :

$$Q_p = 9160106,1 \text{ kj}$$

Donc :

$$Q_f = 2,5 \times (15050732,62 + 20031796,4 + 3796100 + 52722432 + 9160106,1)$$

$$Q_f = 251902917,8 \text{ kj}$$

#### IV.3.1.7. Quantité de chaleur totale à fournir par heure

La quantité de chaleur totale à fournir par heure est calculée par la relation (IV.26) :

$$Q_{\text{chauffage}} = \frac{Q_{\text{fournie}}}{\text{durée de chauffage}} \quad (\text{IV.26})$$

La durée de chauffage est de **06** heures, donc :

$$Q_{\text{chauffage}} = \frac{251902917,8}{6} = 41983819,6341 \text{ kj/h}$$

#### IV.3.1.8. Débit de gaz de régénération en phase de chauffage

Le débit de gaz de régénération en phase de chauffage est calculé par la relation (IV.27) :

$$Q_{\text{gaz chauffage}} = \frac{Q_{\text{chauffage}}}{C_{p\text{chauffage}}(T_r - T_s)} \quad (\text{IV.27})$$

Où :

$Q_{\text{gaz chauffage}}$  : Débit de gaz de régénération.

$C_{p\text{chauffage}}$  : Chaleur spécifique du gaz de régénération.

$T_r$  : Température du gaz de régénération.

$T_s$  : Température du gaz service.

Donc :

$$Q_{\text{gaz chauffage}} = \frac{251902917,8}{2,7 \times (275 - 51,7)} = 69635,3 \text{ Kg/h}$$

### IV.3.2. Phase de refroidissement

#### IV.3.2.1. Quantité de chaleur totale à enlever

Dans la phase de refroidissement on ramène la température des colonnes de **275 °C** à **60 °C** ce qui fait qu'on doit éliminer les trois chaleurs suivantes [92] :

- ❖ Quantité de chaleur du tamis moléculaire =>  $Q_{r_{tm}} = 14491301 \text{ kj}$
- ❖ Quantité de chaleur du métal =>  $Q_{r_m} = 19287220 \text{ kj}$
- ❖ Quantité de chaleur des billes de céramique =>  $Q_{r_c} = 365500 \text{ kj}$

La quantité totale de refroidissement est décrite par l'équation (IV.28) :

$$Q_r = (Q_{r_{tm}} + Q_{r_m} + Q_{r_c}) \quad (\text{IV.28})$$

Donc :

$$Q_r = 14491301 + 19287220 + 365500 = 34144021 \text{ kj}$$

On a :

$$Q'_r = \frac{Q_r}{\Theta} \quad (\text{IV.29})$$

La durée de refroidissement  $\Theta$  est de **1,8** heures, donc :

$$Q'_r = \frac{34144021}{1,8} = 18968900 \text{ kj/h}$$

### IV.3.2.2. Débit de gaz de régénération en phase de refroidissement

Le débit de gaz de régénération en phase de refroidissement est déterminé à l'aide de la relation (IV.30) :

$$Q_{\text{gaz ref}} = \frac{Q_{r'}}{C_{p\text{ref}} \times \Delta T_{\text{ref}}} \quad (\text{IV.30})$$

Où :

$Q'_{\text{gaz ref}}$  : Débit de gaz de refroidissement.

$C_{p\text{ref}}$  : Chaleur spécifique du gaz de refroidissement.

$\Delta T_{\text{ref}}$  : Différence de température moyenne.

$$T_m = \frac{T_{rc} + T_{rf}}{2} = \frac{275 + 60}{2} = 167,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_{\text{ref}} = T_m - T_{rf} = 167,5 - 60 = 107,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Donc :

$$Q_{\text{gaz ref}} = \frac{18968900}{2,7 \times 107,5} = 65353,6 \text{ Kg/h}$$

En pratique, le débit de gaz de refroidissement est majoré de **10%** par rapport au débit est calculé par la relation (IV.31) :

$$Q'_{\text{gaz ref}} = \frac{Q_{\text{gaz ref}}}{1,1} \quad (\text{IV.31})$$

On aura :

$$Q'_{\text{gaz ref}} = \frac{65353,6}{1,1} = 59412,4 \text{ Kg/h}$$

Le tableau IV.3 regroupe tous les résultats obtenus lors du dimensionnement du déshydrateur dans les conditions opératoires du design.

Tableau IV.3 : Résultats du calcul.

Paramètres	Résultats
Le facteur de compressibilité	0,86
La densité du gaz	0,69
La masse volumique du gaz en kg/m <sup>3</sup>	59,37
La vitesse moyend'écoulement du gaz en m/h	268.24
Le diamètre minimum de la colonne en m	4,44
La quantité d'eau à adsorber en kg/h	523,045
La quantité d'eau à adsorber pendant le cycle en kg	12552,96
La hauteur de la zone de transfert de masse en m	0,20
La hauteur minimale d'adsorption du déshydrateur en m	6.20
La hauteur totale du tamis en m	6.4
La masse totale du tamis moléculaire en kg	67401,7
Epaisseur du déshydrateur m	0,130
Les pertes de charge à travers le déshydrateur en bar	0,21184
La quantité de chaleur totale à fournir en kj	251902917,8
La quantité de chaleur totale à fournir en kj/h	41983819,6341
Le débit de gaz de régénération en phase de chauffage en kg/h	69635,3
Le débit de gaz de régénération en phase de refroidissement en kg/h	59412,4

#### IV.4. Comparaison des résultats du calcul avec ceux du design et actuel

Le tableau IV.4 représente une comparaison entre les résultats du calcul des déshydrateurs dans le cas calcul avec ceux du design et actuel.

**Tableau IV.4 :** Comparaison des résultats du cas calcul avec ceux du design et actuel.

Paramètres	Cas design	Cas actuel	Cas calcul
La température (°C)	51,7	41,4	51,7
La pression (bar)	68,6	67,9	68,6
Le diamètre de la colonne (m)	4,5	4,5	4,5
La hauteur totale du tamis en m	6,4	6,4	6,4
La masse totale du tamis moléculaire (kg)	66679	66679	65584,95
Les pertes de charge à travers le déshydrateur (bar)	0,5 max	0,2	0,21184
Débit de gaz de régénérationkg/h	74 682	72250	69635,3

#### IV.5 Discussion des résultats

D'après le tableau IV.4, on peut observer une légère différence entre les valeurs des paramètres du design et les valeurs calculées (La masse totale du tamis moléculaire (kg), les pertes de charge à travers le déshydrateur et le débit de gaz de régénération kg/h), ce qui suggère que la méthode de dimensionnement utilisée a été vérifiée parce que :

##### ❖ La température :

Cas actuel montre une température plus basse à 41,4 °C, ce qui peut indiquer des conditions opérationnelles réelles différentes de celles prévues dans le design et calcul. En réglant la température selon l'idée du pire des cas, on assure que le déshydrateur fonctionne de manière fiable et efficace même dans les conditions les plus défavorables. Cela garantit que le système pourra gérer les conditions normales avec une performance encore meilleure, offrant ainsi une opération plus stable, moins de risques de défaillance, et une meilleure efficacité globale.

Si le déshydrateur est optimisé pour le pire des cas, il devrait fonctionner de manière encore plus efficace lorsque les conditions sont moins sévères. Par exemple, à des températures inférieures à 51,7 °C, le système peut fonctionner avec une moindre consommation d'énergie, des pertes de charge réduites et une durée de vie prolongée des composants.

❖ **Le diamètre de la colonne et la hauteur totale du tamis :**

Les valeurs sont identiques entre le design, le cas actuel et le cas de calcul, ce qui signifie que les dimensions géométriques principales ont été définies avec précision et correspondent aux exigences opérationnelles.

❖ **La masse totale du tamis moléculaire :**

En analysant les données, il est évident que le tamis moléculaire installé dans le déshydrateur respecte les normes, d'après les calculs réalisés. L'écart entre les calculs et la masse nécessaire pour déshydrater le gaz pendant un cycle d'adsorption de 24 heures est de 66 679 kg/sécheur, alors que la masse calculée est de 65 584,95 kg/sécheur. La capacité en eau et le taux auquel les dessiccants solides adsorbent l'eau diminuent avec le vieillissement du matériau. L'objectif de la conception est d'installer suffisamment de dessiccant de sorte qu'après trois ans, la zone de transfert de masse soit au bas du lit à la fin de la période d'adsorption.

❖ **Les pertes de charge à travers le déshydrateur :**

La valeur estimée des pertes de charge (0,2-0,21184 bar) demeure en dessous de la limite établie par le fabricant (0,5 bar), car la perte de charge en fonctionnement peut augmenter jusqu'à atteindre le double de la valeur de conception sur une période de trois ans. Une perte de charge trop élevée, ajoutée au poids du lit, peut écraser le tamis. Si la perte de charge de conception dépasse 55 kPa, le diamètre du lit doit être augmenté et la quantité de tamis ainsi que les dimensions du réservoir doivent être recalculées.

❖ **Le débit de gaz de régénération :**

Il y a une différence notable entre le débit de gaz de régénération dans le design (74682 kg/h), le cas actuel (72250 kg/h) et le cas de calcul (69635,3 kg/h). Cette différence peut s'expliquer par l'augmentation de la masse totale du tamis moléculaire, ce qui réduit la quantité d'eau résiduelle et améliore la capacité d'adsorption. Cependant, le débit calculé reste dans les limites opérationnelles acceptables.

## **IV.6. Conclusion**

Le calcul et le suivi des différents paramètres du design à travers le déshydrateur ont permis de conclure que les déshydrateurs G11-24-101- A/B/C remplissent leur fonction sans aucun danger apparent, que ce soit dans le calcul ou dans la conception.

## *Conclusion générale*

## **Conclusion générale**

L'étude de la section de déshydratation de l'unité de traitement de gaz CPF nous a permis de vérifier le dimensionnement des sécheurs existants au sein de l'unité. Les calculs effectués montrent que les dimensions obtenues, ainsi que le temps de saturation, garantissent une efficacité optimale de la déshydratation. Le calcul de vérification confirme non seulement le design de l'unité récemment mise en exploitation, mais aussi l'importance cruciale de la déshydratation dans la production de Gaz de Pétrole Liquéfié.

Le séchage des déshydrateurs après un temps de service de 12 heures doit être conforme pour assurer une flexibilité opérationnelle des appareils de l'unité au niveau de la section cryogénique.

Notre étude souligne que la présence d'eau, sous forme liquide ou vapeur, peut entraîner des problèmes de corrosion et/ou de bouchage dus à la formation d'hydrates. Il est donc impératif de réduire la teneur en eau dans le gaz par séchage dans des déshydrateurs à tamis moléculaires, dimensionnés pour traiter une charge donnée en tenant compte des conditions climatiques très variables dans la région et au fil du temps.

Par ailleurs, nous avons observé que les causes du problème de teneur en eau en amont des déshydrateurs sont liées à la nature des gaz et à la charge du tamis moléculaire utilisé.

## *Références bibliographiques*

## Références bibliographiques

- [1].P. d. c. GTL, Documentation de champ GTL.
- [2]. scribd.com/document gassi-touil
- [3].alchetron.com/Gassi-Touil
- [4]. Projet de Reprise du champ Nezla sud (Réservoir TAGS) Sonatrach Gassi Touil service techniques puits.
- [5].Manuel opératoire de CPF Gassi Touil.
- [6].Documentation (Rapport interne SONATRACH) de champ CPF
- [7]. Manuel opératoire pour CPF, installations de traitement de gaz des champs de Gassi Touil, Projet Gassi Touil 2014, Sonatrach
- [8].Descriptif des contrôles, installations de traitement de gaz des champs de Gassi Touil, Projet Gassi Touil , Algérie, Sonatrach, 2014.
- [9].Ouargui, A. et Laouabdia, A., Calcule de vérification et optimisation de déshydrateurs de gaz de l'unité de GPL du complexe GASSI TOUIL. Mémoire de Master, Skikda, Algérie, 2020.
- [10]. Zaouia, S, Calcul de vérification et optimisation des déshydrateurs de gaz de l'unité de récupération de GPL. Mémoire de Master, 2017.
- [11]. Rojey, A., Durand, B., Jaffret, C., Jullian, S., et Valais, M., Le gaz naturel : production, traitement, transport. Paris, France, Editions Technip, 1994.
- [12]. Rojey, A., Le gaz naturel: de la production aux marchés. Paris, France, Editions Technip, 2013.
- [13]. Bouneb, R., et Ferhat, H., Détermination des nouveaux paramètres de fonctionnement du débutaniseur du Module 4 de Hassi R'mel avec une nouvelle charge. Mémoire de Master, Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES (FHC), Algérie, 2016.
- [14]. Amokrane, S., Analyse et valorisation des gaz naturel et gaz torches par les complexes de liquéfaction. Thèse de Doctorat, Université des sciences et de la technologie-Houari Boumediene (USTHB), Algérie, 2007.
- [15]. Technique de l'ingénieur, Traitement de gaz.
- [16]. Khezzane, A., Ahmouda, I., et Souda, E., Etude des propriétés du gaz naturel traité destiné aux procédés de liquéfaction de ce gaz. Mémoire de Master, Université Echahid Hamma Lakhdar EL Oued, Algérie, 2021.

- [17]. GNL101 Initiation au Gaz Naturel Liquéfié, SNC. LAVALIN, 2016.
- [18]. Gravier, J. F., Propriétés des fluides de gisement cours de production. Tome 2, Paris, France, Editions Technip, 1986.
- [19]. Bouguern, S., et Khelil, S., Étude de dimensionnement de déshydrateur au sein de complexe HAMRA de Sonatrach. Mémoire de Master, Université Aboubakr Belkaïd-Tlemcen, Algérie, 2020.
- [20]. Ammoniac, <https://lelementarium.fr>.
- [21]. L'Association canadienne des producteurs pétroliers, Les utilisations du gaz naturel, <https://www.capp.ca>.
- [22]. New Fortress Energy, Les avantages du gaz naturel, <https://www.newfortressenergy.com>.
- [23]. Connaissance des énergies, Prospection / exploration gazière et pétrolière, <https://www.connaissancedesenergies.org>.
- [24]. Schema d'une opération, <https://www.researchgate.net/figure/Schema-dune-operation->  
.
- [25]. Abdoulaye, A., Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier. Thèse de Doctorat, Paris Tech-Institut de sciences et technologies, France, 2010.
- [26]. Qu'est-ce que la fracturation hydraulique, <https://parlonssciences.ca/ressources-pedagogiques/les-stim-expliquees/quest-ce-que-la-fracturation-hydraulique>.
- [27]. Ghebbache, M., et Serraya, M., Exploitation du gaz de schiste en Algérie. Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah d'Ouargla, Algérie, 2018.
- [28]. Puits de forage et forage, <https://www.crystal-sleeve.com/puits-de-forage-et-forage-p294160.html>.
- [29]. Clément, B., De Fosseux, E., Debien, F., Perret, J. P., Puyraimond, O., de Renéville, P., et Richard, M., GAZ NATUREL, Encyclopædia Universalis [en ligne], France, consulté le 26 avril 2023. URL : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/gaz-naturel/5-traitement/>.
- [30]. Traitement gaz et sa valorisation, <https://www.ten.com/fr/marches/traitement-gaz-et-sa-valorisation>.
- [31]. B. Housseem Eddine, B. Kamel, Les problèmes de la production de gaz dans la région de Hassi R'mel, Université de Ouargla, Algérie, 2019.

- [32]. Hammar, A., et Rahmani, S., Étude de l'influence de la variation du poids moléculaire des gaz d'alimentation sur le rendement de GPL produit. Université de Ouargla, Algérie, 2000.
- [33]. Revue de l'Institut Algérien du Pétrole, Volume 04, N° 01, Janvier 2010.
- [34]. Comité Français Butane Propane, GPL, Caractéristiques générales, Site web [www.cfbp.fr](http://www.cfbp.fr).
- [35]. Conférence sur le GPL Hassi Messaoud, janvier 2000.
- [36]. Gaz de pétrole liquéfiés, site web [www.naftal.dz](http://www.naftal.dz).
- [37]. Comité Français Butane Propane, GL carburant historique, site web [www.cfbp.fr](http://www.cfbp.fr).
- [38]. Horizon GPL, Installation et entretien des équipements GPL 59. LOOS. France, Site web.
- [39]. Agence Internationale de l'Energie (AIE/OCDE), Division des Statistiques de l'Energie.
- [40]. Les GPL – Primagaz – DRH/FOR – Novembre 2005.
- [41]. Installation LPG – Caractéristiques – site web.
- [42]. L'industrie pétrolière en 2004 édition 2005, [www.industrie.gouv.fr](http://www.industrie.gouv.fr).
- [43]. Azzoug, S., Le GPL Carburant , , Ingénieur en Raffinage et Péetrochimie. Site web [www.cder.dz](http://www.cder.dz).
- [44]. L'office national (Canadienne) de l'énergie 2005.
- [45]. Haslay, M., Les gaz de pétrole liquéfiés. Comité français du butane et propane dossier CFBP, 1996.
- [46]. Association Algérienne de l'industrie de gaz.
- [47]. P. Belov, Principes technologiques de synthèse pétrochimique, édition école supérieure Moscou, Russie, 1954.
- [48]. Résumé des journées scientifiques et techniques. Alger, Avril 1998.
- [49]. Carroll, J., NATURAL GAS HYDRATES A Guide for Engineers. Gas Liquids Engineering, édition troisième, Calgary, Canada, 2014.
- [50]. Menidjel, A., Déshydratation du GN régénération des amines. Séminaire, H. R'Mel, Algérie, 2010.
- [51]. Chapoy, A., Phase behaviour in water / hydrocarbon mixtures involved in gas production systems. Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, France, 2004.

- [52]. ABDENNOUCHE D, MOUHOUB F, Etude préventive de la formation des hydrates lors de la déshydratation du gaz naturel, Université Abderrahmane MIRA-Béjaia, Algérie, 2013.
- [53]. The structure of water: A historical perspective, Journal of Chemical Physics.
- [54]. Bouchafa, W., Mesure et modélisations des conditions de dissociation d'hydrates de gaz stabilisés en vue de l'application au captage du CO<sub>2</sub>. Thèse de Doctorat, Alger, 2011.
- [55]. Englezos, P., Clathrate hydrates. Ind. Eng. Chem. Res., 1993.
- [56]. Hydrates graph, jancovici.com.
- [57]. jancovici.com/hydrates\_graph2.png, 2005
- [58]. Structures cristal de glace, parlonssciences.
- [59]. Béatrice Cingotti. Etude du mécanisme d'action d'une famille de copolymères inhibiteurs cinétiques susceptibles de modifier la cristallisation des hydrates de méthane. Génie des procédés. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint Etienne; INP Grenoble, Français ,1999.
- [60]. Nejib Hamed. Etude de la cinétique de formation des hydrates de méthane dans les fluides de forage off-shore par analyse calorimétrique différentielle haute pression. Chimie. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, Français, 2006.
- [61]. W. B. Brooks, G. B. Gibbs, and J. J. Mcketta, Jr, Mutual solubilities of light hydrocarbon water systems, Petrol. Refiner, vol.30, France, 1951.
- [62]. Hadzihafizovic, D., Gas Dehydration. University of Sarajevo, Bosnia and Herzegovina 2024.
- [63]. Sloan, E. D., Jr., et Koh, C. A., Clathrate Hydrates of Natural Gases. Clathrate Hydrates of Natural Gases 3rd Edition , France, 2007
- [64]. Jeffrey, G. A., et McMullan, R. K., Progress in Inorganic Chemistry, Volume 8 (1967),
- [65]. Jeffrey, G. A., Hydrate Inclusion Compounds. Journal of Inclusion Phenomena, 1, 1984.
- [66]. Udachin, K., et Ripmeester, J. A., Proc. Fifth Int. Conf. on Gas Hydrates, Trondheim, Norway, 2005.
- [67]. G. A. Jeffreyv Hydrate inclusion compounds Chemistry, Materials Science Journal of inclusion phenomena1 September 1984

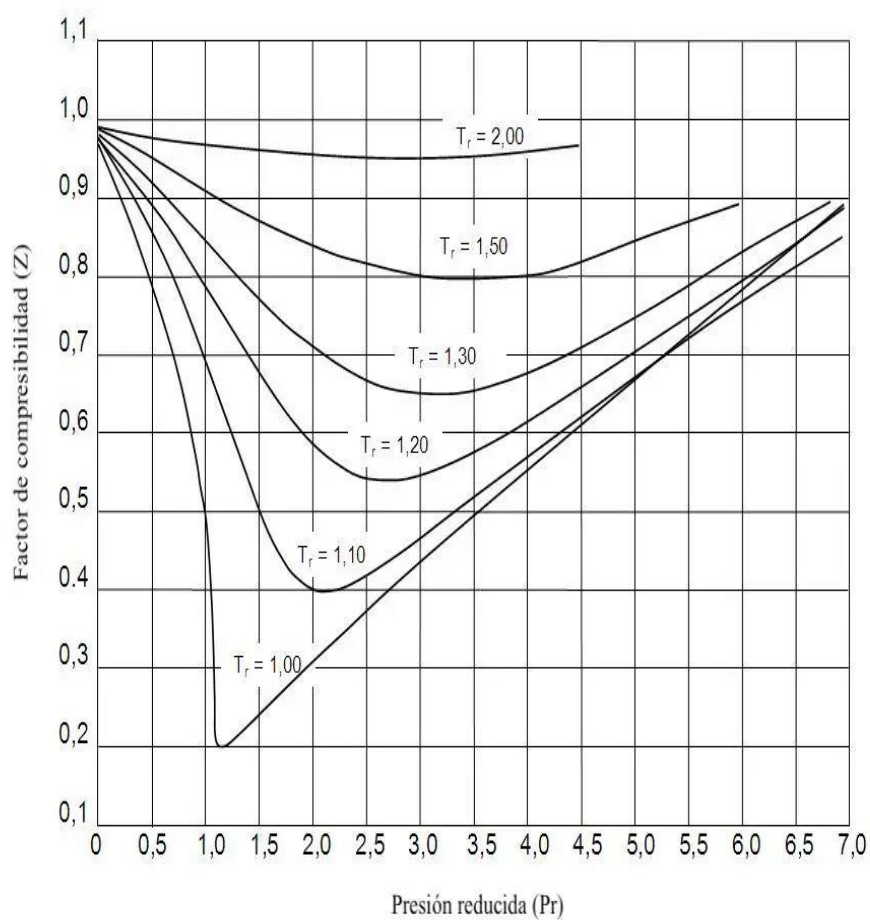
- [68]. Subramanian, S., Kini, R. A., Dec, S. F., et Sloan, E. D., Evidence of structure II hydrate formation from methane+ethane mixtures, India, 2000.
- [69]. Ballard, A. L., A Non-Ideal Hydrate Solid Solution Model for a Multi-Phase Equilibria Program. Golden, Colorado
- [70]. Amir Abbas Armand Karimi. Synthèse et caractérisation thermodynamique d'hydrates de gaz contenant de l'hydrogène. Génie chimique. Ecole Polytechnique X, Français, 2013.
- [71]. Smelik, E. A., et King, H. E., Crystal growth studies of natural clathrate hydrates using pressurized optical cell. , Princeton University, New Jersey, U.S.A, 1997.
- [72]. Les hydrates, IFP Training, France, 2007.
- [73]. Nura Makwashi, Donglin Zhao, Tariq Ahmed, and Ismaila I. Pipeline Gas Hydrate Formation and Treatment, Division of Chemical and Petroleum Engineering, London South Bank University, UK, 2018.
- [74]. Ahmadi, M. A., et Bahadori, A., Gas Hydrates. Fluid Phase Behavior for Conventional and Unconventional Oil and Gas Reservoir, Southern Cross University, Lismore, Australia 2017.
- [75]. Ameripour, S., Prediction of Gas-Hydrate Formation Conditions in Production and Surface Facilities. Thèse de Master, Amir kabir University of Technology, Tehran, Iran, 2014.
- [76]. H. Khelkhal, N. Seba, Etude de la formation des hydrates et leur inhibition dans le réseau de Gas-lift du champ de Hassi Messaoud, Mémoire de Master, Université de Boumerdes, 2014.
- [77]. Mohammad-Haghighi, Hydrate Prevention in Subsea Oil Production Hydrate equilibrium curve for methane. researchgate.
- [78]. Stewart, M., et Arnold, K., Gas Dehydration Field Manual. Gulf Professional Publishing, 2011.
- [79]. Tonnet, N., Dissociation des hydrates de méthane sédimentaires couplage Transfer de Chaleur/ Transfer de Masse. Thèse Doctorale, Ecole nationale de Saint-Etienne, France, 2004.
- [80]. Belkacem, B. E. H., et Lakder, A., Déshydratation du gaz naturel Techniques et Problèmes. Mémoire de Master, Université d'Ouargla, Algérie, 2012.
- [81]. Coulson, J. M., et Richardson, J. F., Chemical Engineering: Particle Technology and Separation Processes. 5ème édition, Volume 2, Butterworth-Heinemann, UK, 2002.

- [82]. Chitour, C. E., Physico-chimie des surfaces. Volume 1-2, Edition OPU, Algérie, Septembre 1992.
- [83]. Notes de cours de : l'adsorption industrielle - INP Toulouse.
- [84]. Ouargui, A., et Laouabdia, A., Calcule de vérification et optimisation de désyrateurs de gaz de l'unité de GPL du complexe GASSI TOUIL, Algérie, 2019.
- [85]. Humphrey, J., et Keller, G. E., Procédés de séparation. édition 2, France, 2002.
- [86]. Rojey, A., Durand, B., Jaffret, C., Julian, S., et Valais, M., Le gaz naturel, production traitement transport. Editions Technip, Paris, France, 1994.
- [87]. Étude de la déshydratation dans l'unité de GPL/CIS/HMD recalcul de la quantité des tamis moléculaire. Université Ouargla, 2008.
- [88]. Equilibrium water content of 4-A molecular sieve and other desiccants as function of pressure and temperature, researchgate.net.
- [89]. ENGINEERING DATA BOOK, Gas Processors Suppliers Association, - SECTION 20 Dehydration. Edition 2012, Etats-Unis, 1935.
- [90]. Méthode de calcul GPSA.
- [91]. PROCESS DATA SHEET FOR GAS DEHYDRATOR G11-VK-24-101 A/B/C.
- [92]. Process data sheet gaz dehydrator; JGC et SONATRAH; projet Gassi Touil; 2009.
- [93]. Campbell, J. M., Gas Conditioning and Processing. Vol. 2: The Equipment Modules , Etats-Unis, 1992.

# *Annexes*

## Annexes

**Annexe 1** : Facteur de compressibilité Z pour le gaz naturel, pour un intervalle de pressions réduites intermédiaire (GPSA, 1987).



Annexe 2 : Teneur en eau dans les hydrocarbures gazeux.

